

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама»

УДК 621.644:624.042.62(26.03)(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи		22.05.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П. В.	д.т.н, профессор		22.05.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	к.э.н., доцент		15.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			15.05.2019

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова В. С.			15.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		22.05.2019

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*
Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Участка подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама. Технологические расчеты морского трубопровода.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема расположения нефтяных и газовых месторождений в Кьулонгском бассейне Вьетнама.</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В. Б., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М. С., ассистент</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Новикова В. С., старший преподаватель</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>26.12.2018 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	Д.Т.Н., профессор		26.12.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи		26.12.2018 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность проекта. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %; Налог на добавленную стоимость 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2019 г
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б	к.э.н., доцент		15.04.2019 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи		15.04.2019 г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Подводный морской трубопровод, расположенный в на шельфе Южно-китайского моря социалистической республики Вьетнам. Трубопровод, по которому транспортирует нефть плотностью 813 кг/м ³ , изготавливают из стали и прокладывают на морском дне с трубоукладочного судна.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна: специальные правовые нормы трудового законодательства (охрана труда, виды компенсации в несчастных случаях, пенсионное обслуживание, осуществление добровольного страхования работников).
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при прокладке подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, превышение уровней шума, превышение вибрации, повышение уровней ионизирующих излучений, недостаток необходимого освещения, превышенная загазованность рабочей среды ; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при прокладке подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – падение с высоты (источники, средства защиты); – электробезопасность (источники, средства защиты); – пожаробезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на микроорганизм; – предлагаемые решения по обеспечению

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	экологической безопасности.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС, причины возникновения ЧС на объекте; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
–	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			25.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи		25.03.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	20.05.2019г.
---	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.02.2019	<i>Введение</i>	5
08.02.2019	<i>Обзор литературы</i>	10
14.02.2019	<i>Современные методы прокладки подводных морских трубопроводов</i>	10
14.02.2019	<i>Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом</i>	10
27.02.2019	<i>Характеристика исследуемого морского трубопровода</i>	15
02.03.2019	<i>Расчетная часть</i>	15
26.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
03.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
05.05.2019	<i>Заключение</i>	7
05.05.2019	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П. В.	д.т.н, профессор		11.02.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		12.02.2019

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины и определения в соответствии с [18, 20, 22, 25, 29, 31].

Грунт – минеральная или минерально-органическая, органоминеральная, многокомпонентная, многофазовая система, которая включает твердые, жидкие и газообразные компоненты.

Давление рабочее – наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

Деформация трубопровода – изменение формы и размеров, а также потеря устойчивости трубопровода под влиянием различных нагрузок и воздействий.

Континентальный шельф – морское дно и его недра, расположенные за внешней границей территориального моря прибрежного государства до внешней границы подводной окраины материка или до 200 миль от исходных линий, от которых отмеряют ширину территориального моря, когда внешняя граница подводной окраины материка не распространяется на такое расстояние.

Метод конечных элементов – математический метод численного решения системы уравнений механики деформируемого твёрдого тела с целью определения распределения напряжений и деформаций в деформируемых телах.

Нагрузка – любое действие, вызывающее напряжения, деформации, перемещения, смещения и т.п. в оборудовании или системе.

Надежность морского трубопровода – способность трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленными

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						1
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

проектом параметрами (давление, расход и другие) в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания.

Напряженно-деформированное состояние трубопровода – совокупность внутренних напряжений и деформаций, возникающих при действии на трубопровод внешних нагрузок, температурных полей и других факторов.

Прокладка подводного трубопровода – комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и заглублению подводного трубопровода.

Промысловый морской нефтепровод – морской нефтепровод в пределах одного или группы нефтегазовых промыслов, предназначенный для соединения скважин с морскими платформами, технологическими судами, морскими выносными сооружениями отгрузки, маятниковыми шарнирными сооружениями, морскими хранилищами, береговыми технологическими терминалами.

Устойчивость трубопровода – свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Единица измерения
1	2	3
D_n	наружный диаметр трубы	мм
$D_{вн}$	внутренний диаметр трубы	мм
$V_{ср}$	средняя скорость течения	м/с
ρ	плотность нефти	кг/м ³
$\rho_{ст}$	плотность стали	кг/м ³

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

Окончание таблицы 1		
1	2	3
E	модуль упругости (модуль Юнга)	МПа
μ	коэффициент Пуассона	-
α_t	коэффициент линейного расширения	1/°C
σ_m	предел текучести стали	МПа
$\sigma_{вр}$	предел прочности стали	МПа
δ	толщина стенки трубопровода	мм
n	коэффициент надёжности по нагрузке	-
L	длина участка трубопровода	м

Сокращения

API (American Petroleum Institute) – Американский нефтяной институт

DNV (Det Norske Veritas) – организация Det Norske Veritas

НДС – напряженно-деформированное состояние

СП – совместное предприятие

СРВ – Социалистическая Республика Вьетнам

Нормативные ссылки

При написании данной работы были использованы научно-технические сборники, диссертации, учебно-методическая литература, нормативные документации и материалы СП «Вьетсопетро».

Основные использованные в магистерской диссертации стандарты:

- ✓ *DNV-OS-F101 «Submarine pipeline systems», в соответствии с которым идентичен ГОСТ Р 54382-2011 «Подводные трубопроводные системы»;*
- ✓ *DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, которым соответствует Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) «Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов»;*
- ✓ *API 5L «Спецификация США для стальных труб»;*
- ✓ *СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;*

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

- ✓ *ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;*
- ✓ *Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.*

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:
DNV-OS-F101-. Submarine pipeline systems.

ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.

Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305). Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.

РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования

API 5L. Спецификация США для стальных труб. 1995 г.

Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.

ГОСТ Р 55311-2012. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.

РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.

ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

производственных помещений.

СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы.

РД 31.52.18-87. Правила пожарной безопасности при проведении
огневых работ на судах Минморфлота.

ГОСТ 22.0.09-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к
охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные
положения.

СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве Часть 2.
Строительное производство.

РД 31.81.01-87. Требования техники безопасности к морским судам.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 120 страниц, 22 рисунков, 24 таблицы, 67 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: морской трубопровод, шельф, нагрузка, деформация, прочность, устойчивость, прокладка, напряженно-деформированное состояние.

Объект исследования: участка морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама.

Цель работы: Основной целью работы является исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода, проложенного в метеорологических и гидрологических условиях шельфа Вьетнама.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи:

1. Проведение литературного обзора методов строительства подводных трубопроводов. Анализ факторов, влияющих на надежность морских трубопроводов на небольшой глубине в процессе длительной эксплуатации.
2. Определение характеристик объекта исследования с анализом инженерно-геологических и гидрометеорологических условий района расположения подводного морского трубопровода.
3. Моделирование взаимодействия морского трубопровода с донным грунтом с учетом гидрологических условий моря Вьетнама в программном комплексе ANSYS.
4. Определение сметной стоимости строительства морского трубопровода.
5. Анализ вредных и опасных производственных факторов трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: параметры изоляционного и бетонного покрытий трубопровода, технология прокладки подводных морских трубопроводов.

Область применения: проектирование подводных морских трубопроводов.

Значимость работы: полученные результаты выпускной квалификационной работы бакалавра могут служить первичной основой для технико-экономического обоснования проекта.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19		ДР	6	111
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	10
Обзор литературы.....	11
<i>1 Современные методы прокладки морских трубопроводов.....</i>	<i>18</i>
1.1 Способ протаскивания трубопровода по дну или по предварительно разработанным траншеям	19
1.2 Прокладка трубопровода свободным погружением	20
1.3 Прокладка трубопровода с трубоукладочного судна S-методом..	22
1.4 Прокладка трубопровода с трубоукладочного судна J-методом...	24
1.5 Прокладка трубопровода сматыванием его с барабана.....	26
<i>2 Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом</i>	<i>29</i>
2.1 Основная специфика взаимодействия трубы и грунта	29
2.2 Математическое моделирование взаимодействия морского трубопровода с грунтом.....	36
2.3 Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом с применением метода конечных элементов	42
<i>3 Характеристика исследуемого морского трубопровода</i>	<i>49</i>
3.1 Климатические характеристики	51
3.2 Характеристика исследуемого морского трубопровода.....	52
<i>4 Расчетная часть.....</i>	<i>54</i>
4.1 Вспомогательные расчеты	54
4.2 Моделирование напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода в программном комплексе ANSYS	57
<i>5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>64</i>
5.1 График выполнения работ при прокладке подводного трубопровода	64
5.2 Сметная стоимость выполнения работ при прокладке подводного трубопровода.....	64

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама					
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата	Оглавление			Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		22.05.19				ДР	8	111
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19				НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Консульт.										
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19						

5.3 Обоснование эффективности проекта сооружения подводного трубопровода.....	70
<i>6 Социальная ответственность.....</i>	<i>74</i>
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке морского нефтепровода с трубоукладочного судна	74
6.2 Производственная безопасность	76
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	77
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	83
6.3 Экологическая безопасность	87
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
<i>Заключение</i>	<i>92</i>
<i>Список использованных источников</i>	<i>93</i>
<i>Приложение А.....</i>	<i>99</i>

					Оглавление	Лист
Из	Лист	№ докум	Подп.	Дата		9

Введение

Специфической особенностью нефтяных и нефтегазовых месторождений Республики Вьетнам является то, что они расположены на территории южного шельфа Южно-китайского моря. Поэтому, применение современных технологий проектирования и строительства морских нефтепроводов является важной задачей нефтегазовых компаний Республики.

Актуальность работы. Необходимость анализа напряженно-деформированного состояния морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе моря Вьетнама для обеспечения эксплуатационной надежности и промышленной безопасности морских трубопроводов.

Предмет исследования. Морской трубопровод, проложенный на континентальном шельфе моря Вьетнама.

Цель работы. Основной целью работы является исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода, проложенного в метеорологических и гидрологических условиях шельфа Вьетнама.

Общая методика исследований основана на применении теории изгиба и метода конечных элементов в программе ANSYS.

Реализация и апробация работы. Раздел ВКР «Моделирование морского трубопровода в программном комплексе ANSYS» был представлен в виде доклада в рамках дисциплины «Преддипломная практика».

Практическая значимость. Полученные результаты выпускной квалификационной работы бакалавра могут служить основой для технико-экономического обоснования проекта строительства морских трубопроводов в континентальных условиях.

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19		ДР	10	111
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				

Обзор литературы

В настоящее время освоение морских нефтяных и газовых месторождений является перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли любого государства, обладающего запасом месторождений в морских акваториях. Такие технологии перспективны, если глубина залегания углеводородов и глубина моря небольшие, а их запасы достаточные по объему.

Согласно [6-10], освоение нефтяных и газовых месторождений, по сравнению с освоением месторождений на суше, имеют свою специфику, связанную с: особыми климатическими условиями; сезонностью проведения работ по строительству; удаленностью месторождений от существующей инфраструктуры; особенностью обустройства месторождений; значительными капитальными вложениями; высокими темпами выработки запасов; высоким уровнем риска при реализации проектов; строгими требованиями по охране окружающей среды, охране труда и технике безопасности. Поэтому, все технологии, задействованные в этом процессе, требуют особого подхода с учетом выше указанных моментов, а так же требуют привлечения другой техники по сравнению с подземным или наземным способом прокладки, требуют привлечения высококвалифицированных специалистов для формирования команды на основе опыта международной деятельности в указанной сфере.

В настоящее время ряд ведущих мировых ученых и мировых компаний, таких как Exxon Mobil, Chevron, Royal Dutch Shell, British Petroleum, Лукойл, Газпром, PetroChina, решает важные стратегические задачи проектирования, строительства и эксплуатации морских

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама		
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата			
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19	Обзор литературы НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19			
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19			
					Литера	Лист	Листов
					ДР	11	111

трубопроводов и других технологических объектов, необходимых для обеспечения устойчивой и надежной работы для транспорта углеводородов.

Строительству морских трубопроводов посвящено много научно-исследовательских работ. Например, ряда российских ученых (Бородавкин П.П., Березин В.Л. и Шадрин О.Б.) в работе о подводных трубопроводах [6-8] рассмотрели современные способы проектирования, и обосновали основные подходы к выбору оптимальных вариантов и конструктивных решений подводных переходов магистральных трубопроводов через реки, внутренние водоемы и морские акватории, а так же технология строительства подводных трубопроводов, подготовительные, монтажные, земляные подводно-технические и берегоукрепительные работы, рассмотрели основные вопросы по укладке трубопроводов различными способами.

В исследованиях Васильева Г.Г., Горяинова Ю.А. и Беспалова А.П. [9,10], наибольшее внимание авторы уделили основным организационно-технологическим схемам производства работ при сооружении морских трубопроводов и основным задачам организационных, технологических и прочностных расчетов, привели основные алгоритмы и методы их решения, что позволило в дальнейшем сформировать комплексный подход для решения задач строительства объектов в осложненных условиях шельфовых зон.

В более поздних исследованиях авторов в работе «Морские трубопроводы» [10,15], была проведена оценка современного состояния вопросов проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов. При этом, проведенный исследователями анализ свидетельствовал не только о технологиях, но и походе с точки зрения экологической и промышленной безопасности.

Большой вклад в развитие морского трубопроводного строительства тоже внесли и другие ученые Бородавкин П.П., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М., Мастобаев Б. Н., Мастобаев Ю. Б., Капустин К.Я.,

									Лист
									12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

Камышев М.А. [7,8,17].

Вьетнамские ученые заинтересованы данной проблемой. Так, в диссертации «Теория и практика сооружения и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа в условиях шельфа СРВ» [14] Лам Куанг Тьен рассматривает основные метеорологические и гидрологические условия работы на шельфе Южно-китайского моря Вьетнама, рассматривает специфические особенности по обеспечению надежности процесса строительства подводных нефтегазопроводов на шельфе Вьетнама.

Повышению безопасности проектов морских трубопроводов путем разработки методов управления и методики оценки рисков при строительстве этих объектов в условиях шельфа Вьетнама посвящена о другое исследование Доан Дык Ня в работе «Оценка рисков в проектах подводных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама» [11]. Нгуен Ван Шон проводит комплексное обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама [16], где значительное внимание автора уделено разработке методов расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода при укладке J-методом в случае вертикального опускания трубы, а также при любом угле наклона оси трубопровода по отношению к поверхности моря, что позволяет говорить об актуальности проведенного исследования и позволяет применять полученные результаты для решения задач проектирования и строительства.

В соответствии с данными [17, 20, 21, 24], специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с многообразием природных условий морского шельфа. К таким особенностям относят следующие факторы:

- рельеф морского дна;
- донные грунты;

								Лист
								13
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы			

- ограниченные возможности подготовки и контроля трассы;
- достаточно агрессивная морская среда;
- воздействия морского волнения, ветра и течений;
- сейсмичность и другие геологические опасности.

Помимо природных факторов существуют и антропогенные факторы, которые должны учитывать при проектировании и строительстве морских трубопроводов. К этим факторам относят:

- другие трубопроводы: в месте пересечения проектируемого трубопровода с существующим требуется применение специальных конструкций для предотвращения их непосредственного контакта, либо неблагоприятных гидродинамических эффектов. пересечение должно происходить под прямым углом;
- рыболовецкие суда: в промышленном рыболовстве используются тяжелые рыболовные тралы, тянущиеся за траулером на несколько километров. эти тралы могут цепляться за трубопровод;
- судовые якоря: судовые якоря представляют собой потенциальную угрозу для трубопроводов, особенно вблизи гаваней;
- военные аспекты: в некоторых районах морского дна находятся морские мины и прочие боеприпасы, в том числе химическое оружие, оставшиеся там после произошедших ранее боевых действий либо учений; кроме того, на дне может находиться действующее военное оборудование (например, приборы для обнаружения подводных лодок); в первом случае проводятся работы по разминированию трассы, во втором - участки, используемые военными, обходятся;
- затонувшие объекты (затонувшие суда либо другие крупные техногенные объекты обнаруживаются в ходе исследований предполагаемого маршрута).

									Лист
									14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

В результате совокупного действия природных геологических и инженерно-геологических процессов трубопровод деформируется вместе с донным грунтом. Изгибная деформация является наиболее распространенным повреждением трубопроводов во время их эксплуатации. В общем, трубопровод подвергается вертикальным и горизонтальным нагрузкам. Местные нагрузки также должны учитываться для их влияния на трубопровод. Давление от транспортируемого продукта может привести к большим напряжениям и деформациям в вогнутых и изогнутых участках трубопровода.

Особую, непредсказуемую опасность для трубопровода представляет пучение грунта. Расчет сил пучения и связанных с ними деформаций земной поверхности, оценка его влияния на прочность и надежность трубопровода, на долговечность его конструктивных элементов являются сложными инженерными задачами. В районах площадного пучения грунта должны быть предусмотрены специальные меры против деформаций трубопровода, если развитие опасного геологического процесса создает угрозу сооружению за срок его службы. На практике рекомендуется заглублять или защищать трубопроводы от случайного повреждения, вызванного якорями и рыболовным оборудованием. Расчетная глубина заглубления зависит от возможных деформаций трубопровода, глубины промерзания грунта и топографии морского дна и прибрежной зоны. В зависимости от морского района, физических свойств почвы и ее наноса и эрозии, взаимодействие между почвой и трубопроводом следует рассматривать в анализе прочности и устойчивости

В настоящее время расчет трубопроводных систем ведется с применением программных комплексов, в том числе использующих для расчета метод конечных элементов. Наиболее подходящими для исследования напряженно-деформированного состояние трубопровода при

								Лист
								15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы			

взаимодействии с грунтом являются универсальные конечно-элементные пакеты ANSYS и ABAQUS, обладающие большой библиотекой конечных элементов и широкой возможностью расширения функциональных возможностей.

Согласно работам [1-5] морской трубопровод может испытывать общий изгиб как осевой, так и продольный под действием сложного сочетания нагрузок, возникающих от собственного веса трубы с утяжеляющим покрытием, выталкивающей силы воды, температурных напряжений и внутреннего рабочего давления.

В работе [4] приведено сравнение результатов теоретического анализа и результатов численного моделирования, в котором теоретическая формулировка может точно предсказать поведение выпучивания глубоководных труб при одновременном растяжении, изгибе и внешнем давлении. Ряд параметрических исследований по выпучиванию реакция глубоководных труб проводится с использованием разработанной теоретической формулировки. Теоретическая формулировка и метод решения, описанные в этом исследовании, могут обеспечить достаточно точную оценку потери устойчивости и коллапса глубоководных трубопроводов.

Исследованиям вопросов по выпучиванию трубопровода, проложенного на жестком морском дне и мягком морском дне, посвящены работы [1-2]. Авторы этих работ также проанализировали эффекты сопротивления грунта на устойчивость трубопровода, режим и амплитуда изгиба труб. В статье [1] представлены результаты экспериментальных и конечных элементов для продольного изгиба, чистого изгибания и застезки в подводных трубопроводах. Результаты показывают, что структурный отклик трубопровода сильно зависит от его первоначальных недостатков и взаимосвязи изгиба.

									Лист
									16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

В работе [3] рассмотрено построение математической модели, описывающей НДС морских трубопроводов, на конечно-элементные пакете ABAQUS. В этом исследовании подробно описываются двумерные неявные двумерные явные, трехмерные неявные и явные модели трехмерного моделирования для моделирования глобальной деформации в трубопроводах при температурном напряжении. Эти четыре модели были использованы в системном анализе и сравнении некоторых практических инженерных проектов.

Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет подобрать оптимальные параметры проектирования обеспечения устойчивости трубопроводов, определить участки с предаварийной ситуацией, и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.

									Лист
									17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

1 Современные методы прокладки морских трубопроводов

При проектировании морского трубопровода необходимо проанализировать условия района проектирования, выбрать и обосновать основные конструктивные параметры трубопровода, такие как диаметр, толщина стенки и материал трубы, определить нагрузки и воздействия морской среды на его, защита от морской коррозии и другие эксплуатационные характеристики.

Согласно [17], диаметр трубы морского трубопровода, как правило, находится в пределах от 76 мм до 1800 мм. Толщина стенок находится в диапазоне от 10 мм до 75 мм. Материал - сталь, один из основных критериев отбора - хорошая свариваемость. От внешней коррозии трубы обычно защищают специальными покрытиями, такими как битумная мастика, эпоксидная смола, полиуретан и полиэтилен. Дополнительно используется протекторная защита. Бетонное или стекловолоконное покрытие обеспечивает дополнительную защиту от абразивного износа. Бетонное покрытие служит также для обеспечения отрицательной плавучести трубопровода в морской воде.

При проектировании и строительстве надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям, по отношению к проложенным на суше. Они должны быть уложены на дно моря таким образом, чтобы была обеспечена их работоспособность в течение длительного времени.

В настоящее время, в соответствии с [9] к современным способам прокладки подводного трубопровода относятся следующие методы:

I способ – протаскивание трубопровода по дну или по предварительно

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата	Современные методы прокладки морских трубопроводов	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19		ДР	18	111
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19		НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				

разработанным траншеям (Bottom pulling);

II способ – прокладка трубопровода методом свободного погружения;

III способ – прокладка трубопровода с трубоукладочного судна последовательным наращиванием S-методом (S - Lay systems);

IV способ – прокладка трубопровода с трубоукладочного судна последовательным наращиванием J-методом (J - Lay systems);

V способ – прокладка трубопровода сматыванием его с барабана, установленного на трубоукладочном судне (Reel - Lay systems).

Каждый способ из вышеперечисленных способов имеет свои характеристики, достоинства и недостатки. Выбор конкретного метода при проектировании и строительстве морского трубопровода зависит от многих факторов, к которым относятся топографический профиль морского дна, геологические и гидрометеорологические условия района прокладки трубопровода, условия сухоходства, конструкция трубопровода, время проведения работ, имеющиеся технические средства и т.д.

1.1 Способ протаскивания трубопровода по дну или по предварительно разработанным траншеям

Способ протаскивания трубопровода по дну в зависимости от длины трубопровода и размеров береговой монтажной площадки можно применять для прокладки трубопровода заданной длины или при органиченных размерах береговой площадки путем протаскивания отдельных плетелей со сваркой стыков на берегу около уреза воды.

Согласно [9], при значительной ширине пересекаемого морского пространства (2 км и больше) протаскивание трубопровода целесообразно осуществлять при помощи тяговой лебедки, установленной на барже, а при меньшей ширине (при пересечении залива и пролива) – при помощи лебедки, закрепленной на противоположном берегу залива (пролива) (рис. 1).

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19



Рисунок 1 - Процесс протягивания трубопровода [9]

При укладке трубопровода на защищенной акватории нефтепровод можно протаскивать по дну предварительно открытой подводной траншеи.

Способ протаскивания трубопровода по дну фактически не ограничивается глубиной моря. Ограничение данного метода состоит в сопротивлении на разрыв для труб небольшого диаметра (до 500 мм), в мощности тяговых средств для труб большого диаметра. Этот способ прокладки рекомендуется применять при пересечении морскими трубопроводами проливов и заливов, а также для сравнительно коротких трубопровода, прокладываемых от берега к буровым платформам и в системе рейдового нефтяного причала. Для снижения тягового усилия нефтепровод разгружается при помощи понтонов.

1.2 Прокладка трубопровода свободным погружением

При укладке трубопровода свободным погружением к нефтепроводу прикрепляют модули плавучести, чтобы удерживать его на поверхности воды. В качестве модули плавучести часто используются понтоны. По прибытии модули плавучести осторожно отсоединяют или заполняют водой и в результате нефтепровод опускается на морское дно (рис. 2).

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		20

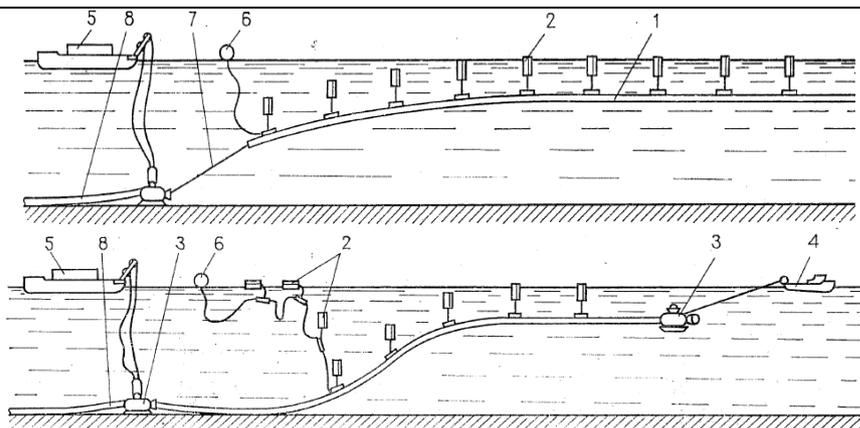


Рисунок 2 - Прокладка трубопровода методом свободного погружения [6]:

*1 – плеть, доставляемая к месту укладки; 2 – понтоны; 3 – камеры;
4 – буксирное судно; 5 – судно, обеспечивающее соединение плетей в камере;
6 – буй; 7 – трос; 8 – ранее уложенная плеть*

Одним из основных недостатков прокладки свободным погружением является малая допустимая глубина погружения.

Применение метода прокладки трубопровода свободным погружением с предварительной буксировкой плетей, оснащенных обычными понтонами, ограничено напряжениями (которые зависят от глубины моря, конструкции и назначения трубопровода), а также волновыми и ветровыми нагрузками на нефтепровод при буксировке его к месту прокладки.

При укладке трубопровода свободным погружением с предварительной буксировкой плетей на небольшие глубины (до 40 м) применяют понтоны, которые имеют постоянную плавучесть.

В случае значительных глубин моря (от 40 м) понтоны переменной плавучести с приложением растягивающего усилия к прокладываемой плети трубопровода применяются для уменьшения изгибающих напряжений.

Способ прокладки трубопровода свободным погружением (рис. 3) с понтонами переменной плавучести может быть рекомендован при пересечении трубопроводами небольших диаметров (до 400 мм) морских акваторий значительной протяженности с большими глубинами при наличии

специальных высокопрочных сплавов и оборудования для соединения плетей трубопровода в надводном положении.



Рисунок 3 - Примеры прокладки свободным погружением [9]

Достоинства данного метода заключаются в том, что плети трубопровода могут находиться в безопасном состоянии ниже поверхности моря. А также не нужно использовать трубоукладочные суда для монтажа плетей. Буксировка плетей трубопровода может быть предпочтительна по сравнению с протаскиванием их по дну в районах с большими глубинами и при наличии слабых грунтов.

1.3 Прокладка трубопровода с трубоукладочного судна S-методом

S-метод является одним из самых первых методов, который стал применяться при морской укладке трубопровода (рис. 4). Так, по данным [9], около 70% специализированных и многоцелевых трубоукладочных судов применяют способ наращивания трубопровода на горизонтальной монтажной линии с последующим спуском его под натяжением по стингеру. Изогнутый участок трубопровода, находящийся между точкой касания морского дна и натяжным устройством трубоукладочного судна, принимает латинскую букву S, поэтому этот метод и получили название S-метод прокладки трубопровода.

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

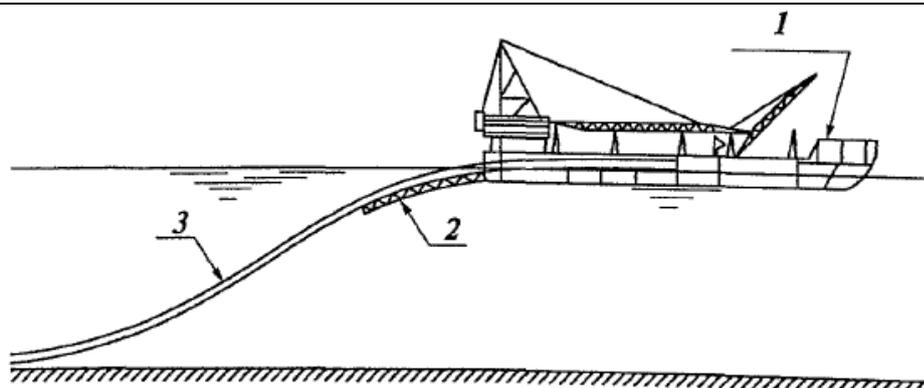


Рисунок 4 – Прокладка подводного трубопровода на дно моря S-методом [10]:

1 – трубоукладочное судно; 2 – стингер; 3 – нефтепровод

Технология прокладки заключается в наращивании трубопровода с последовательной сваркой секций труб. Сварка в нитку и все работы по сооружению трубопровода на наклонном участке палубы, оборудованном роликовыми опорами, который одновременно является спусковым устройством.

При прокладке трубопровода, согласно [20], наибольшие напряжения возникают на участке трубы, находящейся между кормой судна и дном моря. Для ограничения этих напряжений трубоукладочные суда оборудуются стрингерами, поддерживающими опускаемый нефтепровод при сходе его с кормы судна, и устройствами для создания натяжения в опускаемом нефтепроводе. Наибольшие напряжения могут возникнуть на выпуклом и вогнутом участках S-образной кривой.

Наиболее совершенные трубоукладочные суда со стингером осуществляют укладку S-методом трубопровода диаметром до 1220 мм на глубину моря до 300 м и диаметром до 800 мм на глубину моря до 700 м.

Авторы [10], определяя достоинства данного метода отмечают, что при использовании такой технологии возможны:

- ✓ *сварка толстостенных труб,*
- ✓ *использование поточно-расчлененного метода организации сварки*

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

на нескольких постах,

- ✓ *отсутствие пластических деформаций;*
- ✓ *прокладка обетонированных труб.*

Все указанное выше, позволяет прокладывать трубопровод S-методом со скоростью до 3...5 км/сут (или 300-500 м/час), что определяет достаточно быстрые темпы строительства в данных условиях.

Несмотря на ряд достоинств, с другой стороны, применение данного метода ограничивается максимальными напряжениями (относительными деформациями), которые зависят от ряда параметров:

- ✓ *характеристик прокладываемого трубопровода (изгибной жесткости, отрицательной плавучести);*
- ✓ *глубины моря (гидростатического давления воды);*
- ✓ *величины натяжения трубы;*
- ✓ *радиуса кривизны и длины стингера;*
- ✓ *воздействия волн и течений.*

С увеличением диаметра трубопровода и глубины прокладки значительно осложняются инженерные задачи, которые необходимо решать при сооружении и строительстве. Неудовлетворительная организация работ влечет за собой повреждение трубопровода и простой трубоукладочного судна.

1.4 Прокладка трубопровода с трубоукладочного судна J-методом

J-метод прокладки трубопровода имеет логическое развитие S-метода. В верхней части упругая линия трубопровода принимает форму приблизительно прямой линии с углом наклона к горизонтали от 40° до 90°, что значительно больше по сравнению с S-образной кривой. На барже нефтепровод опирается на спусковую наклонную рампу и не имеет изогнутого (с выпуклостью, обращенной вверх) участка (рис. 5). Кривизна в провисающей части трубопровода контролируется созданием натяжения.

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

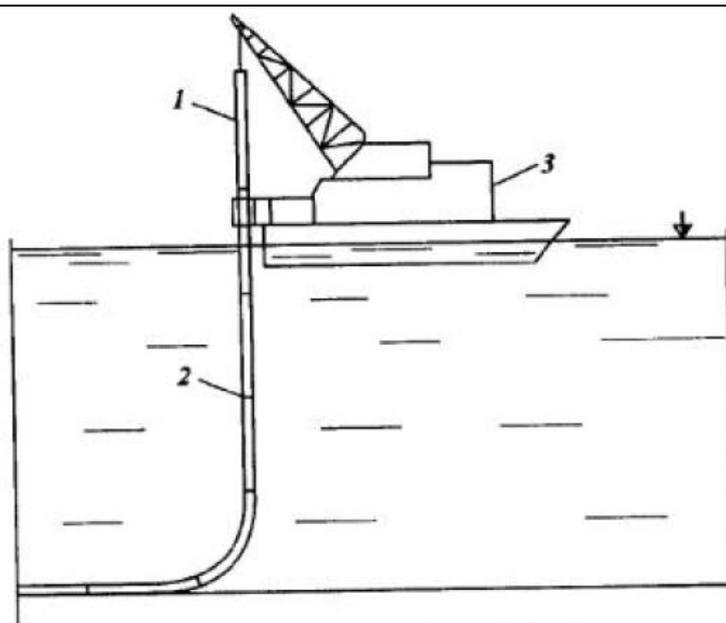


Рисунок 5 - Схема J-метода прокладки трубопровода [17]:

1- нефтепровод; 2- стыки соединения секций; 3 – трубоукладочное судно

J-метод отличается от S-метода отсутствием стингера и вертикальным расположением верхнего конца трубопровода в процессе прокладки при больших глубинах моря, что обуславливает отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода. С уменьшением глубины моря угол наклона верхнего конца трубопровода относительно горизонтали уменьшается, поскольку угол наклона ramпы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

Трубоукладочное судно оснащено устройством с целью опускания трубопровода вертикально. Это устройство имеет систему удержания участка трубопровода в пределах переходной кривой и наращиваемой секции.

Соединение секции производится в вертикальном положении. Судно удерживается в заданном положении с помощью якорной системы и перемещается вперед по мере опускания наращенной секции под воду.

В соответствии с [8], при укладке J-методом напряженно-деформированное состояние глубоководных трубопровода зависит от

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

параметров прокладываемого трубопровода (изгибной жесткости, отрицательной плавучести), глубины моря (гидростатического давления воды), величины натяжения трубы и воздействия волн и течений.

Совместное воздействие изгибающего момента, наружного гидростатического давления и продольного усилия создает опасность потери устойчивости поперечного сечения трубы в виде локального смятия и последующего за ним лавинного смятия. Лавинное смятие основано в распространении возникшего дефекта вдоль всего глубоководного участка трубопровода. Скорости распространения волны смятия может достигать 100-150 м/с. Лавиноопасный процесс смятия может самопроизвольно остановиться только при существенном снижении внешнего гидростатического давления воды.

Проблемными вопросами данного метода прокладки остаются ограниченность пространства для сварки, контроля и изоляции стыков, а также необходимость использования мощного оборудования для удержания трубопровода, что в целом ограничивает его производительность. J-метод позволяет прокладывать нефтепровод от 50-150 м/час в зависимости от условий строительства.

1.5 Прокладка трубопровода сматыванием его с барабана

При прокладке трубопровода сматыванием его с барабана судно оборудовано барабаном, на который наматывается изготовленный на берегу стальной гибкий нефтепровод. На практике по этому способу прокладывался нефтепровод диаметром до 600 мм (данные по протяженности прокладываемого трубопровода приведены в табл. 2).

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

Таблица 2 – Примерная протяженность трубопровода, прокладываемая с одного барабана [9]

Условный диаметр трубопровода, мм	Длина плети на одном барабане, м
250	12000
300	9000
350	6000
400	4000

Такой метод позволяет прокладывать нефтепровод в зависимости от условий строительства от 600-1000 м/час.

Для прокладки трубопровода этим методом выполняются следующие технологические операции:

- 1) на береговой базе свариваются и подготавливаются к укладке плети трубопровода, которые наматывают на барабан;
- 2) плети испытывают физическими методами контроля и внутренним давлением;
- 3) плети наматываются на специальные катушки, установленные на береговой площадке;
- 4) ТУС проходит к причалу, сооруженному на берегу рядом с площадкой;
- 5) после подхода ТУС к строительной площадке нефтепровод сматывают с катушки на барабан судна;
- 6) ТУС с намотанным на барабан нефтепроводом направляется к месту, где находится конец прокладываемого трубопровода;
- 7) конец трубопровода на барабане соединяют с ранее уложенным участком трубопровода, а в начальной стадии прокладки прикрепляют к заранее подготовленной анкерной системе.

Таким образом, при каждом рейсе трубоукладочного судна (рис. 6) и

					Современные методы прокладки морских трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		27

происходит наращивание морского трубопровода на длину плетей, намотанных на барабан. Барабан размещается в горизонтальном или вертикальном положениях.

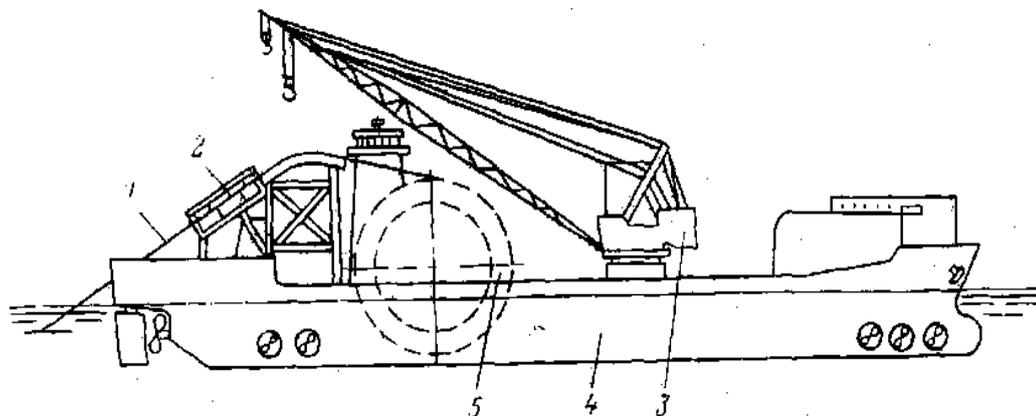


Рисунок 6 - Судно с вертикальным барабаном [17]:

1- нефтепровод; 2- выпрямляющий механизм; 3 - кран; 4 - судно; 5 –барабан

Значительной угол наклона трубопровода, наматываемого с барабана, к горизонту воды (может достигать 50°) в сочетании со значительным натяжением (до 225 тс) позволяет прокладывать нефтепровод на больших глубинах без стингеров.

При использовании ТУС с барабаном, сварочные работы проводятся на суше, где стоимость работ гораздо ниже. Барабаны с намотанной трубой перемещаются из дока на судно, и во время прокладки труба просто скручивается с барабана. Когда с барабана скручивается вся труба, судно возвращается на берег за новой трубой. Некоторые ТУС оснащены кранами, которые позволяют перемещать новые барабаны с барж снабжения и возвращать пустые. Это экономит время и деньги.

2 Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом

2.1 Основная специфика взаимодействия трубы и грунта

Данные о грунте для трубопроводов связаны с верхним слоем морского дна, часто верхним 0,5 м и редко ниже 2 м. Это означает, что пробы грунта для проектирования несущих конструкций, могут иметь ограниченное значение. Обычно для проектирования трубопровода требуются конкретные образцы [2].

Потеря устойчивости сильна связана с взаимодействием труб и грунта. Взаимодействие «трубы-грунт» включает в себя большие неопределенности как из-за изменения, так и неопределенности в характеристике и является наиболее важным аспектом продольного изгиба или расширения конструкции.

Неопределенности, связанные с взаимодействием «трубы-грунт», часто трудно поддаются количественной оценке, и требуется достаточное количество технических решений. К этим неопределенностям относится размыв донных грунтов. Размыв донных грунтов – это форма эрозии морского дна, причиной которой служит гидродинамическое воздействие воды. Придонные течения бывают постоянные, приливные, вызванные волнением и т.д., зависят от скорости течения и направления, а также качества донного грунта и могут вызывать размыв дна, в результате этого образуются промоины, воронки, борозды, котловины. Размывы дна обнажают трубопровод, вследствие чего возникают размывы дна под трубопроводом. Возникающие локальные свободные пролеты могут достаточно быстро развиваться вдоль трубопровода, в результате чего возможно образование пролетов значительной длины. Появление свободных пролетов большой

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата	Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19		ДР	29	111
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19				
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				
						НИ ТПУ гр. 2БМ71		

протяженности может повлечь за собой опасные для целостности трубопроводной линии изменения НДС в локальных зонах трубопровода, особенно на краях пролета и в его середине, ведущие к горизонтальному и вертикальному выпучиваниям. На НДС размытого участка прямое влияние оказывают балластировка, скорость течения потока, температура, давление.

Процедуры проектирования в практике основаны на том, что факторы безопасности будут определяться на основе чувствительности к входным параметрам, в частности, свойств грунта. Ограниченный объем данных обследования приведет к увеличению диапазонов свойств грунта (верхняя граница, наилучшая оценка и нижняя граница). Если чувствительность реакции к ним велика, это даст более высокие коэффициенты безопасности, и усиление может быть полезным. С другой стороны, если чувствительность реакции мала, дополнительные образцы может иметь ограниченное значение.

Компоненты взаимодействия труб и грунта, связанные с потенциальными режимами сгибания трубопровода, следующие:

- Вниз

Натяжение вниз важно для сглаживания данных обследования и для конструкции продольного изгиба.

- Боковые

Для открытого трубопровода, свободного для застезки в боковом направлении, боковое взаимодействие трубопроводом с грунтом является ключевым параметром для поперечного изгиба, поскольку оно влияет как на мобилизационную нагрузку (сопротивление разрушения), так и на конфигурацию постконцевой конструкции трубопровода (остаточное сопротивление грунта после разрушения).

- Осевые

Осевое взаимодействие между трубой и землей имеет значение, когда происходит какой-либо изгиб, поскольку он влияет на конфигурацию после

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

сгибания. Осевая подача прямых участков в застегнутую область определяется мобилизованной осевой реакцией (грунт или гравия или камень). Осевое взаимодействие труб и грунта также важно для наращивания осевой нагрузки.

- Вверх

Вертикальное взаимодействие труб и грунта во время подъема является актуальным, поскольку оно влияет на мобилизационную нагрузку. Модель многолинейного взаимодействия обычно требуется.

Поэтому выбор наиболее подходящей формулы/параметров в анализе потери устойчивости должен основываться на инженерных оценках. Кроме того, всегда рекомендуются анализы чувствительности, направленные на определение критичности условий проекта с учетом допущений моделирования.

В оценке могут быть учтены упрощения взаимодействия труб и грунта. При этом следует подчеркнуть, что это упрощения образца для соответствующего состояния должен быть указан; например модель будет отличаться при определении силы разрушения по сравнению с определением конфигурации после сгибания.

Случай I - Ровное морское дно

Для трубопровода, проложенного на ровном дне, следует уделять внимание к осевому и боковому взаимодействию между трубопроводом и грунтом.

Боковое взаимодействие между трубопроводом и грунтом является ключевым параметром для поперечного изгиба, так как оно влияет как на нагрузку (сопротивление разрушения), так и на конфигурацию постконтактной конструкции трубопровода. При мобилизации, когда трубопровод начинает отклоняться вбок, а перемещения малы, боковое сопротивление грунта определяется максимальным значением. Для

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

увеличения боковых перемещений боковое сопротивление грунта может уменьшаться до меньшей остаточной величины. В хвосте пряжки боковое сопротивление всегда будет максимальным сопротивлением, и это будет влиять на конфигурацию постконтактности. Это контролирует окончательную конфигурацию трубопровода в зоне с заземлением, характеризующуюся большими перемещениями.

Осевое взаимодействие между трубопроводом и грунтом будет самым важным фактором для возникновения изгиба (определение нагрузки) и количества подачи, то есть в фазе после выгибания. Максимальное сопротивление по отношению к остаточному сопротивлению также может быть важным.

Случай II - Неровное морское дно

Для трубопровода, проложенного на неровное морское дно, под действием оперативных нагрузок, а также поведения трубы за пределами потери устойчивости, в общем случае связаны с сложным трехмерным поведением трубопровода и взаимодействием между трубопроводом и грунтом. Вероятность первоначальной несколькими изгибами или локализация в одной изгибе определяется начальной конфигурацией трубопровода и взаимодействием трубопроводом с грунтом.

Все компоненты взаимодействия труб и грунта (осевые, боковые и вертикальные) должны быть правильно определены в модели.

Особое внимание следует уделить прогнозированию конфигурации трубопровода как в плане, так и в горизонтальной и вертикальной плоскостях, поскольку это определяет, какие режимы выпучивания (горизонтальные, вертикальные или комбинации двух) в оперативных условиях вдоль трассы трубопровода. В анализе рекомендуется трехмерное описание морского дна. Такое детальное моделирование должно основываться на точной обработке данных обследования.

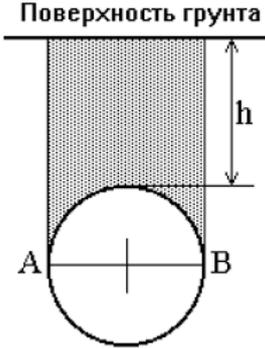
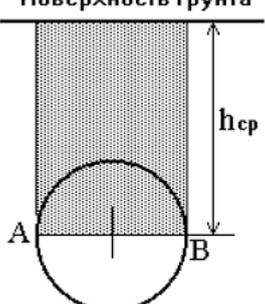
					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

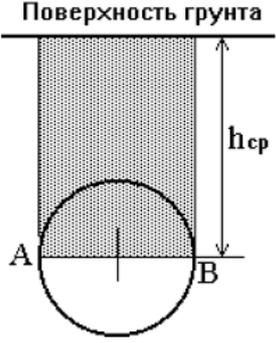
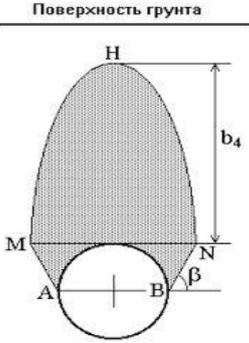
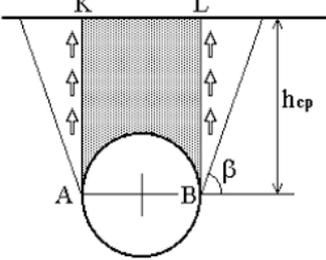
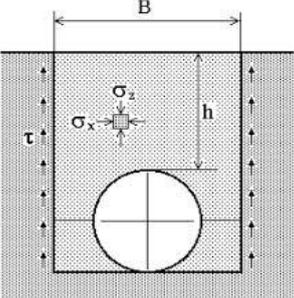
Случай III - Заглубленные трубопроводы

Оба сопротивление вверх и сопротивление вниз имеют важное значение для анализов продольной деформации. Развитие сопротивления часто предварительно оценивается линейным сопротивлением вверх до того, как фактическое сопротивление моделируется в окончательных анализах.

Жесткость вниз будет изменена как часть процедуры проектирования, чтобы определить, есть ли возможность для первоначального отказа вниз.

Таблица 3 - Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом [12]

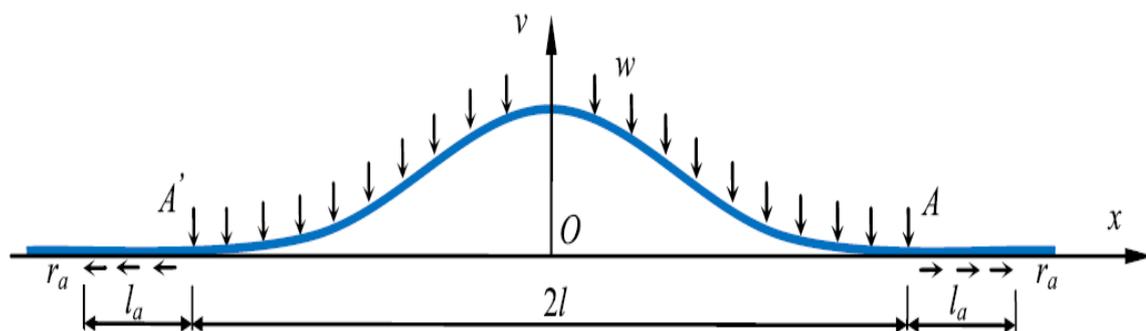
№ модели	Схема взаимодействия трубопровода с грунтом	Формулы, определяющие величину давления грунта $q_{гр}$, Н/м
1	2	3
1		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot (h + 0,1073 \cdot D),$ <p>где: $\gamma_{гр}$ - удельный вес грунта над трубой; D - диаметр трубопровода (с учетом изоляции); h - расстояние от верхней образующей трубы до поверхности грунта</p>
2		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot h_{ср}$ <p>где $h_{ср}$ - расстояние от оси трубопровода до поверхности грунта</p>

3		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot b_3$ $b_3 = \frac{D}{2 \cdot f_{кр}},$ $f_{кр} = \tan \varphi_{тр} + \frac{C}{\sigma'}$ <p>где: $\varphi_{тр}$ - УГОЛ ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ грунта; $f_{кр}$ - КОЭФФИЦИЕНТ КРЕПОСТИ грунта с учетом сил трения и сцепления; C - сцепление грунта</p>
4		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot b_4$ <p>Определим размеры свода: $d = D \cdot [1 + \tan^2 \beta]$; $\beta = 45^\circ - \varphi/2$; d - основание свода естественного равновесия</p> $b_4 = \frac{d}{2 \cdot \tan \varphi}$
5		$q_{сп} = \gamma_{сп} \cdot D \cdot h_{сп} \left(1 - \frac{h_{сп}}{D} \cdot \tan^2 \beta \cdot \tan \varphi \right);$ $\beta = 45^\circ - \frac{\varphi}{2}$
6		$q_{сп} = \gamma_{сп} \cdot D \cdot (k_{мп} \cdot h + 0,1075 \cdot D);$ $k_{мп} = \frac{B}{h} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \frac{C}{\gamma_{сп} \cdot B}}{2 \cdot \xi \cdot f} \cdot \eta;$ $\eta = \left[1 - \exp \left(-\xi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot h}{B} \right) \right]$

7		$q_{ep} = \gamma_{ep} \cdot D \cdot \left\{ \frac{z_1^2}{m \cdot H_1} \cdot \left[1 - \left(\frac{z_1}{H_1} \right)^m \right] + 0,1075 D \right\};$ <p>где $m = \frac{\xi \cdot \tan \alpha + \xi \cdot f - \tan \alpha}{\tan \alpha};$</p> <p>$z_1, H_1, \alpha$ - геометрические параметры</p>				
8		<p>Расчетные формулы, применяемые в практических расчетах:</p> $q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot (k_{гр} \cdot h + 0,1075 \cdot D);$ $k_{гр} = \frac{B_c}{h} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \frac{C}{\gamma_{ep} \cdot B}}{2 \cdot \xi \cdot f} \cdot \eta;$ $\eta = \left[1 - \exp \left(-\xi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot h}{B_c} \right) \right];$ $B_c = B_b + h \cdot \tan \alpha$				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	<p>Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом</p>	Лист
						35

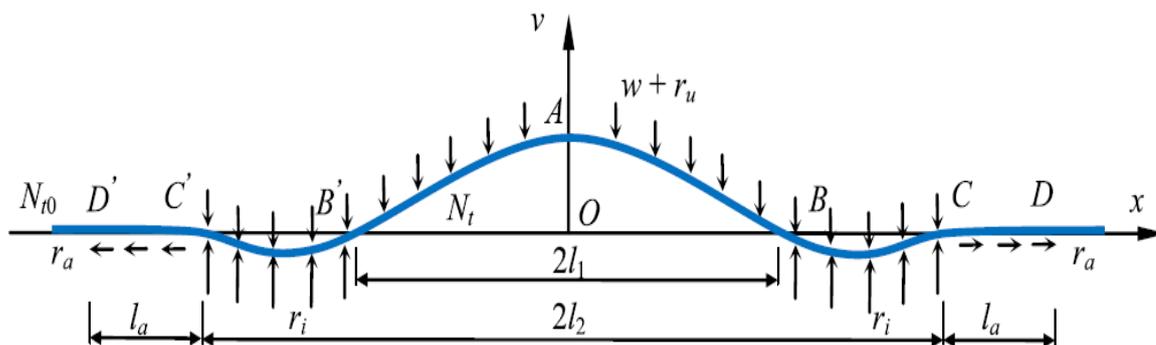
2.2 Математическое моделирование взаимодействия морского трубопровода с грунтом

На рисунке 7 (а) показан классический режим продольного изгиба трубопровода, в котором морское дно считается жестким. Чтобы расширить классическое решение на жестком морском дне до мягкого морского дна, как показано на рис. 7 (б), мы принимаем предположение в [21]: морское дно постепенно отступает от трубопровода между В и С и между В' и С', а сила на единицу длины между морским дном и трубопроводом - это сопротивление отступов r_i , которое должно быть больше, чем погруженный вес трубопровода w или морского дна, не может поддерживать трубопровод. Сопротивление поднятию r_u считается постоянным вдоль трубопровода, и оно может быть равно нулю, когда трубопровод будет открыт на морском дне. Справа от С сила между морским дном и трубопроводом просто уравнивает подводный вес w . N_t - сжимающая сила в выпучивании С'АС, а N_{t0} - сжимающая сила за D'AD, где трубопровод не деформируется из-за потери устойчивости, что согласуется с полевыми наблюдениями. В следующем анализе предполагается, что осевая устойчивость к грунту в смежных областях CD и C'D' является постоянной, r_a ; поэтому длина смежной области равна $l_a = (N_{t0} - N_t) / r_a$.



(а) Выпучивание сверху трубопровода на жестком морском дне

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		36



(b) Выпучивание вверху трубопровода в мягком морском дне

Рисунок 7 - Конфигурация и нагрузки при выпучивании сверху [2]

Таким образом, существуют два управляющих уравнения, которые определяют конфигурацию изгиба трубопровода от А до С:

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + N_t \frac{d^2 v_1}{dx^2} = -(r_u - w) \quad (0 \leq x \leq l_1) \quad (1)$$

$$EI \frac{d^4 v_2}{dx^4} + N_t \frac{d^2 v_2}{dx^2} = -(r_i - w) \quad (l_1 \leq x \leq l_2) \quad (2)$$

где

EI - изгибная жесткость,

N_t - осевая сила в пряжке С'АС,

v_1 - вертикальное смещение от О до В и О к В',

v_2 - вертикальное смещение от В к С и В' к С',

x - расстояние, измеренное вдоль оси x ,

w - погруженный вес на единицу длины трубопровода,

r_i - сопротивление отступов,

r_u - сопротивление поднятию.

Общие решения уравнений (1) и (2) являются

$$v_1(x) = A_1 \cos \mu x + A_2 \sin \mu x + A_3 x + A_4 - \frac{r_0 x^2}{2\mu^2} \quad (3)$$

$$v_2(x) = A_5 \cos \mu x + A_6 \sin \mu x + A_7 x + A_8 - k \frac{r_0 x^2}{2\mu^2} \quad (4)$$

где

$$k = \frac{r_i - w}{r_u + w} \quad (5a)$$

$$r_0 = \frac{r_u + w}{EI} \quad (5b)$$

$$\mu = \sqrt{\frac{N_t}{EI}} \quad (5c)$$

Согласно принципу симметрии наклон v_1 и поперечная сила при $x = 0$ должны быть равны нулю, поэтому граничными условиями при $x = 0$ являются

$$\left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad (6a)$$

$$\left. \frac{d^3 v_1}{dx^3} \right|_{x=0} = 0 \quad (6b)$$

А положение, наклон, перемещение и сила сдвига должны быть непрерывными, поэтому при $x = l_1$ и $x = l_2$ должны выполняться следующие граничные условия и условия согласования.

$$v_1(l_1) = v_2(l_1) \quad (7a)$$

$$\left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=l_1} \quad (7b)$$

$$\left. \frac{d^2 v_1}{dx^2} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{d^2 v_2}{dx^2} \right|_{x=l_1} \quad (7c)$$

$$\left. \frac{d^3 v_1}{dx^3} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{d^3 v_2}{dx^3} \right|_{x=l_1} \quad (7d)$$

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

$$v_1(l_2) = 0 \quad (7e)$$

$$\left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=l_2} = 0 \quad (7f)$$

Последнее, существуют два условия трансверсальности:

$$v_2(l_1) = 0 \quad (8a)$$

$$\left. \frac{d^2v_2}{dx^2} \right|_{x=l_2} = 0 \quad (8b)$$

При условии, что $N_t > 0$, следует, что μ - действительное число. Используя уравнения (6a), (6b) и (7a) - (7f), A1-A8 могут быть получены как функции l_1, l_2, μ .

$$A1 = r_0(\cos\mu l_2 \sin\mu l_1 + k\mu l_2 - \mu l_1 - k\mu l_1 + k \cos\mu l_2 \sin\mu l_1 - \sin\mu l_2 \cos\mu l_1 - k \sin\mu l_2 \cos\mu l_1)/(\mu^4 \sin\mu l_2);$$

$$A2 = 0;$$

$$A3 = 0;$$

$$A4 = -0.5r_0(2 \sin\mu l_1 - 2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1 \cos\mu l_2 + 2k \sin\mu l_1 - 2k \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 + (\mu l_1)^2 \sin\mu l_2 + k(\mu l_1)^2 \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1 \cos\mu l_2 + k(\mu l_2)^2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 + 2k\mu l_2 \cos\mu l_2)/(\mu^4 \sin\mu l_2);$$

$$A5 = r_0(\cos\mu l_2 \sin\mu l_1 + k\mu l_2 - \mu l_1 - k\mu l_1 + k \cos\mu l_2 \sin\mu l_1)/(\mu^4 \sin\mu l_2);$$

$$A6 = r_0(1 + k) \sin\mu l_1/\mu^4;$$

$$A7 = -r_0(1 + k)l_1/\mu^2;$$

$$A8 = -0.5r_0(-2k\mu l_1 \cos\mu l_2 + k(\mu l_2)^2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_1 + 2 \sin\mu l_1 + 2k \sin\mu l_1 + 2k\mu l_2 \cos\mu l_2 - 2\mu l_1 \cos\mu l_2)/(\mu^4 \sin\mu l_2).$$

Для определения μl_1 и μl_2 мы используем два условия трансверсальности (8a) и (8b), чтобы получить:

$$A_5 \cos \mu l_1 + A_6 \sin \mu l_1 + A_7 l_1 + A_8 + k \frac{r_0 l_2^4 (\mu l_1)^2}{2(\mu l_2)^4} = 0 \quad (9)$$

$$A_5 \cos \mu l_2 + A_6 \sin \mu l_2 - k \frac{r_0 l_2^4}{2(\mu l_2)^4} = 0 \quad (10)$$

Первые корни соответствуют тривиальному случаю, поэтому вторые корни μl_1 и μl_2 двух алгебраических уравнений получаются методом

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

Ньютона-Рафсона. Несколько значений μ_1 и μ_2 для разных значений k приведены в таблице 4. Рассматривая классический режим потери устойчивости на жестком морском дне, как показано на рисунке 7 (а), μ_1 был получен Хоббсом [3] как 4,493. Таблица 4 показывает, что с ростом k , μ_1 и μ_2 постепенно приближаются решение для μ_1 на жестком морском дне. Мы определяем соотношение между длиной вложенной пряжки (l_2-l_1) и длиной всей пряжки (l_2) в качестве отношения отступа i , которое частично отражает форму выгнутого трубопровода. Из таблицы 4 видно, что отношение отступов i постепенно уменьшается с ростом k .

Таблица 4 - Результаты выпучивания вверх [2]

k	μ_1	μ_2	$i = (l_2 - l_1)/l_2$
0,1	0,3932	8,7999	0,96
0,3	1,0092	8,6209	0,88
0,5	1,5817	8,4803	0,81
0,7	2,1981	8,2204	0,73
1,0	2,9183	7,5551	0,61
3,0	3,9249	5,7019	0,31
5,0	4,1348	5,2452	0,21
10,0	4,3053	4,8804	0,12
100,0	4,4739	4,5332	0,013
500,0	4,4894	4,5014	0,0027
1000,0	4,4914	4,4975	0,0014

Выражения для $v_1(x)$ и $v_2(x)$ все еще содержат одну неизвестную, осевую силу N_t . Поскольку уменьшение осевой силы в трубопроводе равно произведению осевой жесткости и растяжения вокруг кривой, принимая во внимание предполагаемое распределение осевой силы вдоль трубопровода на рис. 8, полученное уравнение может быть получено как:

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		40

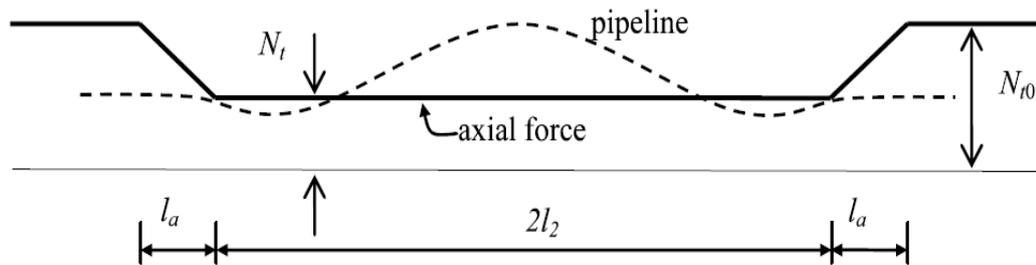


Рисунок 8 - Осевое распределение силы вдоль трубопровода [4]

$$\frac{\int_{-l_2}^{l_2} (N_{t0} - N_t) dx + 2 \int_0^{l_a} (N_{t0} - N_t + r_a x) dx}{2l_2 + 2l_a} = \frac{FE}{2l_2 + 2l_a} \left(\int_{-l_1}^{l_1} 0,5 \left(\frac{dv_1}{dx} \right)^2 dx + 2 \int_{l_1}^{l_2} 0,5 \left(\frac{dv_2}{dx} \right)^2 dx \right) \quad (11)$$

где F - площадь поперечного сечения, E - модуль Юнга трубопровода.

Равномерное увеличение температуры, T_0 , в трубопроводе вызывает осевую силу сжатия:

$$N_{t0} = EF\alpha T_0 \quad (12)$$

где α - коэффициент линейного теплового расширения.

Сочетание уравнений (11) и (12) дает:

$$EF\alpha T_0 = N_t + l_2 r_a \times \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{FE}{l_2^2 r_0} \left(\int_0^{l_1} \left(\frac{dv_1}{dx} \right)^2 dx + \int_{l_1}^{l_2} \left(\frac{dv_2}{dx} \right)^2 dx \right)} \right] \quad (12)$$

Для выпучивания вниз просто переключаем нагрузки перевернутой деформации в противоположном направлении, как показано на рисунке 9, и последующий анализ такой же, как и выше. В итоге результаты выпучивания вниз показаны в таблице 5.

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

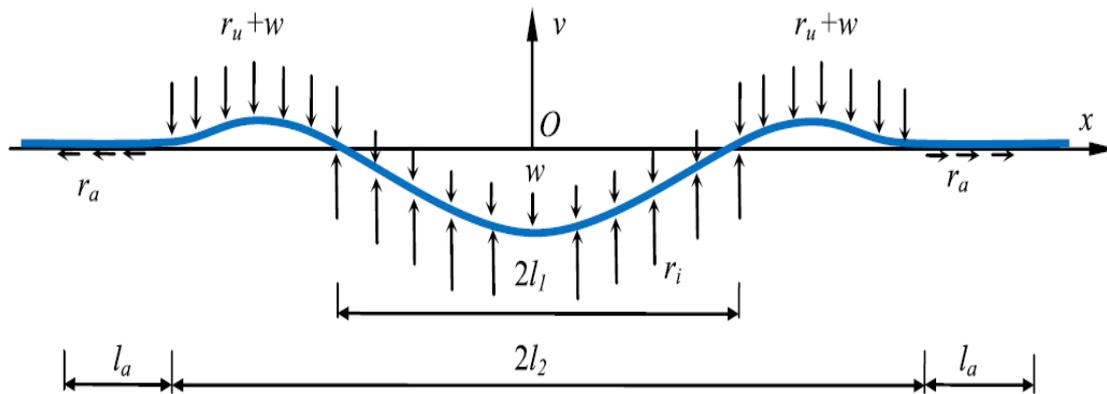


Рисунок 9 - Сгибание вниз трубопровода в мягком морском дне [2]

Поскольку переключатель режима потери устойчивости изменяет коэффициент отступа i , преобразуя его в l_1 / l_2 , как указано в таблице 4, он позволяет выводить данные на рис. 9 из таблиц 4 и 5; результаты показывают, что отношение отступов i уменьшается с увеличением k в обоих режимах сгибания.

Таблица 5 - Результаты сгибания вниз [2]

k	μl_1	μl_2	$i = l_1/l_2$
0,1	4,3053	4,8804	0,88
0,3	3,9760	5,9188	0,67
0,5	3,6775	6,2307	0,59
0,7	3,3853	6,8082	0,50
1,0	2,9183	7,5551	0,39
3,0	3,9249	8,5991	0,13
5,0	1,1039	8,6945	0,082
10,0	0,7166	8,7999	0,045

2.3 Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом с применением метода конечных элементов

Метод конечных элементов достаточно давно зарекомендовал себя как надежное средство решения инженерных прикладных задач широкого класса.

В нем для расчета скорости течения, температуры воды применяется система дифференциальных уравнений в частных производных, которая описывает движение жидкости и дополняется уравнениями гидростатики, теплопроводности и состояния. Достоинством этой системы уравнений заключается в возможности воспроизведения приближенной к реальной трехмерной структуре подводных течений, что решает целый ряд инженерных задач, связанных с моделированием различных воздействий на трубопроводы и придонный грунт.

Обычно поведение трубы следует анализировать с использованием нелинейных методов конечных элементов. Анализ методом конечных элементов должен адекватно описывать поведение физических явлений.

В общем, анализ методом конечных элементов имеет следующие характеристики:

а) Особенности программы конечных элементов

- *Нелинейное поведение материала (стали)*

Должен принимать во внимание нелинейное и двумерное (в продольном и кольцевом направлении) состояние напряжения с помощью соответствующей поверхности текучести и правила упрочнения.

Кривая напряжение-деформация, основанная на пределе текучести и предельной прочности, должна основываться на указанных минимальных значениях, которые считаются значениями инженерного напряжения, за исключением случаев, когда для процедуры явно требуется среднее значение. Выбор кривой напряжения-деформации должен соответствовать применяемой программе конечных элементов.

- *Теория большого вращения*

Относится к вращению трубы более 0,1 радиана.

- *Размер и тип элемента*

Тип трубного элемента должен обеспечивать равномерное кольцевое

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

напряжение и влияние давления. Длина, как правило, должна быть порядка одного диаметра, где, как ожидается, застежка будет иметь место, и может быть более длинной на прямых участках.

b) Моделирование

- *Труба-грунт взаимодействие*

Взаимодействие трубы с грунтом обычно моделируется с использованием ряда независимых нелинейных пружиноподобных элементов, прикрепленных к трубопроводу, или для моделирования в качестве проблемы контакта. Эти «пружины» или контактные поверхности характеризуются нелинейным соотношением сила-смещение и представляют собой интеграцию нормальных и тангенциальных сил, действующих на поверхность трубы, когда она взаимодействует с окружающим грунтом. Различные свойства трубы и грунта в осевом и боковом направлении должны быть учтены.

Влияние пикового сопротивления на сопротивление трубы и грунта должно быть тщательно оценено. Пропуск этого пикового сопротивления в осевом направлении может вызвать слишком мало застежек и дать слишком большую длину анкера.

- *Начальная конфигурация трубопровода*

На развитие режима изгиба (боковое изгибание, вертикальное изгибание или их комбинацию) влияет конфигурация трубопровода в уложенном состоянии. Трубопровод должен быть без напряжения в прямой конфигурации.

Следовательно, фактическое (измеренное) или предполагаемое несовершенство для запуска соответствующих режимов потери устойчивости должно быть введено из исходной конфигурации прямой и свободной от напряжений трубы.

Для заглубленных трубопроводов подгонка к данным обследования,

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

представляющим установленную конфигурацию, должна выполняться не сглаживанием, а жесткостью трубы.

- *Эффективное наращивание осевой силы*

- *Анализ соответствующей последовательности нагрузки, включая циклическая загрузка, если применимо*

Влияние истории загрузки трубопровода (заполнение водой, проверка давления в системе, обезвоживание, цикл останова-перезапуска и т. д.) следует учитывать при анализе. Влияние циклической нагрузки следует оценивать при анализе, чтобы учесть возможные эффекты накопления деформации или уменьшающий момент.

с) Другой

- Ошибка в анализе методом конечных элементов

Некоторый анализ потери устойчивости, рассматриваемый в этом отчете, требует определения применяемой температуры, при которой взаимодействие трубопровода с грунтом, не удастся. Трубопровод разрушается из-за перегиба, когда осевая нагрузка не может быть увеличена или мобилизация почвы превышает смещение при разрушении.

- Оседание, связанное с горизонтальным движением

Оседание морского дна, например, в результате истощение пласта может вызвать как вертикальное, так и горизонтальное движение в эффективной области. Для трубопроводов с высоким осевым ограничением, таких как те, которые погружены, горизонтальное движение морского дна может вызвать большие осевые силы, приводящие к изгибу из перенапряжения трубы. Это должно быть рассмотрено, если это уместно.

В качестве примера рассмотрим нежесткое морское дно, а грунт, на который укладываем трубопровод – суглинок. Конечно-элементная модель строится с учетом бетонного утяжелителя, глубины заложения, свойств грунта-основания, грунта-засыпки и силы выпора в месте неровности.

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		45

Проектные характеристики трубопровода следующие:

- диаметр – 1067 мм;
- толщина стенки – 19,2 мм;
- длина участка – 1 м;
- толщина бетонного покрытия – 100 мм;
- высота засыпки – 1 м;
- глубина подушки – 0,9 м;
- ширина котлована – 1,52 м;
- угол откоса котлована – 30 °;

На основании этих входных параметров построили конечно-элементную модель (рис. 10).

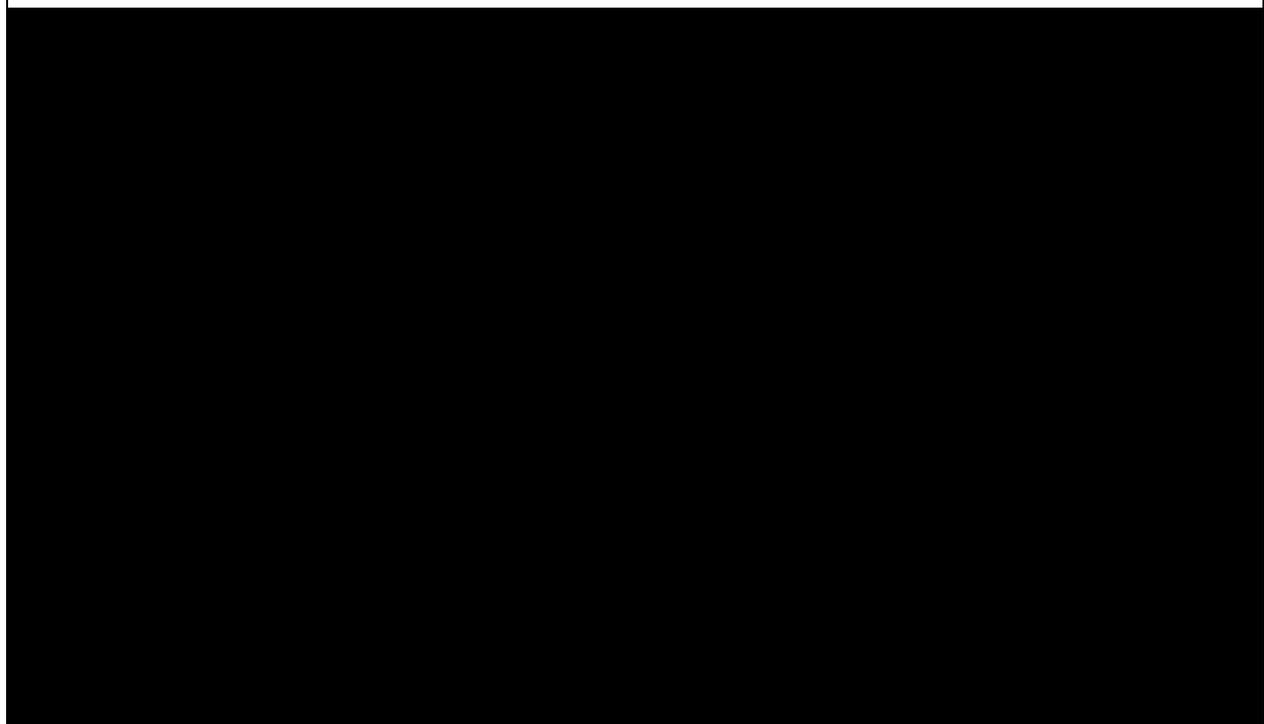


Рисунок 10 - Конечно-элементная модель заглубленного трубопровода

Используя программный пакет ANSYS проведем расчет трубопровода и определим опасные зоны (рис. 11).

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

Рисунок 11 - Напряжения в грунте засыпки по Мизесу

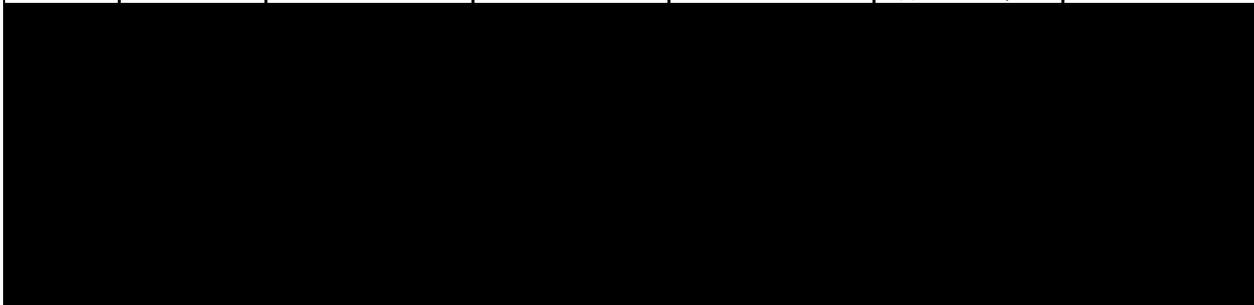
На рисунке 11 показаны напряжения по Мизесу, возникающие в грунте. Различным цветом обозначены различные напряжения, соотношение цветов и напряжения изображено на шкале снизу. Наибольшее напряжение (рис. 11) возникает в месте перегиба. Экспериментируя с высотой засыпки (рис. 12) было установлено, что наиболее оптимальной глубиной укладки, обеспечивающей безопасную эксплуатацию, является 1,5 метра (таблица 6).

Рисунок 12 - Напряжения в трубопроводе при выпучивании

					Моделирование взаимодействия трубопровода с грунтом	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 6 - Значение выпучивания от высоты засыпки при температурном перепаде 60 градусов и высоте неровности 1 метр

Высота засыпки, м	Высота неровности, м	Максимальные напряжения по Мизесу в теле трубы, МПа	Просадка трубы от собственного веса, м	Вертикальное перемещение от температурной нагрузки, м	Вертикальное перемещение от транспортного давления, м	Общее выпучивание, м
-------------------	----------------------	---	--	---	---	----------------------



--	--	--	--	--	--	--

3 Характеристика исследуемого морского трубопровода

В настоящее время, согласно [16, 19], в шельфовой зоне Южно-китайского моря республики Вьетнама уже построено более 700 км морских трубопроводов и в дальнейшем планируется увеличение протяженности нефтегазопроводов за счет строительства новых ниток значительной протяженности и освоения новых месторождений.

Для Республики Вьетнам направление развития нефтегазового сектора экономики долгосрочная и надежная перспектива, которая позволит увеличить объем добываемых, транспортируемых и перерабатываемых углеводородов и, возможно, других попутных неуглеводородных газов. Все это должно позволить эффективно развивать инфраструктуру государства, получить дополнительные рабочие места и высококвалифицированных специалистов.

На шельфе Южно-китайского моря Вьетнам эксплуатируются около 44 нефтяные, нефтегазовые и газовые месторождения. Основные месторождения Вьетнама можно перечислить следующие:

- нефтяные месторождения «Белый Тигр», «Дракон», «Ранг донг», «Руби», «Черный Лев», «Желтый Лев», «Коричневый Лев»;
- нефтегазовые месторождения «Дай Хунг», «Белый Лев»;
- газовые месторождения «Лан Тау», «Лан До», «Хай Тхань», «Ронг Дой» (рис. 13).

По данным [19] на этих месторождениях построены различные морские нефтегазовые сооружения на глубинах 50 - 120 м.

Самым крупным нефтяным месторождением нашей страны является Белый Тигр с запасом около 300 млн. т. Месторождение открыто в марте

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама		
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата	Характеристика исследуемого морского трубопровода		
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19	ДР	49	111
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19			

1975 г, разрабатывается с июня 1986 г. Первые промышленные притоки нефти на месторождении были получены в 1988 году.

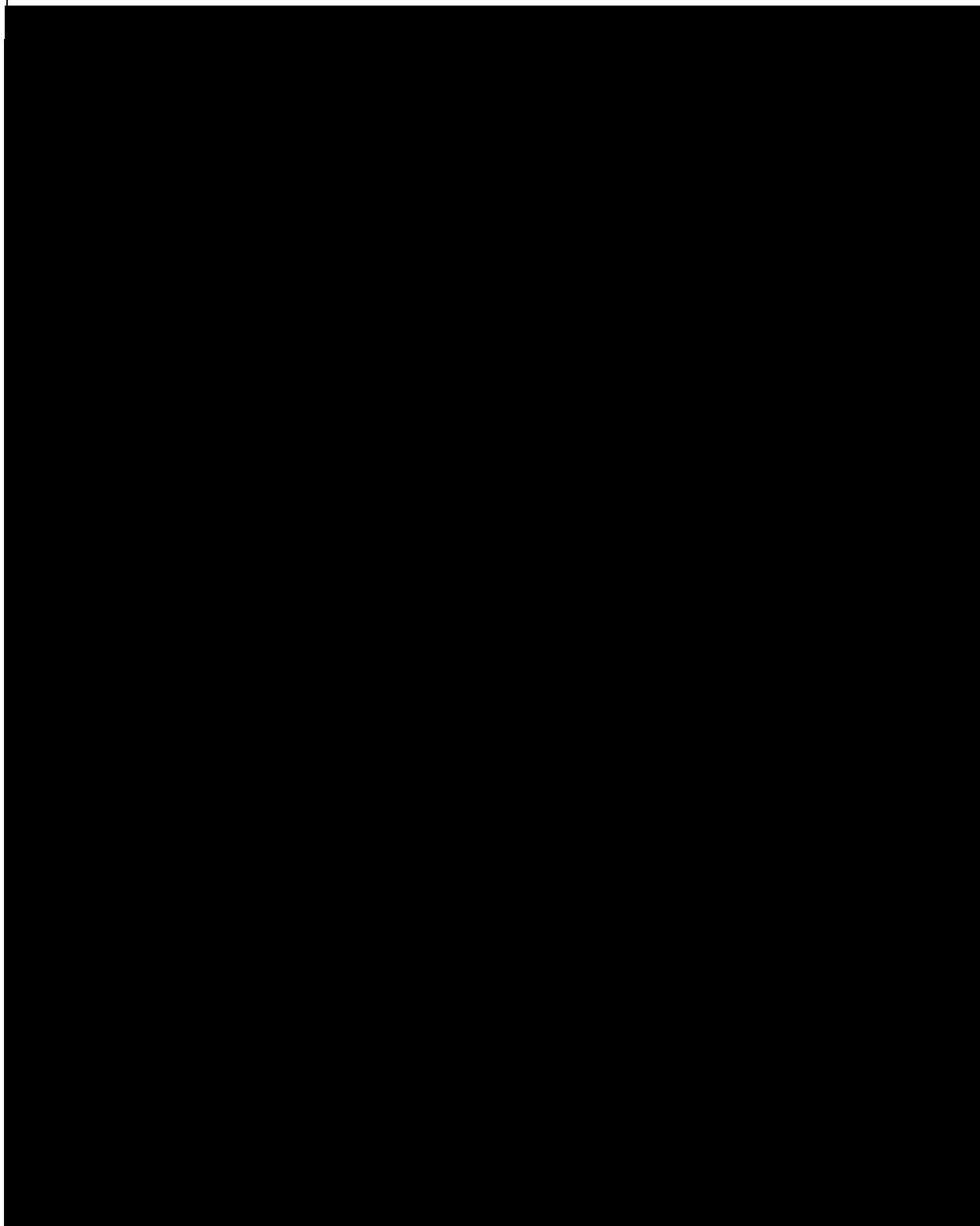


Рисунок 13 - Основные нефтяные и газовые месторождения Вьетнама [19]

					Характеристика исследуемого морского трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50

3.1 Климатические характеристики

Климат

Согласно [19] в районе проектирования подводного трубопровода климат представляет собой тропический мусонный с дождливым летом при температуре воздуха 25 - 32 °С и со сухой зимой при температуре 24 - 30 °С. Влажность воздуха возрастает до 87-89%. Температура поверхностной морской воды в течение года изменяется от 27,2 до 32,1°С.

Ветровой режим района характеризуется Северо-Восточным (СВ) муссоном зимой и Юго-Западным (ЮЗ) муссоном летом. Зимний сезон длится с ноября по март и характеризуется устойчивыми и сильными ветрами Северо-Восточного направления до 20 м/с. Летний сезон длится с июня по сентябрь и характеризуется устойчивыми ветрами Юго-Западного направления. Переходный весенний сезон, к которому относятся апрель и май, характеризуется неустойчивыми ветрами разных направлений. Переходный осенний сезон наблюдается в октябре. В этом месяце существует некоторая тенденция к преобладанию слабых ветров Северо-Восточного направления [16, 19].

Тайфуны относятся к одному из опасных метеорологических явлений на море Вьетнама. Тайфуны часто происходят в период с июня по октябрь в течение года. В случае сильных тайфунов высота волны может достигнуть 10 м, а скорость ветра в порывах - до 50 м/с.

Волны

Режим волн в Южно-китайском море характеризуется муссонным. Зимой волны имеют по направлениям северо-восток - юго-запад, средняя высота 2,5 м. Летний муссон создает волны в направлении в основном юго-запад-северо-восток, высота около 0,6 – 2 м. В районе проектирования трубопровода средняя высота волн составляет 1,3 м.

Течения

					Характеристика исследуемого морского трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

Морские течения образуются по режиму муссонных ветров и приливно-отливных процессов. Средняя скорость течения составляет 0,4 - 0,7 м/с.

3.2 Характеристика исследуемого морского трубопровода

Данные по характеристике промыслового морского трубопровода представлены в табл. 7.

Таблица 7 - Основные характеристики [19]

					Параметры	Единица измерения	Значение
Общие данные					Наружный диаметр, D_H	мм	
					Толщина стенки, δ	мм	
					Транспортируемая среда	-	
					Плотность нефти, ρ_n	кг/м ³	
					Рабочее давление, P	МПа	
					Рабочая температура, t_n	° С	
					Стальные трубы	-	
					Плотность стали, $\rho_{ст}$	кг/м ³	
					Предел текучести стали, σ_m	МПа	
					Предел прочности стали, $\sigma_{вр}$	МПа	
					Модуль упругости (модуль Юнга), E	МПа	
					Коэффициент Пуассона, μ	-	
					Коэффициент температурного расширения, α_t	-	
Покрытие					Изоляция	Толщина, $\delta_{из}$	мм
						Плотность, $\rho_{из}$	кг/м ³
					Бетон	Толщина, $\delta_{из}$	мм
						Плотность, $\rho_{б}$	кг/м ³
					Характеристика исследуемого морского трубопровода		Лист
							52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			

Воды моря	Глубина, H	м
	Плотность, ρ_v	кг/м ³
	Температура, t_v	°С
	Скорость течения, v	м/с
Грунт	Тип	-
	Коэффициент сопротивления, C	-
	Удельный вес, $\gamma_{гр}$	Н/м ³
	Угол внутреннего грунта, $\varphi_{гр}$	град.
	Сцепление грунта, $c_{гр}$	кПа

Сейсмичность района проектирования не превышает 6 баллов по шкале Рихтера. В этом районе не происходит землетрясения. И также не обнаружили затонувшие объекты, морские мины и прочие боеприпасы.

					Характеристика исследуемого морского трубопровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

Вес изоляционного покрытия рассчитан по следующей формуле:

$$q_{из} = n \cdot \gamma_{из} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{из}^2 - D_n^2) \cdot L, \quad (24)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке, равный 1,1;

$\gamma_{из}$ – удельный вес материала изоляции, равный $\rho_{из} \cdot g$, H/m^3 ;

$D_{из}$ – диаметр изолированного нефтепровода, m ;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, m .

Получаем:

xx

Вес бетонного покрытия рассчитывается по формуле:

$$xx \quad (25)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке, равный 1,1;

γ_b – удельный вес бетона, равный $\rho_b \cdot g$, H/m^3 ;

$D_{из}$ – диаметр изолированного нефтепровода, m ;

D_b – диаметр забетонированного нефтепровода, m .

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе:

$$q_{np} = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi D_{вн}^2}{4} \cdot L,$$

Выталкивающая сила воды определяется по формуле:

$$q_{выт} = \gamma_v \cdot \frac{\pi \cdot D_b^2}{4} \cdot L,$$

где γ_v – удельный вес морской воды, равный $\rho_v \cdot g$, H/m^3 ;

D_b – диаметр забетонированного нефтепровода, m .

$$q_{выт} = xxH.$$

Вертикальная составляющая нагрузки на морской участок

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

трубопровода с нефтью с учетом выталкивающей силы воды:

$$q_{вер} = q_{тр} + q_{из} + q_{б} + q_{нр} - q_{выт}$$

Сила сопротивления грунта на единицу длины поперечным вертикальным вверх перемещениям трубы определяется по формуле:

$$q_{зр} = \gamma_{зр} \cdot D_n \left(h_0 - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + k \left(\gamma_{зр} \cdot h_0^2 \cdot \operatorname{tg} 0,7 \varphi_{зр} + \frac{0,7 \cdot h_0 \cdot c_{зр}}{\cos 0,7 \varphi_{зр}} \right)$$

где

D_n – наружный диаметр трубы;

$\gamma_{зр}$ – объемный вес грунта в естественном (необводненном состоянии);

h_0 – расстояние от верха засыпки до оси трубы, м;

$\varphi_{зр}$ – угол внутреннего трения грунта;

$c_{зр}$ – сцепление грунта;

k - коэффициент, характеризующий призму выпора, принимаемый равным единице для трубопроводов условным диаметром от 100 см и более и меньше единицы – для трубопроводов меньших диаметров ($k = D_n / 100$);

Результаты расчета предельного сопротивления грунта введены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчета силы сопротивления грунта

Высота засыпки, м	Сопротивление грунта, Н

Результаты определения величины выше перечисленных нагрузок и воздействий представлены в таблице 9 для разных высот засыпки.

Таблица 9 - Нагрузки и воздействия на трубопровод

Высота засыпки, м	Собственный вес трубы, Н	Вес изоляционного покрытия, Н	Вес бетонного покрытия, Н	Нагрузка от веса нефти, Н	Выталкивающая сила воды, Н	Рабочее давление, МПа	Сопротивление грунта, Н
-------------------	--------------------------	-------------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------------------	-----------------------	-------------------------

4.2 Моделирование напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода в программном комплексе ANSYS

Расчет напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода проводится методом конечных элементов, реализованном в программном комплексе ANSYS. При этом принимаются допущения, что в начале и конце морского трубопровода отсутствуют перемещения.

Этапы расчета в программе ANSYS представлены на рис. 14.

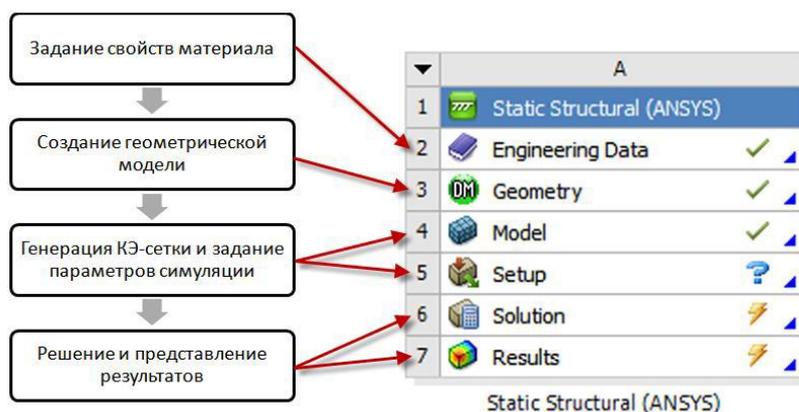


Рисунок 14 – Структура анализа для расчета в ANSYS

На первом этапе необходимо выбрать основные характеристики материала объекта (стали) (см. рис. 15).

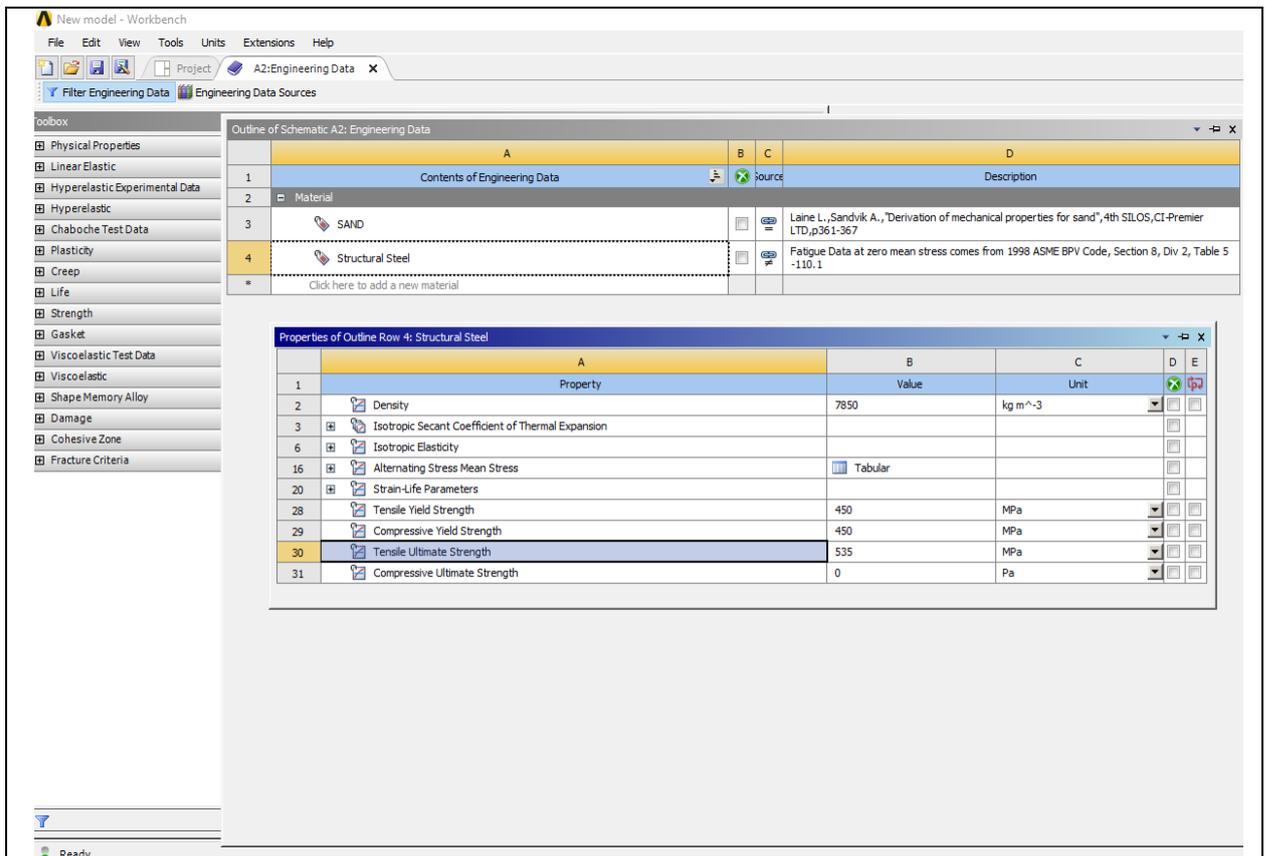


Рисунок 15 – Заданные свойства стали

На втором этапе строится геометрическая модель объекта. Построенный трубопровод с заданной стенкой показан на рис. 16.

На третьем этапе следует разбивать геометрическую модель на конечные элементы (рис. 17) и задавать граничные условия к трубопроводу. Согласно расчетным значениям прикладываем все нагрузки, давление и закрепляем концы трубы (Fix Support) (рис. 18).

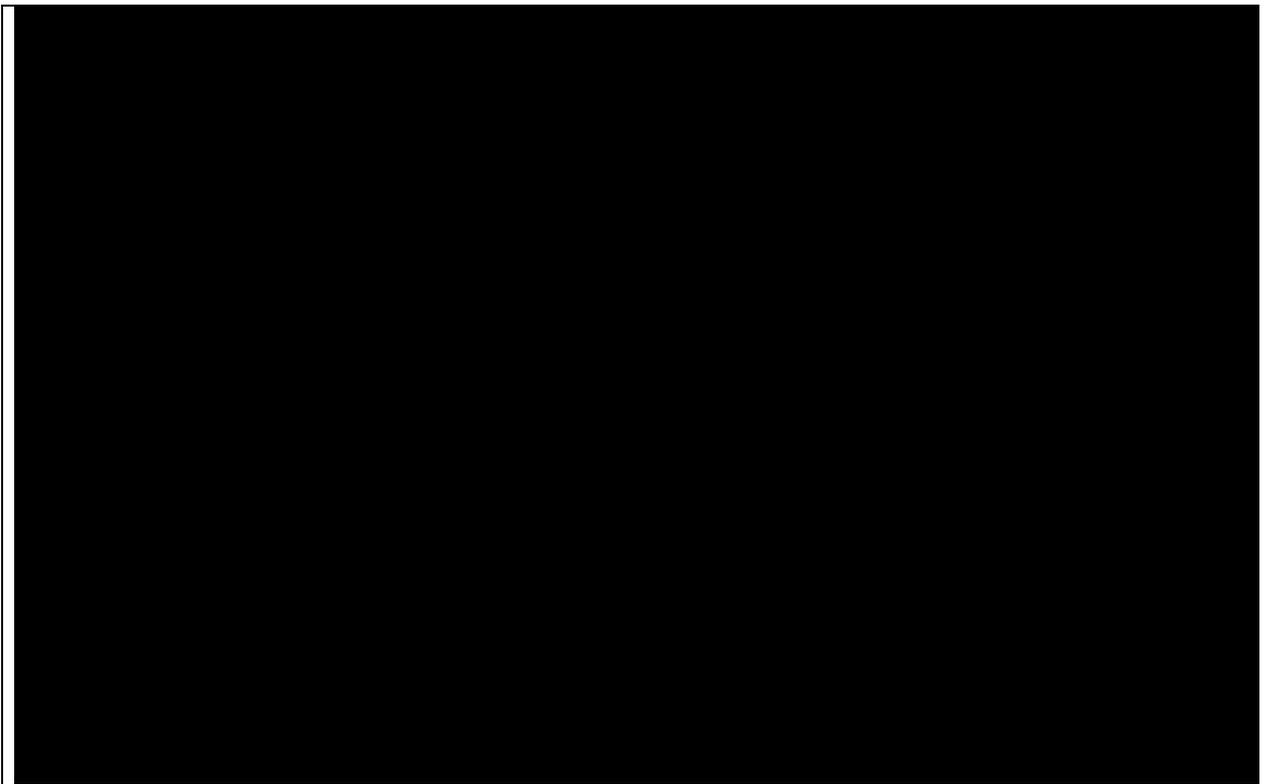


Рисунок 16 – Модель трубопровода

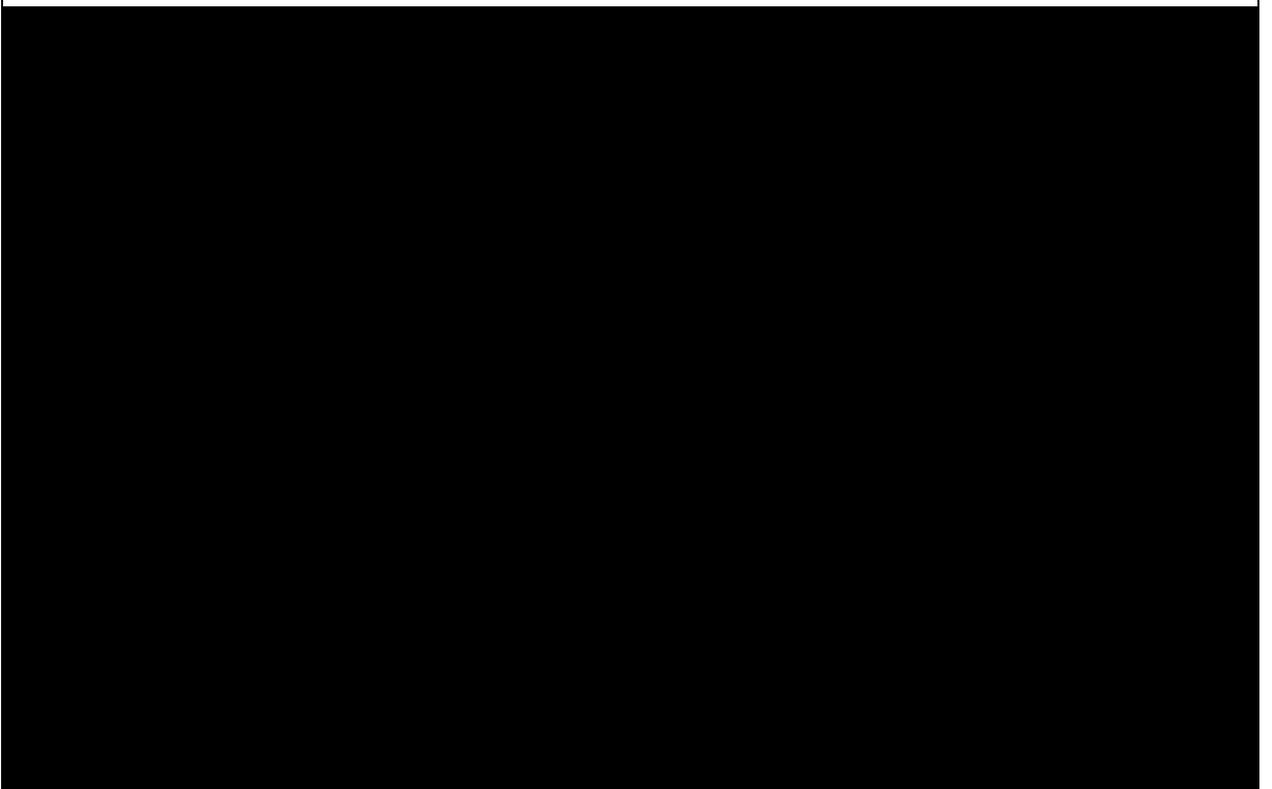


Рисунок 17 – Конечно-элементная сетка для трубы

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

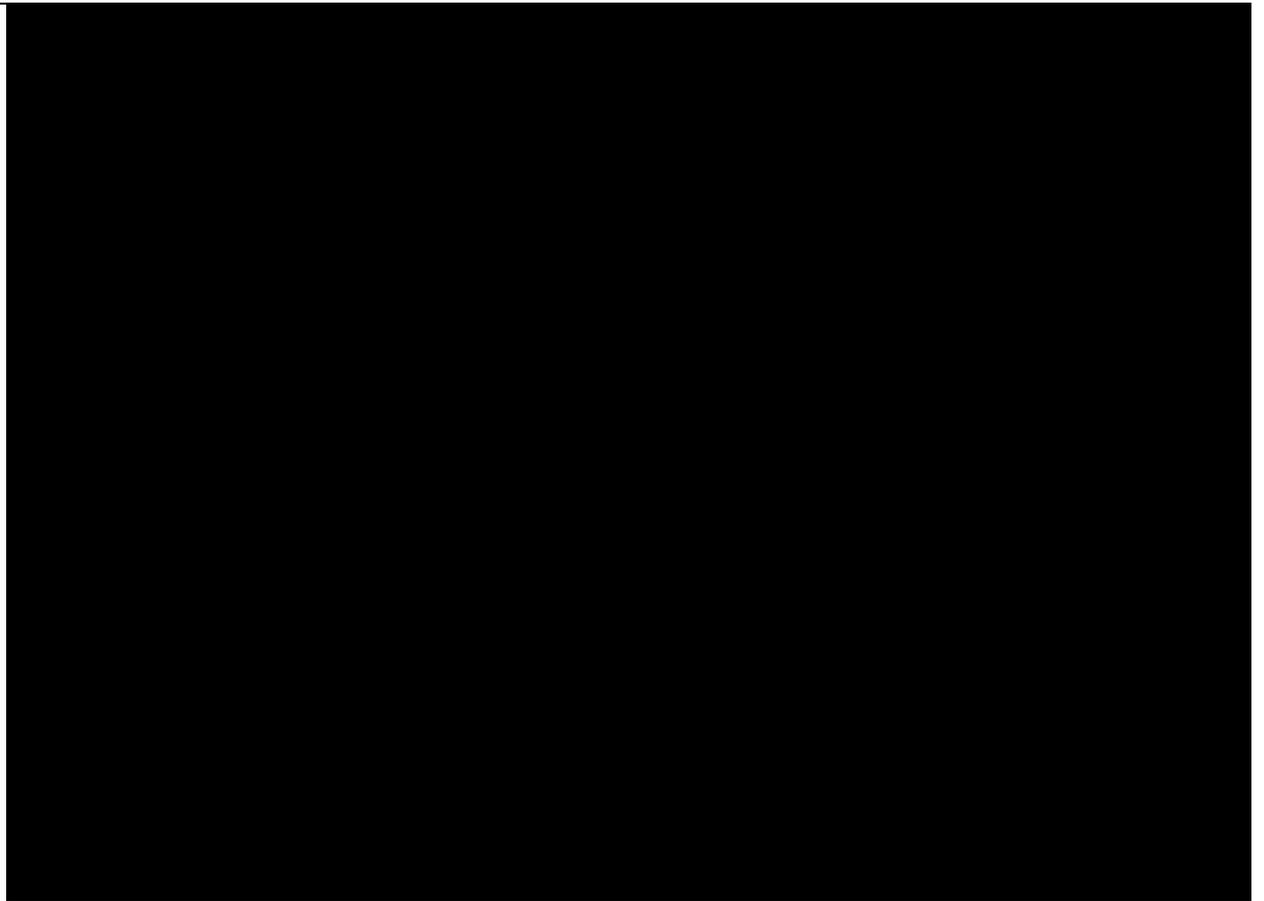


Рисунок 18 – Задание граничных условий для трубы

На последнем этапе осуществляется решение поставленной задачи (Solve). В результате обработки информации ANSYS выдает результаты расчета в виде полей напряжений и перемещений (equivalent stress, total deformation) в разделе Solution в дереве проекта.

На рисунках 19 и 20 показан результат расчета напряжений и деформаций трубопровода для высоты засыпки xxx м.

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

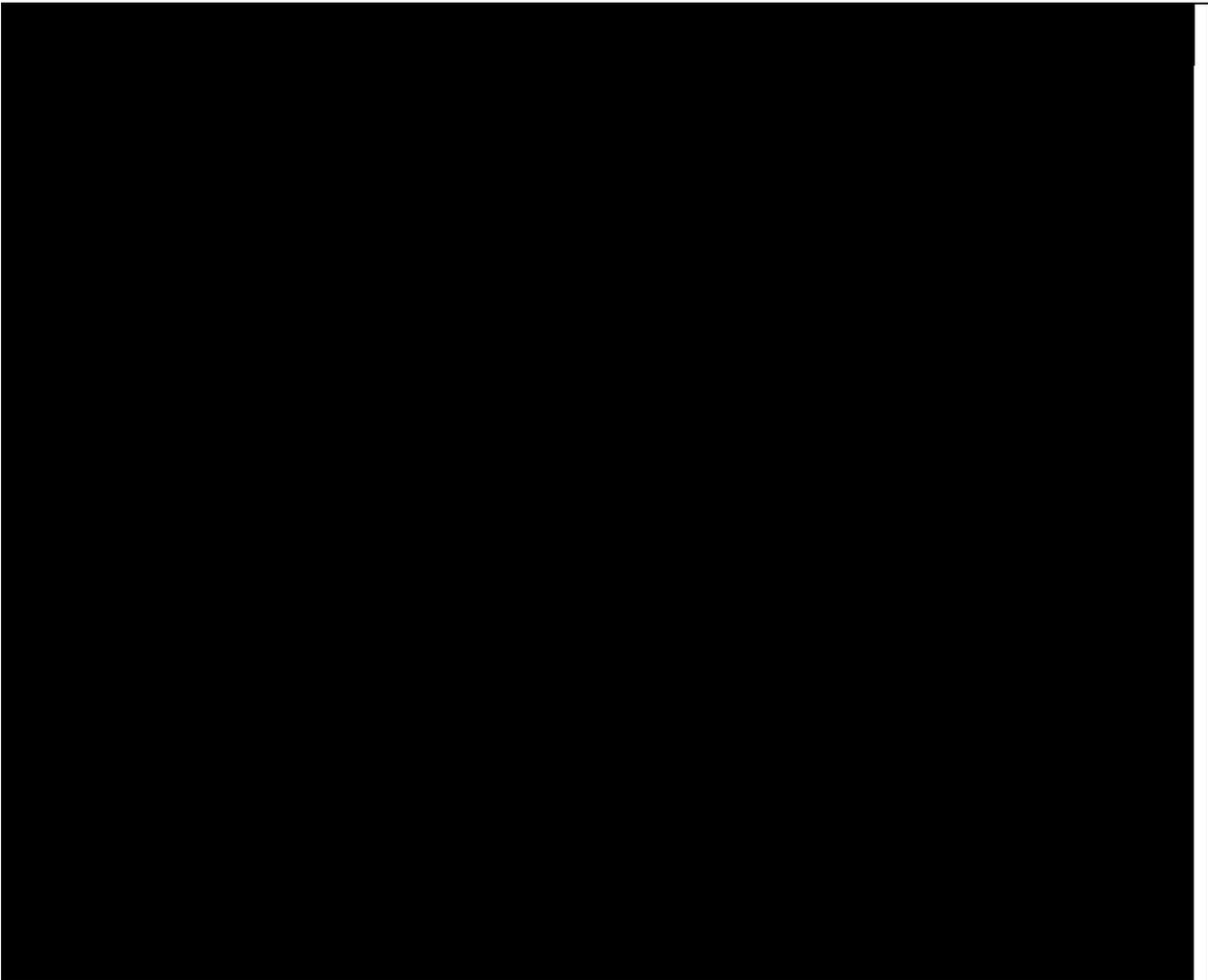


Рисунок 19 - Напряжения по Мезису участка морского трубопровода

Для всех значений засыпки морского трубопровода результаты вычислений с помощью программного комплекса ANSYS представлены в таблице 10.

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

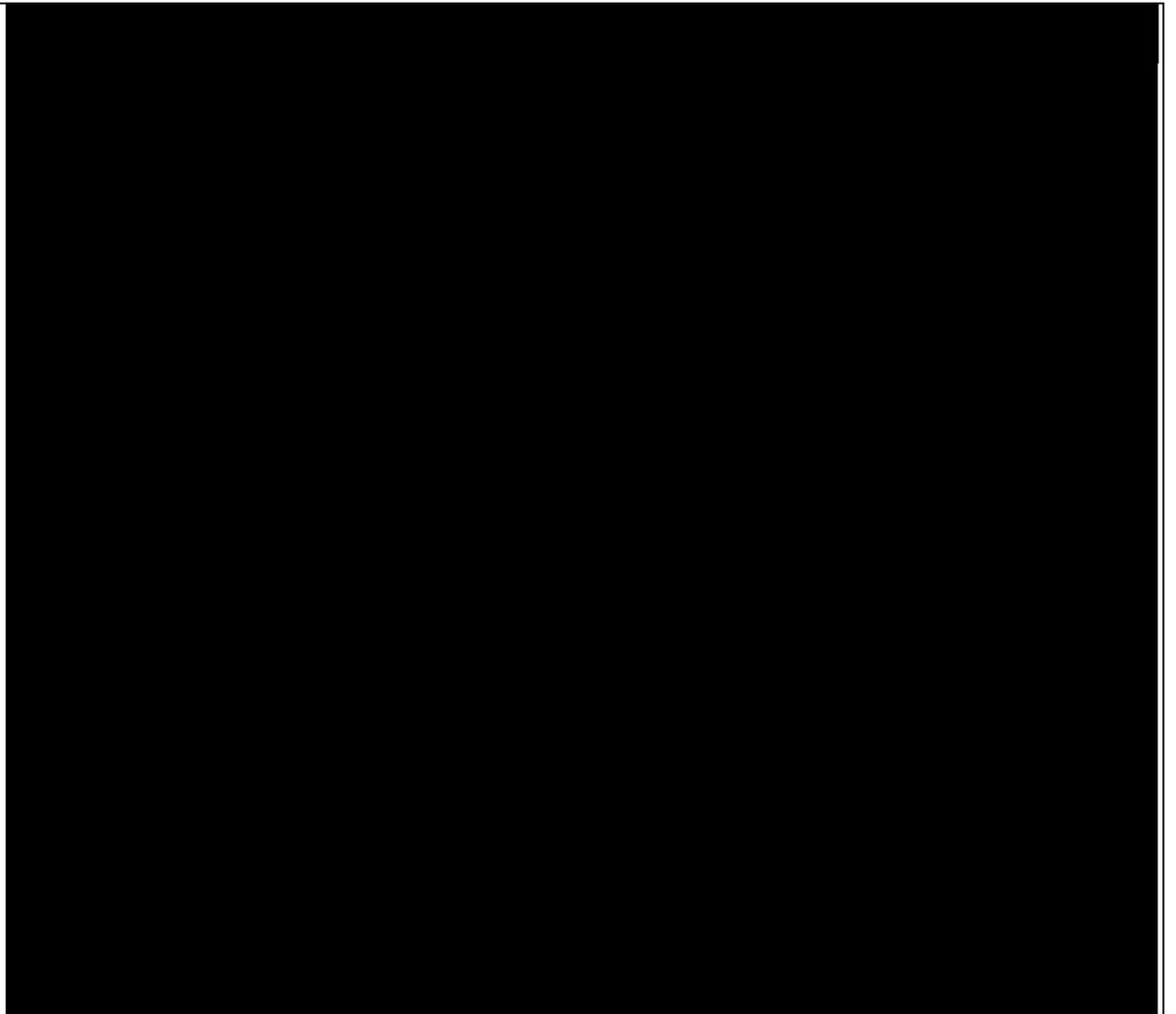


Рисунок 20 - Деформация участка морского трубопровода

Таблице 10 - Основные результаты

Высота засыпки, м	Напряжения по Мизесу, МПа	Общее выпучивание, м

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

Согласно пункту F202 DNV-OS-F101 [24] определяем допустимое напряжение по формуле:

$$[\sigma] = \eta \cdot \alpha_U \cdot (\sigma_m - f_{y,темн})$$

где:

η – коэффициент использования для проверки интенсивности напряжений, равный xxx для класса высокой безопасности;

α_U – коэффициент прочности материала, равный xxx;

σ_m – предел текучести, равный xxx МПа;

$f_{y,темн}$ – значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела текучести, равное x МПа.

Получаем значение допустимого напряжения:

$$[\sigma] = xxxxxx$$

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- с ростом высоты засыпки трубопровода, общие выпучивания и максимальные напряжения увеличиваются;
- значение максимального напряжения $158,8 < 341,8$ МПа;
- изменение условий взаимодействия трубы с грунтом усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств грунта.

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Ресурсно-индексный метод предполагает дополнительное использование индексов цен на ресурсы, используемые при осуществлении строительства.

Базисно-индексный метод основан на применении системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости строительства, определенной в базисном уровне. Для приведения в уровень текущих (прогнозных) цен базисная стоимость объекта по отдельным строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений умножается на соответствующий индекс по отрасли (подотрасли), виду работ с последующим суммированием итогов сметы.

Базисно-компенсационный метод - это суммирование стоимости, исчисленной в базисном уровне сметных цен, и дополнительных затрат, связанных с ростом цен на используемые в строительстве ресурсы, с уточнением указанных расчетов в процессе строительства в зависимости от реального изменения цен.

В качестве еще одного метода определения сметной стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов.

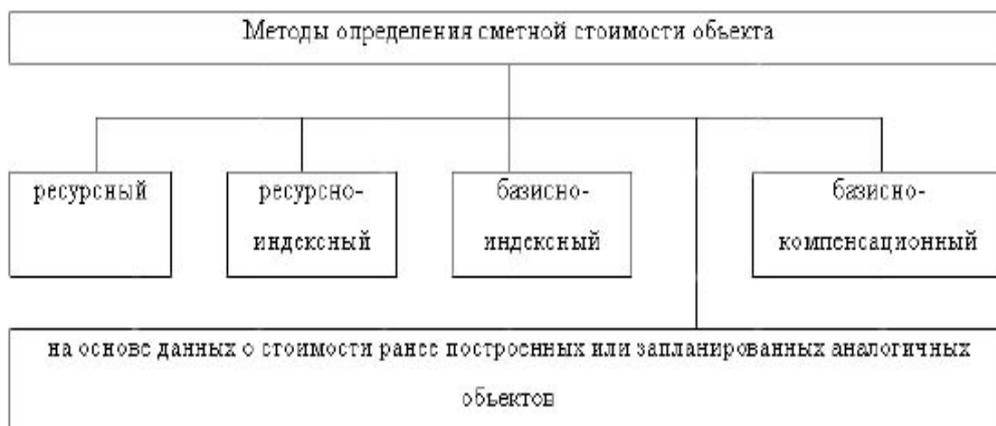


Рисунок 21 - Методы определения сметной стоимости [67]

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ по прокладке 1-ого километра подводного трубопровода представлены в таблице .

Таблица 11 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями
2	Спецоборудование
3	Материалы и комплектующие
4	Оплата труда
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
6	Амортизация основных средств
7	Накладные расходы
8	Командировки и служебные разъезды
9	Прочие расходы, в т.ч.:
9.1	Оплата транспортных услуг
9.2	Оплата услуг связи
9.3	Коммунальные услуги
10	Итого собственных затрат
11	Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)
13	Налог на добавленную стоимость (НДС) 20%
14	Всего стоимость

Результаты сметного расчёта затрат для каждой статьи приведены в следующих таблицах.

Таблица 12 – Спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Сварочный агрегат	шт.	2	129800,00	259.600,00
2	Дефектоскоп	шт.	1	220000,00	220.000,00
3	Персон компьютер	шт.	4	35000,00	140.000,00
4	Прочее	шт.	1	300000,00	300000,00
ИТОГО:					1.139.600,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

Таблица 13 – Материалы и комплектующие, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Коли-во	Цена	Сумма
1.1.	Стальной труб	т	108	50000,00	5.400.000,00
1.2.	Изоляционное покрытие	т	13	22000,00	286.000,00
1.3.	Бетонное покрытие	т	137	35000,00	4.795.000,00
1.4.	Прочее	шт.	1	8.500.000,00	8.500.000,00
	ИТОГО:				18.981.000,00

Таблица 14 – Оплата труда, руб.

№	Наименование категории работников в 2019 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	руководитель	1	1.000,00	1.000,00	30,00	30.000,00
2	специалист	2	850,00	1.700,00	30,00	51.000,00
3	главный-инженер	1	800,00	800,00	30,00	24.000,00
4	инженер	5	700,00	3.500,00	25,00	87.500,00
5	рабочий	7	550,00	3.850,00	25,00	96.250,00
	ИТОГО	16				288.750,00

Таблица 15 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, руб.

№	2019 г.	по регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
1	30.000,00	30,00	9.000,00
2	51.000,00	30,00	15.300,00
3	24.000,00	30,00	7.200,00
4	87.500,00	30,00	26.250,00
5	96.250,00	30,00	28.875,00
6	288.750,00	0,2	578,00
	ИТОГО:		87.203,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

Таблица 16 – Амортизация основных средств, руб.

№ п/п	Наименование основных средств	Коли-во	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2019 году	Амортизация, руб.
1	Сварочный агрегат	2	129.800,00	10,00	60,00	15.576,00
2	Дефетоскоп	2	220.000,00	10,00	40,00	17.600,00
3	Персональный компьютер	4	35.000,00	25,00	60,00	21.000,00
4	Прочее	1	300.000,00	25,00	60,00	45.000,00
ИТОГО						99.176,00

Таблица 17 – Накладные расходы, руб.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
1	Спецоборудование	1.139.600,00	10,00	113.960,00
2	Материалы и комплектующие	18.981.000,00	10,00	1.898.100,00
3	Оплата труда	288.750,00	10,00	28.875,00
4	Амортизация основных средств	99.176,00	10,00	9.917,60
Всего прямых расходов		20.508.526,00	10,00	2.050.852,60

Таблица 18 – Прочие расходы, руб.

№ п/п	Виды оплаты	Тариф, руб/кв.м в месяц	Кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м ²)	Время использования в рамках данной работы, мес.	Сумма оплат, руб.
1	2	3	4	5	6
1	Коммунальные услуги 2019гг.		96		7.304,23
1.1	Электроэнергия	1,06	101,76	1,27	129,24
1.2	Теплоснабжение	21,95	2.107,20	1,27	2676,14
1.3	Канализация	16,06	1.541,76	1,27	1958,04
1.4	Водоснабжение	20,84	2.000,64	1,27	2540,81

Таблица 19 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ		
			1	2	3
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Спецоборудование	1.139.600,00	145.000,00	145.000,00	290.000,00
3	Материалы и комплектующие	18.981.000,00	2.622.750,00	2.622.750,00	5.245.500,00
4	Оплата труда	288.750,00	72.187,50	72.187,50	144.375,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	87.203,00	21.800,75	21.800,75	43.601,50
6	Амортизация основных средств	99.176,00	46.550,00	46.550,00	93.100,00
7	Накладные расходы	2.050.852,60	279.458,75	279.458,75	558.917,50
8	Командировки и служебные разъезды	85.000,00	21.250,00	21.250,00	42.500,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	7.304,23	1.826,06	1.826,06	3.652,12
9.1	Коммунальные услуги	7.304,23	1.826,06	1.826,06	3.652,12
10	Итого собственных затрат	22.653.885,83	5.663.471,46	5.663.471,46	11.326.942,92
11	Уровень рентабельности до 10%	2.265.388,58	566.347,15	566.347,15	1.132.694,29
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)	24.919.274,41	6.229.818,61	6.229.818,61	12.459.637,21
13	НДС 20%	4.983.854,88	1.245.963,72	1.245.963,72	2.491.927,44
14	Всего стоимость договора	29.903.129,29	7.475.782,33	7.475.782,33	14.951.564,65

5.3 Обоснование эффективности проекта сооружения подводного трубопровода

Инвестиции – вложения на определенный срок капитала во всех его формах в различные объекты для достижения индивидуальных целей инвесторов.

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал (основные средства), в т.ч. затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские и другие затраты.

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе: необходимая проектно-сметная документация, а также бизнес-план как описание практических действий по осуществлению инвестиций.

Инвестиционные проекты подвергаются проектному анализу, основу которого составляет сопоставление понесенных затрат и полученных результатов. Для крупных проектов характерно проведение технико-экономического обоснования (*ТЭО*) в несколько этапов, каждому из которых соответствует определенная форма отчетного документа.

Целью расчета эффективности инвестиционного проекта является оценка эффективности вложенных средств на проектирование линейного участка промыслового морского трубопровода, предназначенного для перекачки нефти с средним годовым расходом 1,02 млн. т/год.

Согласно [66], основные показатели расчета эффективности проекта составляют:

- Выручка от реализации: $B = 0,82 \cdot Q \cdot C$ где C – цена на нефть,

Q – годовой расход

нефти.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		70

- Амортизация: $A = 0,04 \cdot IB$, где IB – инвестиция.
- Прибыль: $\Pi = B - K_m - A$, где K_m – эксплуатационные расходы.
- Налог на прибыль: $НП = 0,2 \cdot \Pi$
- Чистая прибыль: $ЧП = \Pi - НП$
- Поток наличностей: $ПТ = ЧП + A$
- Чистый накопленный доход $НЧД = \sum_{i=1}^t ПТ$
- Коэффициент дисконтирования: $\alpha = 1/(1+E_n)^{(t-1)}$ где t - год
- Чистый дисконтированный доход наличности: $ЧДД_i = ПТ \cdot \alpha$
- Накопленный дисконтированный доход $НДД = \sum_{i=1}^t ЧДД_i$
- Индекс доходности: $i = НДД / IB$

Таблица 20 - Расчёт эффективности инвестиционного проекта

№	Показатели	Годы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Инвестиции, млн. руб	175,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Выручка от реализации, млн. руб	0,0	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб	0,0	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7
4	Амортизация, млн. руб	0,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
5	Прибыль, млн. руб	0,0	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб	0,0	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
7	Чистая прибыль, млн. руб	0,0	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4
8	Поток наличностей, млн. руб	0,0	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
9	Чистый накопленный доход, млн. руб	-175,0	-94,6	-14,1	66,3	146,7	227,1	307,5	387,9	468,4	548,8
10	Коэф. дисконтирования ($E_n=12\%$)	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
11	ЧДД наличности, млн. руб	-175,0	71,8	64,1	57,2	51,1	45,6	40,7	36,4	32,5	29,0
12	НДД, млн. руб	-175,0	-103,2	-39,1	18,2	69,3	114,9	155,6	192,0	224,5	253,5

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

Окончание таблицы 20

№	Показатели	Годы									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Инвестиции, млн. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Выручка от реализации, млн. руб	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7
4	Амортизация, млн. руб	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
5	Прибыль, млн. руб	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
7	Чистая прибыль, млн. руб	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4
8	Поток наличностей, млн. руб	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
9	Чистый накопленный доход, млн. руб	629,2	709,6	790,0	870,5	950,9	1031,3	1111,7	1192,1	1272,6	1353,0
10	Коэф. дисконтирования (E _n =12%)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
11	ЧДД наличности, млн. руб	25,9	23,1	20,6	18,4	16,5	14,7	13,1	11,7	10,5	9,3
12	НДД, млн. руб	279,4	302,5	323,2	341,6	358,0	372,7	385,9	397,6	408,0	417,4
№	Показатели	Годы									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	Инвестиции, млн. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Выручка от реализации, млн. руб	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5	194,5
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7
4	Амортизация, млн. руб	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
5	Прибыль, млн. руб	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
7	Чистая прибыль, млн. руб	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4	73,4
8	Поток наличностей, млн. руб	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
9	Чистый накопленный доход, млн. руб	1433,4	1513,8	1594,2	1674,7	1755,1	1835,5	1915,9	1996,3	2076,8	2157,2
10	Коэф. дисконтирования (E _n =12%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
11	ЧДД наличности, млн. руб	8,3	7,4	6,6	5,9	5,3	4,7	4,2	3,8	3,4	3,0
12	НДД, млн. руб	425,7	433,1	439,8	445,7	451,0	455,8	460,0	463,7	467,1	470,1
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение											
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата							Лист
											72

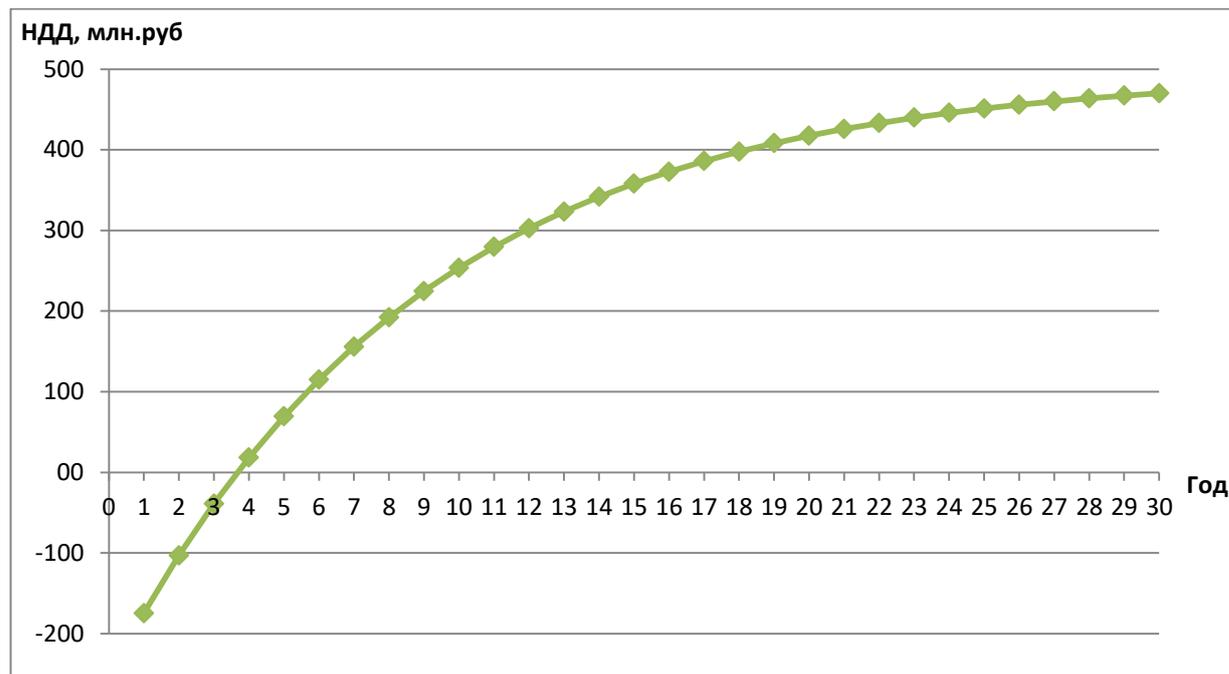


Рисунок 22 - График изменения *НДД* от времени

Согласно результатам проведенных расчетов данный инвестиционный проект эффективен. Срок окупаемости – 7,5 года. Индекс доходности – 2,7.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

6 Социальная ответственность

Объектом исследования в данной работы является трубопровод, расположенный на шельфе Южно-китайского моря социалистической республики Вьетнам. Исследуемый трубопровод, по которому транспортирует нефть плотностью 813 кг/м^3 , изготавливают из стали и прокладывают на морском дне с трубоукладочного судна.

При проведении работ по прокладке морского трубопровода необходимо большое внимание уделять производственной безопасности, охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке морского трубопровода с трубоукладочного судна

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [55]:

– постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

– периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

– выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		22.05.19		ДР	74	111
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19		НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Консульт.		Черемискина М. С.						
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Согласно статье 293 Трудового кодекса РФ [62] сезонными признаются работы, которые в силу климатических и иных природных условий выполняются в течение определенного периода (сезона), не превышающего, как правило, шести месяцев. Следовательно, работы по прокладке морского трубопровода с трубоукладочного судна относятся к сезонным работам.

Согласно статье 295 Трудового кодекса РФ [62] работникам, занятым на сезонных работах, предоставляются оплачиваемые отпуска из расчета два рабочих дня за каждый месяц работы.

Работодатели нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса в соответствии с законодательством РФ, коллективными договорами, локальными нормативными актами обеспечивают [63]:

- Единовременную денежную выплату для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев на производстве или профессиональных заболеваний, в размере не менее:
 - при смертельном исходе - 350 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);
 - при установлении 1 группы инвалидности - 200 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

(региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);

- при установлении 2 группы инвалидности - 100 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при установлении 3 группы инвалидности - 50 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при временной утрате трудоспособности более 4-х месяцев подряд - 20 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при получении профессионального заболевания, не повлекшего установления инвалидности - 30 величин прожиточного минимума в целом по РФ.
- Выплату единовременного пособия при увольнении работника в связи с выходом на пенсию.
 - Содействие работникам в улучшении жилищных условий при наличии финансовых возможностей Организации в соответствии с порядком, установленным в Организации.
 - Осуществление добровольного страхования работников (пенсионного, медицинского) с учетом финансово-экономического положения Организаций.

6.2 Производственная безопасность

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при прокладке морского нефтепровода с трубоукладочного судна

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [34])		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<i>Физические</i>		
	Падение с высоты	РД 31.81.10-91 [37]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

	Электрический ток	РД 31.81.01-87 [40]
	Повышенное значение напряжения	РД 31.81.10-91 [37] ГОСТ 12.1.030-81 [41]
	Обеспечение безопасности при работах оборудования и трубопроводов, работающих под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 [42] СНиП 12-04-2002 [35]
	Пожароопасность на судне	РД 31.52.18-87 [43] СНиП 21-01-02-85 [44]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [45] СНиП 2.04.05-86 [46]
Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [47] ГОСТ 12.1.029-80 [48]
Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 [49] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [50]
Повышение уровней ионизирующих излучений		СП 2.6.1–758–99 [51]
Недостаток необходимого освещения рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [52] СП 52.13330.2011 [53]
<i>Химические</i>		
Повышенная загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 [32] ГН 2.2.5.1313-03 [33]

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

факторов.

Отклонение показателей микроклимата на судне

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне (на судне) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [45] в соответствии категорией работ.

К категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т.п.). Следовательно, работы по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна относятся к категории Пб. Для категории Пб:

- облучаемая поверхность тела не более 25 %;
- интенсивность теплового облучения не более 100 Вт/м².

Для холодного времени года:

- температура воздуха 17...19 °С;
- температура поверхностей 20...22 °С;
- относительная влажность 40...70 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с.

Для теплого времени года:

- температура воздуха 18...23 °С;
- температура поверхностей 15...28 °С;
- влажность 40...70 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Для поддержания на судне параметров воздушной среды, требуемых для сохранения груза, работы оборудования, приборов и др., необходимо применять систему вентиляции и технического кондиционирования воздуха.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [47].

Основными источниками шума на судне являются главные двигатели, дизель-генераторы и гребные винты, насосы систем водоподготовки и очистки судовых стоков, системы кондиционирования воздуха, гидроприводы рулевых машин, навигационное и радиооборудование.

На судне шум мешает приему и исполнению команд. Приводит к ослаблению сумеречного и ночного зрения, нарушению функций вестибулярного аппарата и способствует преждевременному утомлению человека. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Превышение уровней вибрации

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [50] при работе с судном вибрация соответствует 2 - транспортно-технологическую вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений,

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

промышленных площадок.

На судне человек находится под воздействием вибрации, которая возникает от волнения моря, неуравновешенных вращающихся масс, ударов механизмов, краны строительные и т.д. Кроме того, вибрация нарушает прочность конструкции. Вибрация воздействует на человека в зависимости от направления действия по отношению к продольной оси тела, соприкасающегося с вибрирующей поверхностью, причем воздействие меньше при большей поверхности соприкосновения и при расслабленных мышцах. Длительное воздействие вибрации на судоводителя вызывает утомление, деформации и уменьшения подвижности суставов, расстройство нервной системы и ухудшение зрения.

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц, лежащая в диапазоне собственных колебаний внутренних органов человека, которая имеет предельно допустимые значения виброускорения $0,63 \text{ м/с}^2$ (116 дБ) и предельно допустимые значения виброскорости $0,013 \text{ м/с}$ (108 дБ). Глобальная проблема, которую должны решать судостроители, заключается в снижении вибрации до минимально безопасного для человека уровня.

Наиболее эффективным способом борьбы с вибрацией является:

- установка амортизаторов и демпферов;
- размещение механизмов, работающих с повышенной вибрацией в изолированных помещениях;
- использование индивидуальных средств защиты от вибрации: виброизолирующие коврики, специальная обувь на вибродемпфирующей подошве.

Повышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД).

В соответствии с СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

безопасности (НРБ-99/2009) [51] годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределов доз 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Эффективная доза для персонала не должна превышать за период трудовой деятельности (50 лет) - 1000 мЗв. Под годовой эффективной дозой понимается сумма эффективной дозы внешнего облучения, полученной за календарный год, и ожидаемой эффективной дозы внутреннего облучения, обусловленной поступлением в организм радионуклидов за этот же год.

Повышенный уровень ионизирующих излучений вызван коротковолновым электромагнитным излучением (поток фотонных высоких энергий) - рентгеновским излучением при использовании рентгеноскопии после сварки труб на трубоукладочном судне и радиоактивным загрязнением воздуха рабочей зоны работающих.

Основные профилактические мероприятия:

- уменьшение времени пребывания в зоне рентгеновского излучения и радиации;
- увеличение расстояния от источника излучения до работающего;
- установка защитных экранов;
- применение аппаратов с дистанционным управлением и другие.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены средствами индивидуальных защит от ионизирующих излучений, к которым относятся средства защиты органов дыхания (респираторы и шланговые противогазы), спецодежда (изолирующие костюмы, халаты, шапочки, резиновые перчатки), спецобувь (галоши или резиновые сапоги) и дополнительные защитные приспособления (защитные щитки для защиты лица и глаз и др.).

Недостаток необходимого освещения

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

К освещению относятся искусственные и естественные источники света. Освещенность на судне включает в себя:

- а) освещенность рабочих мест. Наиболее благоприятные условия создаются при естественном освещении.
- б) освещенность в жилых и для отдыха помещениях. Здесь тоже отдается предпочтение естественному освещению. В зависимости от назначения помещения устанавливаются определенные нормы освещенности: от 50 лк в коридорах до 200 лк на рабочих панелях пультов управления [52].

Прокладку подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна выполняют только в светлое время суток. Грузовая палуба должна быть оборудована стационарным освещением. В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк [53].

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами. Светильники следует располагать таким образом, чтобы обеспечивалась освещенность груза и палуб в соответствии с санитарными нормами и была исключена возможность их повреждения при производстве грузовых работ. Светильники должны быть защищены от механических повреждений [53].

Повышенная загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

В соответствии с ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [33], ПДК

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

вредных применяемых газов при сварке:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.
- углерода оксида относится к 4-му классу опасности – 20 мг/м³. При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м³, при длительности работы не более 30 мин - до 100 мг/м³, при длительности работы не более 15 мин - 200 мг/м³. Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида углерода в воздухе рабочей зоны могут производиться с перерывом не менее чем в 2 ч [32].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Газоанализаторы, предназначенные для обнаружения газа в жилых и служебных помещениях, должны иметь световую и звуковую сигнализацию и выдавать сигнал на остановку вентиляторов, закрытие газонепроницаемых заслонок в системе вентиляции и кондиционирования воздуха при наличии концентрации газа выше установленных пределов. Включение световой и звуковой сигнализации этих газоанализаторов и подача сигнала на остановку вентиляторов и закрытие газонепроницаемых заслонок должны происходить при концентрации газа, соответствующей 30% от предельно допустимой [40].

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Падения с высоты

На судне должны быть обеспечены безопасные переходы между жилыми и служебными помещениями, рабочими местами. Во всех местах постоянного и временного пребывания людей, а также на путях сообщения

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

должны быть предусмотрены меры по предотвращению скольжения, падения с высоты и за борт [40].

В соответствии с РД 31.81.10-91 «Правила техники безопасности на судах морского флота» [37] безопасный доступ на судно должен обеспечиваться с помощью забортовых трапов или сходней, под которыми должны быть установлены предохранительные сетки, предотвращающие падение людей в воду или на причал. При снятии штатных настилов, трапов, поручней, лееров во избежание падения людей необходимо устанавливать временные ограждения.

Во всех случаях, связанных с непосредственной опасностью падения человека за борт, с высоты или удара по голове обязательно применение страховочных жилетов, страховочных канатов или защитных касок.

Во время производства работ на высоте применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- при верхолазных работах: защитные каски; предохранительный пояс со страховочным канатом; рабочий спасательный жилет (если не исключена возможность падения за борт);
- за бортом на беседках и в люльках: защитные каски; предохранительный пояс со страховочным канатом; рабочий спасательный жилет;
- за бортом на рабочих шлюпках и плотках: защитные каски, рабочий спасательный жилет.

На судне у места производства забортных работ должен быть спасательный круг с бросательным концом длиной не менее 28 м.

Электрический ток, повышенное значение напряжения

Допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустройства:

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Переменный, 50 Гц: 0,7 В и 0,1 мА;
- Переменный, 400 Гц: 1,0 В и 0,13 мА;
- Постоянный: 3,0 В и 0,33 мА.

Таблица 22 – Номинальные рабочие температуры окружающего воздуха для электрического оборудования судна [39]

Место расположения оборудования	Температура воздуха для судов неограниченного района плавания (градусов Цельсия)
Машинные помещения, камбузы и электрические помещения	от +45 до 0
Открытые палубы	от +45 до -25
Другие помещения и пространства	от +40 до 0

При производстве работ с электрооборудованием должны использоваться электрозащитные средства - основные и дополнительные. К основным электрозащитным средствам относятся: изолирующие штанги, указатели напряжения, электроизмерительные клещи и др. К дополнительным средствам относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические коврики, диэлектрические галоши и боты, изолирующие подставки, оградительные устройства, знаки безопасности, переносные заземления и др. При эксплуатации средства защиты подвергаются периодическим и внеочередным испытаниям [38].

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [41], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		85

механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Рабочее давление подводного морского трубопровода составляет 5-6 МПа. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов распространяются на проектируемые стальные технологические трубопроводы, предназначенные для транспортирования жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) до условного давления 320 МПа (3200 кгс/см²) и рабочих температур от -196 до 700 °С [59].

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [42].

С целью предотвращения травмоопасных ситуаций запрещается подтягивать резьбовые соединения на механизмах, сосудах и трубопроводах, находящихся под давлением.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сварные швы делаются только стыковыми.

Пожароопасность на судне

Основными причинами возникновения пожаров на судах при работе по прокладке подводного нефтепровода являются:

- нарушение правил производства огневых работ (сварка труб);
- нарушение правил пожарной безопасности (курение в неустановленных местах, неаккуратное обращение с электроприборами и огнем);
- повреждения проводки или электрических устройств;
- попадание молнии.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия. Противопожарная система должна быть оснащена тревожным сигналом оповещения, представляющим собой непрерывный громкий звонок длительностью 25 – 30 сек, который дублируется посредством громкоговорителей.

Проведение огневых работ следует выполнять с соблюдением требований РД 31.52.18-87 «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота» [43].

Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства.

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02-85 [44] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

6.3 Экологическая безопасность

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 23 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при прокладке подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия				
1	2	3				
Морская вода	Загрязнение сточными водами и мусором с судов, возможность разлива нефти	<p>Каждое судно, на котором предусмотрено наличие экипажа, должно быть оборудовано одной из следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> • установкой для обработки сточных вод одобренного типа, сборный(ыми) танк(ами) для хранения необработанных сточных вод и сборным(ыми) танком(ами) хозяйственно-бытовых вод; или • сборным(ыми) танком(ами) для хранения всех необработанных сточных вод и сборный(ыми) танком(ами) хозяйственно-бытовых вод. <p>Допускается наличие на судне общего(их) танка(ов) для хранения необработанных сточных и хозяйственно-бытовых вод. В этом случае сброс из этой цистерны в морских районах должен осуществляться по правилам сброса сточных вод.</p> <p>Каждое судно должно быть оборудовано (вне зависимости от наличия установки сточных и хозяйственно-бытовых вод либо сборных танков сточных и хозяйственно-бытовых вод) трубопроводом для сдачи сточных и хозяйственно-бытовых вод в приемные сооружения [57].</p> <p>На любом судне, имеющем источники загрязнения мусором, должны быть предусмотрены специальные средства и меры по предотвращению загрязнения мусором. Во всех случаях мусор необходимо хранить таким образом, чтобы не возникало угрозы здоровью человека и безопасности.</p>				
Атмосферный воздух	Выбросы пыли и вредных газов из используемых машин и оборудования, при сгорании топлива	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода и регулировка двигателей.</p> <p>ПДК оксида углерода – 20 мг/м³ [33] ПДК оксидов азота – 0,06 мг/м³ [60]</p>				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Социальная ответственность	Лист 88

Окончание таблицы 23				
1	2	3		
Жизнедеятельность морских механизмов	нарушение среды обитания и возможность отравления растительных и животных морских миров при сбросе сточных вод и разливе топлива и нефти	<p>Запрещается сброс следующих веществ, таких как сырая и топливная нефть, тяжелое дизельное топливо и смазочные масла, гидравлические жидкости, а также смеси, содержащие любые из этих веществ, погруженные на суда с целью сброса.</p> <p>ПДК нефти в водных объектах составляет 0,05 мг/дм³ [61].</p> <p>Минимизировать количество разливов топлива и нефти в морской среде. Если разлив произойдет, необходимо быстро и эффективно проведение локализации и ликвидации разлива для снижения экологического ущерба.</p>		
<p>С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.</p> <p>6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>Чрезвычайная ситуация на акватории - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей и мореплавания, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, морским объектам, водной флоре и (или) фауне на море или внутреннем водном бассейне [54].</p> <p>Авария морского объекта - опасное техногенное происшествие на морском объекте, представляющее угрозу жизни и здоровью людей, приводящее к повреждению корпуса морского объекта или его оборудования, к потере мореходности либо к повреждению морским</p>				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Социальная ответственность				Лист
				89

объектом берегового сооружения и загрязнению окружающей природной среды, для ликвидации или локализации которого требуется помощь поисково-спасательных и других специальных сил и средств [54].

Возможные чрезвычайные ситуации, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу .

Таблица 24 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы предотвращения	Меры по локализации
1	2	3	4	5
Столкновение судов	Сбой навигационной системы	Повреждение корпуса судна, пожар	Следовать с безопасной скоростью	Устранение аварии
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. Повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на судне	Эксплуатация электроустановок и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети
Короткое замыкание, скачок напряжения	Попадание молнии	Выход из строя оборудования, пожар	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов оборудования
Повреждения, разгерметизация нефтепровода и оборудования	Дефект сварки труб, недостаточная мощность натяжных устройств, воздействие штормов, ураганов землетрясения, цунами	Поломка оборудования, потеря устойчивости нефтепровода, обрыв плети нефтепровода, повреждение линий связи	Проверка качества нефтепровода и оборудования перед прокладкой, прогноз погоды, оповещение персонала	Остановка процесса прокладки, устранение повреждений

Для защиты жизни и здоровья населения в ЧС следует применять следующие основные мероприятия [58]:

- эвакуацию людей из зон ЧС;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- проведение мероприятий медицинской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС.

Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение работников действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Выводы

В данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при прокладке подводного морского нефтепровода с трубоукладочного судна, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При выполнении работ по прокладке морского нефтепровода основные параметры микроклимата и другие параметры должны находиться в допустимых пределах, указанных выше. Кроме того, перечисленные нормы и правила должны быть соблюдать с целью создания безопасной среды работы для работников и не нанесения вреда окружающей среде.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Список использованных источников

1. Hassan Karampour, Faris Albermani. Experimental and numerical investigations of buckle interaction in subsea pipelines Engineering Structures 66 (2014), pages 81–88.
2. Lizhong Wang. Global buckling of pipelines in the vertical plane with a soft seabed, Ruowei Shi, Feng Yuan, Zhen Guo, Luqing Yu. Applied Ocean Research 33 (2011), pages 130–136.
3. RunLiu. Numerical studies on global buckling of subsea pipelines, HaoXiong, XinliWu, ShuwangYan. Ocean Engineering 78 (2014), pages 62–72.
4. Shun-feng Gong. Buckling response of offshore pipelines under combined tension, bending, and external pressure, Lin Yuan, Wei-liang Jin. Gong et al. / J Zhejiang Univ-Sci A (Appl Phys & Eng) 2011 12(8):627-636.
5. Zhe Wang. Static and dynamic analysis on upheaval buckling of unburied subsea pipeline, ZhiHuachen, HongboLiu, YiduBu. Ocean Engineering 104(2015), pages 249–256.
6. Березин В.Л. Подводные трубопроводы / Бородавкин П.П., Шадрин О.Б. -М.: Недра, 1979. - 415 с.
7. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 1. Конструирование. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 555 с.
8. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 2. Технология строительства.- М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2007. - 408 с.
9. Васильев Г.Г. Сооружение морских трубопроводов: учебное пособие для вузов / Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. - 200 с.

					Исследование напряженно-деформированного состояния подводного морского трубопровода, проложенного в континентальном шельфе Вьетнама			
Изм	Лист	№ Докум	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		22.05.19	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П. В.		22.05.19		ДР	93	111
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.		22.05.19				

10. Горяинов Ю. А. Морские трубопроводы: Учебник / Васильев Г.Г., Федоров А.С. - М.: Недра, 2011. - 131 с.
11. Доан Дык Ня. Оценка рисков в проектах подводных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама. Диссертация кандидата техн. наук.: М., 2015. - 102 с.
12. Идрисова, Я. Р. Выбор модели взаимодействия с грунтом при оценке напряженно-деформированного состояния [Текст] / Я.Р. Идрисова, В.П. Климов, Р.Х. Идрисов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. - 2014. - Вып. 2 (96). - С. 126-133.
13. Капустин К.Я. Строительство морских трубопроводов / Камышев М.А. - М.: Недра, 1982. - 207 с.
14. Лам Куанг Тьен. Теория и практика сооружения и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа в условиях шельфа СРВ. Диссертация доктора техн. наук.: М., 2003. - 211 с.
15. Матризаев М. Ю. Управление качеством строительно-монтажных работ при строительстве морских трубопроводов на мелководье // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 135–139.
16. Нгуен Ван Шон. Обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама. Диссертация кандидата техн. наук. - Москва, 2007. - 220 с.
17. Шаммазова А. М. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Мовсумзаде Э. М., Мастобаев Б. Н., Мастобаев Ю. Б. – СПб.: Недра, 2006. – 192 с.
18. ИСО 13623 Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки.
19. Материалы СП «Вьетсовпетро».
20. Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		94

подводных нефтегазопроводов.

21. Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.

22. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

23. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.

24. DNV-OS-F101. Submarine pipeline systems, August 2012.

25. ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

26. DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.

27. API 5 L. Спецификация США для стальных труб. 1995 г.

28. РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.

29. ГОСТ Р 55311-2012. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.

30. Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.

31. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

32. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

33. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

34. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

35. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве Часть 2. Строительное производство.

36. РД 31.84.01-90. Единые правила безопасности труда на водолазных

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		95

работах.

37. РД 31.81.10-91. Правила техники безопасности на судах морского флота.

38. Об утверждении технического регламента о безопасности объектов морского транспорта.

39. СП Предупреждение несчастных случаев на судне в море и в порту.

40. РД 31.81.01-87. Требования техники безопасности к морским судам.

41. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

42. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

43. РД 31.52.18-87. Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота.

44. СНИП 21-01-02-85. Противопожарные нормы.

45. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

46. СНИП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

47. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

48. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

49. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

50. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

51. СанПиН 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99.

52. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		96

53. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
54. ГОСТ 22.0.09-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения.
55. О принятии строительных норм и правил Российской Федерации Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования.
56. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
57. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
58. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
59. ПБ 03-585-03. Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
60. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
61. СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод.
62. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018)
63. Отраслевое соглашение по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации.
64. Крупнейшие нефтегазовые компании мира. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/72124>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 12.12.2018 г.
65. Налоговый кодекс РФ.
66. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерство

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г.

67. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко , О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибулькикова и др. ; Томский политехнический университет. - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. -166 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		98

**Приложение А
(справочное)**

Раздел 2.1, 2.2
Pipe-soil interference modeling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Ле Тхи Тху Тхуи		

Консультант отделения ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П. В.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова В. С.			

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

2.1 The main specificity of pipe-soil interaction

Soil data for pipeline engineering is related to the upper layer of the seabed, often the upper 0.5 m and seldom below 2 m. This implies that the soil samplings performed with the objective to design load carrying structures may be of limited value. Normally, specific samplings are needed for the pipeline design.

Global buckling behavior is strongly linked to the pipe-soil interaction. The pipe-soil interaction includes large uncertainties both due to variation and uncertainty in characterization and is the most vital aspect of global buckling or expansion design.

The uncertainties related to pipe-soil interaction are often hard to quantify and a fair amount of engineering judgment is required.

The design procedures in this Recommended Practice are based on that safety factors will be determined based on the sensitivity to input parameters, in particular, the soil properties.

A limited amount of survey data shall result in larger soil property ranges (upper bound, best estimate and lower bound). If the response sensitivity to these is large, it will give higher safety factors and more sampling may be of advantage. On the other hand, if the response sensitivity is small, further samples may be of limited value.

The components of the pipe-soil interaction involved in the potential buckling modes of a pipeline are the following:

— *Downward*

The downward stiffness is important for smoothening of survey data and for upheaval buckling design.

— *Lateral*

For an exposed pipeline free to buckle laterally, the lateral pipe-soil interaction is the key parameter for the lateral buckling as it influences both

					Приложения	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

mobilization load (break-out resistance) and pipeline post buckling configuration (residual soil resistance after break-out).

— *Axial*

The axial pipe-soil interaction is relevant when any buckling mode is triggered as it affects the post-buckling configuration. The axial feed-in of the straight sections into the buckled region is determined by the mobilized axial reaction (of the natural soil and/or of the gravel/rock cover).

The axial pipe-soil interaction is also important for the axial load build-up; either at the pipeline ends or after a buckle has occurred.

— *Upward*

The vertical pipe-soil interaction during up-lift is relevant when upheaval buckling is of major concern, as it affects the mobilization load. A multi-linear interaction model is normally required.

The selection of the most suitable formula/parameters in buckling analysis must therefore be guided by engineering judgment supported by experience on the specific problem and, where possible, by correlation/bench marketing with field measurements. In addition sensitivity analyses are always recommended, aimed at determining the criticality of project conditions with respect of modeling assumptions.

Simplifications of the pipe-soil interaction may be considered in the assessment. Emphasis should then be to make this simplification representative for the relevant condition; e.g. the model will be different when the breakout force shall be determined compared to determination of the post-buckling configuration.

Scenario I - Even seabed

For a pipeline laid on an even seabed, attention should be given to axial and lateral pipe-soil interaction.

The lateral pipe-soil interaction is the key parameter for the lateral buckling

					Приложения	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

as it influences both mobilization load (break-out resistance) and pipeline post buckling configuration. At mobilization, when the pipeline starts to deflect laterally and the displacements are small, the lateral soil resistance is governed by the peak value. For increasing lateral displacements, the lateral soil resistance may decrease to a lower residual value. In the tail of the buckle the lateral resistance will always be peak resistance and this will influence the post buckling configuration.

This controls the final configuration of the pipeline in the buckled zone characterized by large displacements.

The axial pipe-soil interaction will be the most important factor for the buckle initiations (load effect determination) and the amount of feed-in, i.e. in the post-buckling phase. The peak resistance versus the residual resistance may also be important.

Scenario II - Uneven seabed

For a pipeline laid on uneven seabed pipe mobilization under the effect of operative loads, as well as pipe response in the post-buckling phase is in general related to a complex 3-D pipeline behavior and pipe-soil interaction. The probability of the initial pipeline configuration to share the available thermal expansion over several buckles or to localize in one single buckle is determined by the initial pipeline configuration and soil pipe interaction.

All pipe-soil interaction components (axial, lateral and vertical) must be properly defined in the model.

Particular attention should be paid to the prediction of pipeline as-laid configuration, both in the horizontal and vertical plane, as this determines which buckling modes (horizontal, vertical or a combination of the two) will be first triggered in operative conditions along the pipeline route. A 3-D seabed description is recommended in the analysis. Such detailed modeling must be based on accurate processing of survey data.

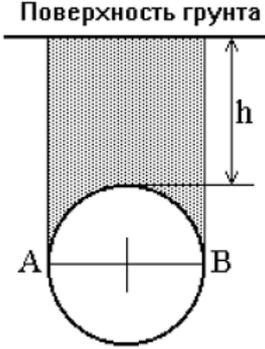
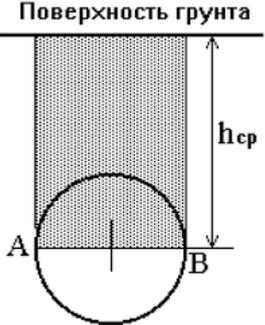
					Приложения	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Scenario III - Buried pipe

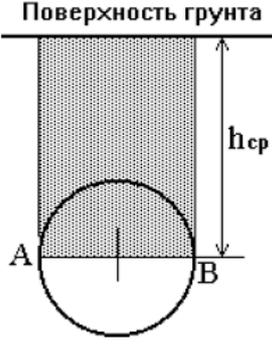
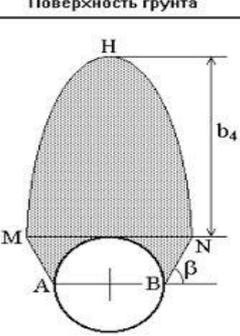
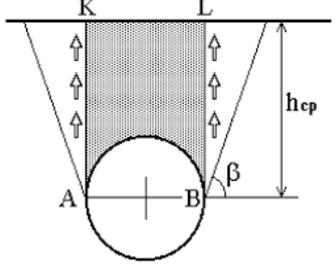
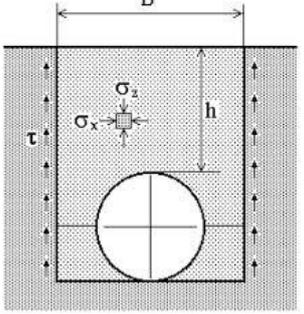
Both the uplift resistance and downward resistance are essential for the upheaval buckling analyses. The upward resistance is often preliminary estimated by a linear uplift resistance before the actual resistance is modeled in the final analyses.

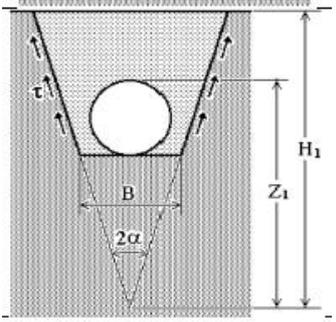
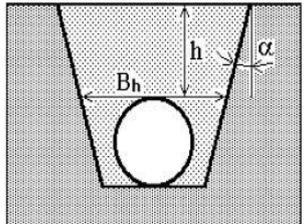
The downward stiffness will be altered as part of the design procedure in order to determine if there is a possibility for a downward initial failure.

Table 3 – Modeling of pipe-soil interaction [12]

Model	Scheme of pipe-soil interaction	Formulas that determine the value of soil pressure $q_{гр}$, N/m
1	2	3
1		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot (h + 0,1073 \cdot D),$ <p>where: $\gamma_{гр}$ - the proportion of soil above the pipe; D - diameter of the pipeline (including insulation); h - distance from the upper tube to the surface of the soil</p>
2		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot h_{ср}$ <p>where $h_{ср}$ - distance from the pipeline axis to the soil surface</p>

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

3		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot b_3$ $b_3 = \frac{D}{2 \cdot f_{кр}},$ $f_{кр} = \tan \varphi_{mp} + \frac{C}{\sigma'}$ <p>where: $\varphi_{гр}$ - soil friction angle; $f_{кр}$ - soil strength coefficient including friction and adhesion forces; C - soil traction</p>				
4		$q_{гр} = \gamma_{гр} \cdot D \cdot b_4$ <p>Determine the size of the arch: $d = D \cdot [1 + \tan^2 \beta]$; $\beta = 45^\circ - \varphi/2$; d - base of natural balance</p> $b_4 = \frac{d}{2 \cdot \tan \varphi}$				
5		$q_{cp} = \gamma_{cp} \cdot D \cdot h_{cp} \left(1 - \frac{h_{cp}}{D} \cdot \tan^2 \beta \cdot \tan \varphi \right);$ $\beta = 45^\circ - \frac{\varphi}{2}$				
6		$q_{cp} = \gamma_{cp} \cdot D \cdot (k_{mp} \cdot h + 0,1075 \cdot D);$ $k_{mp} = \frac{B}{h} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \frac{C}{\gamma_{cp} \cdot B}}{2 \cdot \xi \cdot f} \cdot \eta;$ $\eta = \left[1 - \exp \left(-\xi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot h}{B} \right) \right]$				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Приложения	Лист
						104

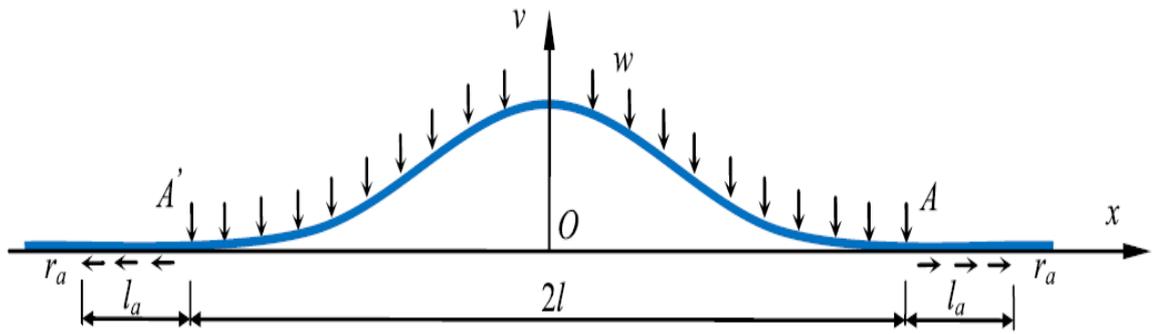
7		$q_{zp} = \gamma_{zp} \cdot D \cdot \left\{ \frac{z_1^2}{m \cdot H_1} \cdot \left[1 - \left(\frac{z_1}{H_1} \right)^m \right] + 0,1075 D \right\};$ <p>where $m = \frac{\xi \cdot \tan \alpha + \xi \cdot f - \tan \alpha}{\tan \alpha};$</p> <p>$z_1, H_1, \alpha$ - geometric parameters</p>
8		$q_{rp} = \gamma_{rp} \cdot D \cdot (k_{rp} \cdot h + 0,1075 \cdot D);$ $k_{mp} = \frac{B_c}{h} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \frac{C}{\gamma_{zp} \cdot B}}{2 \cdot \xi \cdot f} \cdot \eta;$ $\eta = \left[1 - \exp \left(-\xi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot h}{B_c} \right) \right];$ $B_c = B + h \cdot \tan \alpha$

2.2 Mathematical modeling of pipe-soil interaction

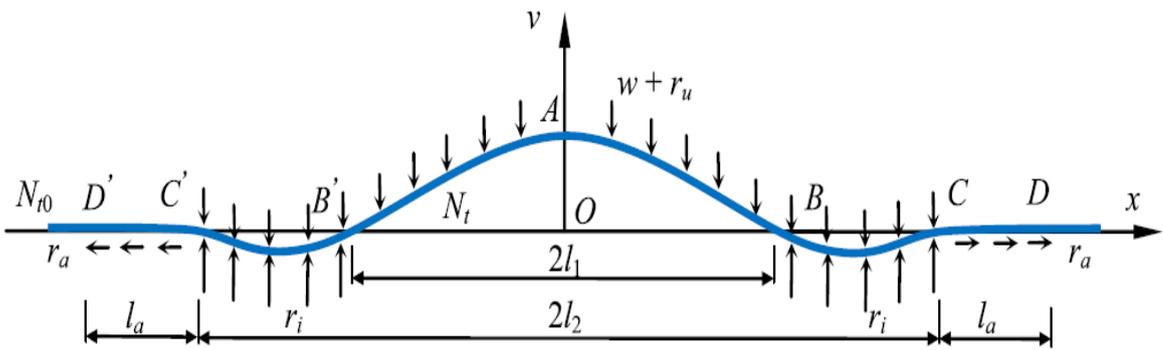
Fig. 3(a) illustrates the classical upheaval buckling mode of a pipeline, in which the seabed is considered to be rigid. To extend the classical solution on a rigid seabed to a soft seabed, as illustrated in fig. 3(b), we adopt the assumption in: the seabed is progressively indented by the pipeline between B and C and between B' and C' , and the force per unit length between the seabed and the pipeline is the indentation resistance r_i , which must be larger than the submerged weight of the pipeline w or the seabed cannot support the pipeline.

The uplift resistance r_u is assumed to be constant along the pipeline, and it may be zero when the pipeline is exposed on the seabed. To the right of C, the force between the seabed and the pipeline just balances the submerged weight w . N_t is the compressive force in the buckle C'AC, and N_{t0} is the compressive force beyond D'AD where the pipeline does not deform due to buckling, in agreement with field observations. In the following analysis, it is assumed that the axial soil resistance in the adjoining regions CD and C'D' is a constant, r_a ; therefore, the

length of the adjoining region is $l_a = (Nt_0 - Nt)/r_a$.



(a) Upheaval buckling of a pipeline in rigid seabed.



(b) Upheaval buckling of a pipeline in soft seabed.

Fig. 7 - Configuration and loads of the upheaval buckling mode. [2]

Thus, there are two governing equations that determine the configuration of the buckled pipeline from A to C:

$$EI \frac{d^4 v_1}{dx^4} + N_t \frac{d^2 v_1}{dx^2} = -(r_u - w) \quad (0 \leq x \leq l_1) \quad (1)$$

$$EI \frac{d^4 v_2}{dx^4} + N_t \frac{d^2 v_2}{dx^2} = -(r_i - w) \quad (l_1 \leq x \leq l_2) \quad (2)$$

where

EI is the flexural rigidity,

N_t is the axial force in the buckle $C'AC$,

v_1 is the vertical displacement from O to B and O to B' ,

v_2 is the vertical displacement from B to C and B' to C' ,

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

x is the distance measured along the x axis,
 w is the submerged weight per unit length of the pipeline,
 r_i is the indentation resistance,
 r_u is the uplift resistance.

The general solutions of Eqs. (1) and (2) are

$$v_1(x) = A_1 \cos \mu x + A_2 \sin \mu x + A_3 x + A_4 - \frac{r_0 x^2}{2\mu^2} \quad (3)$$

$$v_2(x) = A_5 \cos \mu x + A_6 \sin \mu x + A_7 x + A_8 - k \frac{r_0 x^2}{2\mu^2} \quad (4)$$

where

$$k = \frac{r_i - w}{r_u + w} \quad (5a)$$

$$r_0 = \frac{r_u + w}{EI} \quad (5b)$$

$$\mu = \sqrt{\frac{N_t}{EI}} \quad (5c)$$

According to the symmetry principle, the slope of v_1 and the shear force at $x = 0$ must be zero, so the boundary conditions at $x = 0$ are

$$\left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=0} = 0 \quad (6a)$$

$$\left. \frac{d^3 v_1}{dx^3} \right|_{x=0} = 0 \quad (6b)$$

And the position, slope, movement and shear force must be continuous, so the following boundary and matching conditions have to be satisfied at $x = l_1$ and $x = l_2$.

$$v_1(l_1) = v_2(l_1) \quad (7a)$$

					Приложения	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=l_1} \quad (7b)$$

$$\left. \frac{d^2v_1}{dx^2} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{d^2v_2}{dx^2} \right|_{x=l_1} \quad (7c)$$

$$\left. \frac{d^3v_1}{dx^3} \right|_{x=l_1} = \left. \frac{d^3v_2}{dx^3} \right|_{x=l_1} \quad (7d)$$

$$v_1(l_2) = 0 \quad (7e)$$

$$\left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=l_2} = 0 \quad (7f)$$

Finally, there are two transversality conditions:

$$v_2(l_1) = 0 \quad (8a)$$

$$\left. \frac{d^2v_2}{dx^2} \right|_{x=l_2} = 0 \quad (8b)$$

Provided that $N_t > 0$, it follows that μ is a real number. Using Eqs. (6a), (6b) and (7a) - (7f), A1-A8 can be obtained as functions of l_1 , l_2 , μ .

A1 = $r_0(\cos\mu l_2 \sin\mu l_1 + k\mu l_2 - \mu l_1 - k\mu l_1 + k \cos\mu l_2 \sin\mu l_1 - \sin\mu l_2 \cos\mu l_1 - k \sin\mu l_2 \cos\mu l_1)/(\mu^4 \sin\mu l_2)$;

A2 = 0;

A3 = 0;

A4 = $-0.5r_0(2 \sin\mu l_1 - 2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1 \cos\mu l_2 + 2k \sin\mu l_1 - 2k \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 + (\mu l_1)^2 \sin\mu l_2 + k(\mu l_1)^2 \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1 \cos\mu l_2 + k(\mu l_2)^2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 + 2k\mu l_2 \cos\mu l_2)/(\mu^4 \sin\mu l_2)$;

A5 = $r_0(\cos\mu l_2 \sin\mu l_1 + k\mu l_2 - \mu l_1 - k\mu l_1 + k \cos\mu l_2 \sin\mu l_1)/(\mu^4 \sin\mu l_2)$;

A6 = $r_0(1 + k) \sin\mu l_1/\mu^4$;

A7 = $-r_0(1 + k)l_1/\mu^2$;

A8 = $-0.5r_0(-2k\mu l_1 \cos\mu l_2 + k(\mu l_2)^2 \sin\mu l_2 - 2\mu l_1\mu l_2 \sin\mu l_2 - 2k\mu l_1\mu l_2$

					Приложения	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sin\mu l_1 + 2 \sin\mu l_1 + 2k \sin\mu l_1 + 2k\mu l_2 \cos\mu l_2 - 2\mu l_1 \cos\mu l_2 / (\mu^4 \sin\mu l_2).$$

To determinate μl_1 and μl_2 we utilize the two transversality conditions Eqs. (8a) and (8b), to obtain:

$$A_5 \cos \mu l_1 + A_6 \sin \mu l_1 + A_7 l_1 + A_8 + k \frac{r_0 l_2^4 (\mu l_1)^2}{2(\mu l_2)^4} = 0 \quad (9)$$

$$A_5 \cos \mu l_2 + A_6 \sin \mu l_2 - k \frac{r_0 l_2^4}{2(\mu l_2)^4} = 0 \quad (10)$$

The first roots correspond to the trivial case, so the second roots μl_1 and μl_2 of the two algebraic equations are obtained by the Newton–Raphson method.

Several μl_1 and μl_2 values for different values of k are listed in table 4.

Considering the classical buckling mode on a rigid seabed, as shown in fig. 7(a), μl was obtained by Hobbs as 4.493. Table 4 shows that with increasing k, μl_1 and μl_2 gradually approach the solution for μl on a rigid seabed. We define the ratio between the length of the embedded buckle ($l_2 - l_1$) and the length of the whole buckle (l_2) as the indentation ratio i, which partly reflects the shape of the buckled pipeline. From table 4, we find that the indentation ratio i gradually decreases with increasing k.

Table 4 - Results of upheaval buckling mode [2]

k	μl_1	μl_2	$i = (l_2 - l_1)/l_2$
0,1	0,3932	8,7999	0,96
0,3	1,0092	8,6209	0,88
0,5	1,5817	8,4803	0,81
0,7	2,1981	8,2204	0,73
1,0	2,9183	7,5551	0,61
3,0	3,9249	5,7019	0,31
5,0	4,1348	5,2452	0,21
10,0	4,3053	4,8804	0,12

100,0	4,4739	4,5332	0,013
500,0	4,4894	4,5014	0,0027
1000,0	4,4914	4,4975	0,0014

The expressions for $v_1(x)$ and $v_2(x)$ still contain one unknown, the axial force N_t . Because the reduction in axial force in the pipeline equals the product of the axial stiffness and the extension around the curve, noting the assumed axial force distribution along the pipeline in fig. 8, the resulting equation can be obtained as:

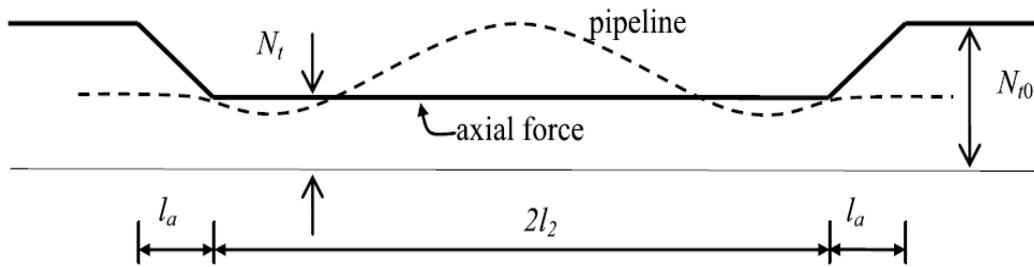


Fig. 8 - Axial force distribution along the pipeline [4]

$$\frac{\int_{-l_2}^{l_2} (N_{t0} - N_t) dx + 2 \int_0^{l_a} (N_{t0} - N_t + r_a x) dx}{2l_2 + 2l_a} = \frac{FE}{2l_2 + 2l_a} \left(\int_{-l_1}^{l_1} 0,5 \left(\frac{dv_1}{dx} \right)^2 dx + 2 \int_{l_1}^{l_2} 0,5 \left(\frac{dv_2}{dx} \right)^2 dx \right) \quad (11)$$

where F is the cross-sectional area and E is Young's modulus of the pipeline.

A uniform temperature increase, T_0 , in the pipeline induces an axial compression force of:

$$N_{t0} = EF\alpha T_0 \quad (12)$$

where α is the coefficient of linear thermal expansion. Combining Eqs. (11) and (12) yields:

$$EF\alpha T_0 = N_t + l_2 r_a \times \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{FE}{l_2^2 r_0} \left(\int_0^{l_1} \left(\frac{dv_1}{dx} \right)^2 dx + \int_{l_1}^{l_2} \left(\frac{dv_2}{dx} \right)^2 dx \right)} \right] \quad (12)$$

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		110

For a downward buckling, we simply switch the loads of upheaval buckling to the opposite direction, as shown in fig. 9, and the consequent analysis is the same as above. Finally, the results of the downward buckling mode are shown in table 5.

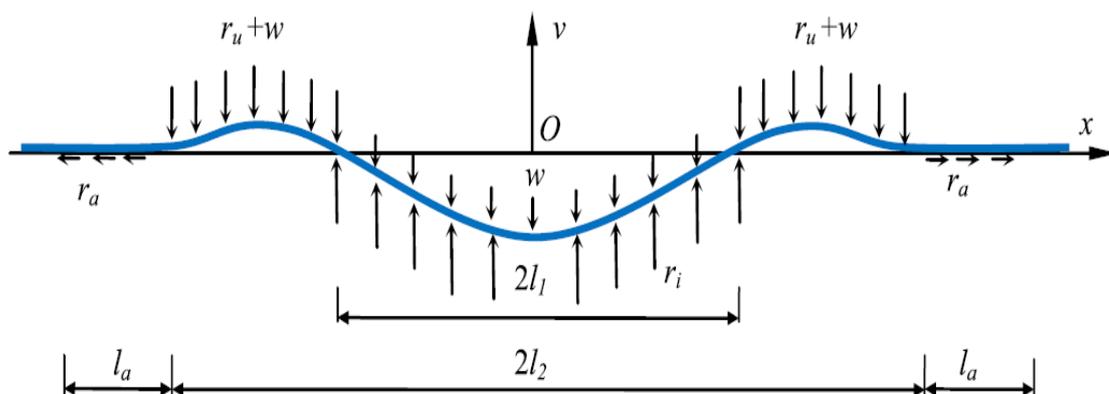


Fig. 9 - Downward buckling of pipelines in soft seabed. [2]

Because the switch of buckling mode changes the indentation ratio i , transforming it to l_1 / l_2 , as listed in table 4, it allowed the data in fig. 9 to be derived from tables 4 and 5; the results indicate that the indentation ratio i decreases with increasing k in both buckling modes.

Table 5 - Results of downward buckling mode [2]

k	μl_1	μl_2	$i = l_1/l_2$
0,1	4,3053	4,8804	0,88
0,3	3,9760	5,9188	0,67
0,5	3,6775	6,2307	0,59
0,7	3,3853	6,8082	0,50
1,0	2,9183	7,5551	0,39
3,0	3,9249	8,5991	0,13
5,0	1,1039	8,6945	0,082
10,0	0,7166	8,7999	0,045