

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Современные методы строительства морских трубопроводов»»
УДК <u>621.644.004.5(204.1)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Балабанов А.В		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Балабанову Артему Владимировичу

Тема работы:

«Современные методы строительства морских трубопроводов»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2819/с от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является морской трубопровод в процессе его укладки стингерным методом. Транспортируемый продукт-нефть. Тип трубы 1020x29 X65 API 5L с утяжеляющим покрытием. Глубина укладки 290 м. Радиус стингера 90м.

<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>Введение. Методы укладки подводных трубопроводов. Проектирование морских трубопроводов. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В.Б.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Грязнова Е.Н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>19.03.2017г</p>
--	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент		19.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Балабанов Артем Владимирович		19.03.2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2017 г
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2017	<i>Введение</i>	10
17.04.2017	<i>Методы укладки морского трубопровода</i>	10
19.04.2017	<i>Расчет на прочности при проектировании морских трубопроводов</i>	30
26.03.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.03.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
29.04.2017	<i>Заключение</i>	10
25.05.2017	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л	к.т.н, доцент.		

СОГЛАСОВАНО:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н, доцент.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 29 рис., 22 табл., 50 источников,

Ключевые слова: S-метод, J-метод., прочность, объект и методы исследования

Объектом исследования является (ютя) Морской трубопровод в процессе его укладки стингерным методом

Цель работы – Рассмотреть методы строительства морских трубопроводов, определить прочность морских трубопроводов

В процессе исследования проводились: расчет толщины стенки подводного трубопровода, расчет стального подводного трубопровода на устойчивость, рассмотрение конструктивных особенностей труб с утяжеляющим покрытием, методов строительства морского трубопровода

В результате исследования: произведен расчет толщины стенки подводного трубопровода, расчет стального подводного трубопровода на устойчивость, рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием, рассмотрены методы строительства морского трубопровода

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода и т.д.

Степень внедрения: Технических регламентов и стандартов ОАО «Газпром» для дальнейшего развития единой системы, разрабатываемая на общей методической и научно-технической основе.

Область применения: Проектирование и строительство морских трубопроводов.

					Современные методы строительства морских трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Балабанов А.В			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				7	
Консульт.					ТПУ гр. 2Б3Б		
И.О зав.Каф		Бурков П.В					

ABSTRACT

Graduation qualification work 101 p., 29 pic., 22 table, 50 sources, 1 app.

Keywords: S-method, J-method., Strength, object and research methods ____

The object of the study is (are) the Sea Pipeline in the process of its styling ____

The purpose of the work is to consider the methods of construction of offshore pipelines, determine the strength of offshore pipelines

In the course of the study, the following calculations were carried out: calculation of the thickness of the underwater pipeline wall, calculation of the steel underwater pipeline for stability, consideration of the structural features of the pipes with a weighting coating.

As a result of the research: the thickness of the underwater pipeline wall was calculated, the steel submarine pipeline was calculated for stability, the structural features of the pipes with a weighting coating were considered, the methods of construction of the offshore pipeline.

The main design, technological and technical-operational characteristics: the technology and organization of work execution, preparatory works, earthworks, installation of pipelines, etc. ____ Degree of implementation: Technical regulations and standards of OAO Gazprom for the further development of a unified system, developed on a common methodological and scientific and technical basis.

Scope: Design and construction of offshore pipelines.

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Балабанов А.В</i>			<i>ABSTRACT</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					8	
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.О зав.Каф</i>		<i>Бурков П.В</i>						

Определения, обозначения, сокращения

Рабочее давление - наибольшее избыточное внутреннее давление транспортируемой среды, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

Стингер – устройство, устанавливаемое на трубоукладочном судне или барже и предназначенное для обеспечения безопасной кривизны трубопровода и уменьшения его изгибных напряжений в процессе укладки.

Трубозаглубители – машины, предназначенные для заглубления уложенных поверх морского дна трубопроводов в грунт или для предварительной разработки траншей.

Трубоукладчик (трубоукладочное судно) – специализированное судно, предназначенное для укладки подводного трубопровода.

Укладка трубопровода с применением барабана – укладка трубопровода с трубоукладочного судна с предварительной намоткой его на специальный барабан.

Укладка трубопровода S-методом – укладка трубопровода свободным погружением на дно моря, при этом участок трубопровода, находящийся между точкой касания дна и стингером, принимает форму S-образной кривой.

Сокращения:

ТУС – трубоукладочное судно

АКП – антикоррозионное покрытие

ЛКМ – лакокрасочные материалы

СОД – средства очистки и диагностики

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПУЭ – правила устройства электроустановок

УЗО – устройство защитного отклонения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Современные методы строительства морских трубопроводов		
Разраб.		Балабанов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Сарцев А.Л.				9	101
Консульт.					Определение, обозначение, сокращение		
И.О. зав.Каф		Бурков П.В.					
					ТПУ гр. 2Б3Б		

Оглавление

1. Литературный обзор	13
1.1 Современные методы укладки морского трубопровода	13
1.1.1 Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием	22
1.2 Методы производства строительных работ	30
1.3 Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания	30
1.4 Земляные работы перед укладкой морского участка	31
1.6 Земляные работы после укладки трубопровода	34
1.7 Врезка трубопроводных секций	40
1.8 Испытания и подготовка к эксплуатации	43
2. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов	46
2.1 Расчет толщины стенки подводного трубопровода	46
2.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления	50
3. Объект и методы исследований. Актуальные проблемы и направления исследований	52
4. Проектный расчет стенки трубопровода	56
4.1 Расчет толщины стенки трубопровода	56
4.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления	60
5. Финансовый Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62
5.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	62
Очистка полости и испытание	62
5.2 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом.	62
6. Социальная ответственность.	71
6.1 Производственная безопасность	72
6.2 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению	73
6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
6.4 Экологическая безопасность	84
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
Заключение	97
Список использованных источников	98

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Балабанов А.В			Определение, обозначение, сокращение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					9	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3Б		
И.О зав.Каф		Бурков П.В						

Введение

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к строительству морских трубопроводов, является обеспечение их последующего надежного и безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Связано это со сложными условиями работы конструкций, обусловленными повышенными рабочими напряжениями, расширенным температурным интервалом эксплуатации. Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды.

В процессе строительства морских трубопроводов широкое применение нашли трубы с бетонным утяжеляющим покрытием, основной целью которого является придание трубопроводу отрицательной плавучести, а также создание механической защиты трубопровода от повреждения падающим грузом (якоря, сетевая оснастка рыболовных судов и др.) Укладка такого типа морского трубопровода выполняется, как правило, стингерным методом с применением специальных трубоукладочных судов (ТУС).

Проектирование, строительство и эксплуатация морских трубопроводов как обетонированных, так и без бетонного покрытия, выполняется в соответствии с требованиями морского стандарта СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (аналог DNV-OS-F101 [1]). по стандартам осуществляется расчетная проектная толщина стенки трубопровода, рассчитываются технологические параметры укладки и определяются нормы их отклонений.

Таким образом, целью данной работы является изучение методов строительства морских трубопроводов алгоритмы и методы укладки морского трубопровода

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Балабанов А.В</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					11	101
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.О зав.Каф</i>		<i>Бурков П.В</i>						

Для достижения этой цели требуется решение следующих задач:

1. Выполнить расчет толщины стенки подводного трубопровода
2. Выполнить расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.
3. Рассмотрение конструктивных особенностей труб с утяжеляющим покрытием
4. Рассмотреть методы строительства морского трубопровода

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

1. Литературный обзор

1.1 Современные методы укладки морского трубопровода

При строительстве морских трубопроводов применяют различные способы их прокладки, зависящие от ряда факторов, определяющих организацию строительного процесса (наличие технических средств, конструкция и назначение трубопровода, гидрометеорологические и геологические условия района строительства, топография морского дна, период проведения работ, условия судоходства и т.д.) [2]. В последние 20-30 лет в отечественной и зарубежной практике начали применяться принципиально новые способы прокладки трубопроводов в морских условиях.

Наиболее распространенными методами укладки морских трубопроводов являются:

- S –метод;
- J-метод;
- барабанный метод.

Как известно, например из [3], современные суда-трубоукладчики способны укладывать трубопроводы S-методом:

- диаметром 1420 мм на глубину до 300 метров;
- диаметром 810 мм на глубину до 700 метров при скорости укладки 3–5 км/сутки [4].

Принципиальная схема данного метода представлена на рисунке 1.1. Характерным конструктивным элементом трубоукладочного судна, реализующего S-метод, является стингер, предназначенный для формирования пологой линии оси трубопровода при сходе с корабля. при использовании S-метода, ось трубопровода образует линию, по форме напоминающую букву S, состоящую из двух участков с различным знаком кривизны: зоны перегиба и

					Современные методы строительства морских трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Балабанов А.В				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					13	101
Консульт.					Литературный обзор		
И.О зав.Каф	Бурков П.В						
					ТПУ гр. 2Б3Б		

зоны провиса [5].

В зависимости от типоразмера укладываемого трубопровода и глубины моря в районе укладки стингер может состоять из одной или нескольких секций, а также позволяет менять угол схода трубопровода и радиус его кривизны. Радиус кривизны обычно изменяется (в определенных пределах) путем регулировки высоты и расположения роликовых опор, по которым спускается трубопровод. Причем радиус стингера рассчитывается на стадии проектирования с учетом заданных требований по предельно допустимым деформациям основного металла трубопровода.

В процессе строительства данным методом трубопровод удерживается на судне с помощью натяжителей, за счет чего вся S-образная кривая находится в растянутом состоянии. Горизонтальное усилие, действующее на судно со стороны трубопровода, компенсируется с помощью якорей или двигателей.

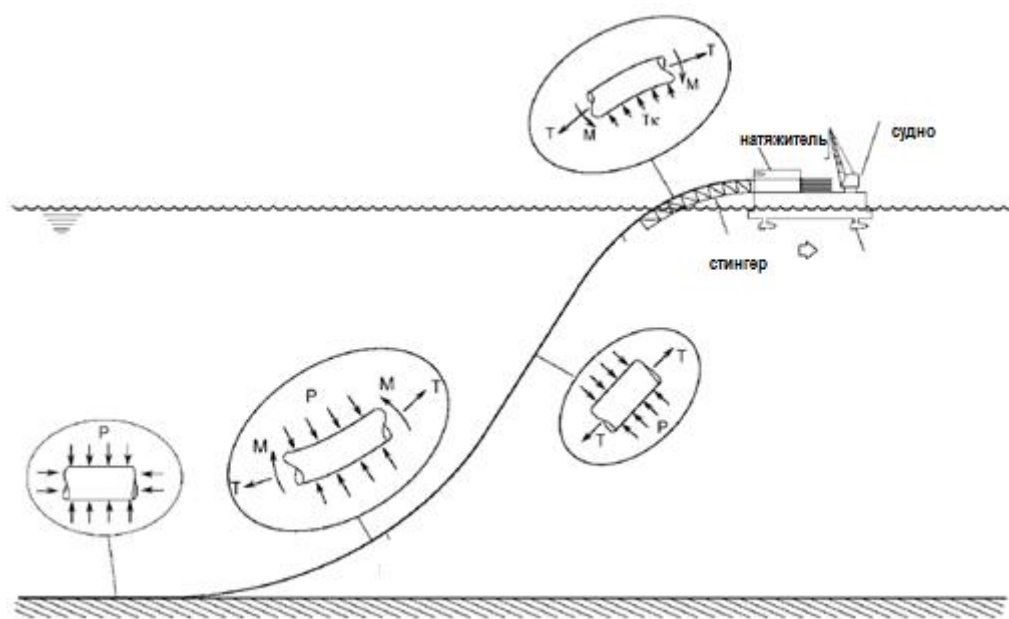


Рисунок 1.1 – Укладка трубопровода S-методом [6]

Как следует из литературных источников (см., например, библиографию [3]), с увеличением диаметра трубопровода и при увеличении глубины моря требуются все более мощные системы натяжения трубопровода. Например, для судна (баржи), укладываемого трубопровод S-методом, максимальное

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

растягивающее усилие, развиваемое талевой системой, составляет около 30 МН [4].

Кроме натяжителей, трубопровод на таких судах может удерживаться с помощью лебедки, предназначенной для опускания трубопровода на дно и/или экстренного сброса трубопровода в случаях, предусмотренных регламентом проведения строительных работ. Также на судне располагается сварочная линия, состоящая из одного или нескольких постов, поста неразрушающего контроля и поста изоляции сварных швов.

Как правило, выделяют три поколения трубоукладочных барж, реализующих S – метод.

К 1-му поколению относят простейшие баржи, на которых установлены прямоугольные стингеры, выполненные в виде двух трубчатых ферм, оснащенных роликами-опорами.

Ко 2-му поколению относят специальные баржи, оснащенные криволинейными (жесткими или шарнирными стингерами) длиной до 200м, устройствами натяжения с усилием до 900 кН, позиционирования в створе трассы, способные производить укладку трубопроводов диаметром 1200 мм на глубинах до 300м и высоте волн до 4 м. Судна этого класса обеспечивают возможность сооружения трубопроводов отношением $30 < D/t < 60$ при темпе укладки 100 км в сезон.

Трубоукладочные баржи 3-го поколения являются судами полупогружного типа. Нижняя часть баржи обычно, выполненная в виде понтонов, находится в погруженном состоянии на глубине 25 м, что позволяет существенно стабилизировать положение баржи и уменьшить влияние волн на процесс укладки. Стингер переменной плавучести и кривизны позволяет регулировать положение и напряжения в трубопроводе. Обычно стингер полупогружного типа частично встроен в корпус, а другая часть прикреплена к корпусу шарнирно. При необходимости нижняя часть стингера может быть приподнята над водой, что позволяет значительно повысить маневренность судна. Трубоукладчики данного типа применяются для укладки трубопроводов

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		155

диаметром 900-1200 мм с натяжением 2150 кН при высоте волн до 5 м и позволяют укладывать до 200 км трубопровода в сезон [5].

Рассмотренный выше S-метод монтажа морских трубопроводов имеет ограничение по глубине воды, так как горизонтального усилия трубоукладочного судна может оказаться недостаточно для создания требуемого напряженно-деформированного состояния трубопровода. Поэтому в настоящее время при строительстве трубопроводов на больших глубинах все более широкое применение находит J-метод, также получивший свое название по форме кривой, которую принимает трубопровод в процессе монтажа [4].



Рисунок 1.4 - Трубоукладочное судно DLV2000 [7]

При таком методе на судах трубы свариваются в вертикальном (или близком к вертикальному) положении. Конфигурация трубопровода в процессе укладки показана на рисунке 1.3.

При укладке таким способом исключается знакопеременный изгиб трубопровода, что ведет к уменьшению накопленной пластической деформации по сравнению с S-методом, применяемым на той же глубине. Зона перегиба при сходе с корабля отсутствует, благодаря чему не требуется стингер значительных габаритов, поддерживающий минимально-допустимый радиус изгиба.

Однако, на судне требуется наличие специальной башни, в которой расположены натяжители, сварочный комплекс, установки для проведения неразрушающего контроля и изоляции стыков, что существенно увеличивает габариты судна [5].

Как правило, процесс строительства с применением J – метода идет медленнее, чем S –методом, но наличие крупной башни способно увеличить производительность за счет обработки секций из 2-х или даже 4-х труб.

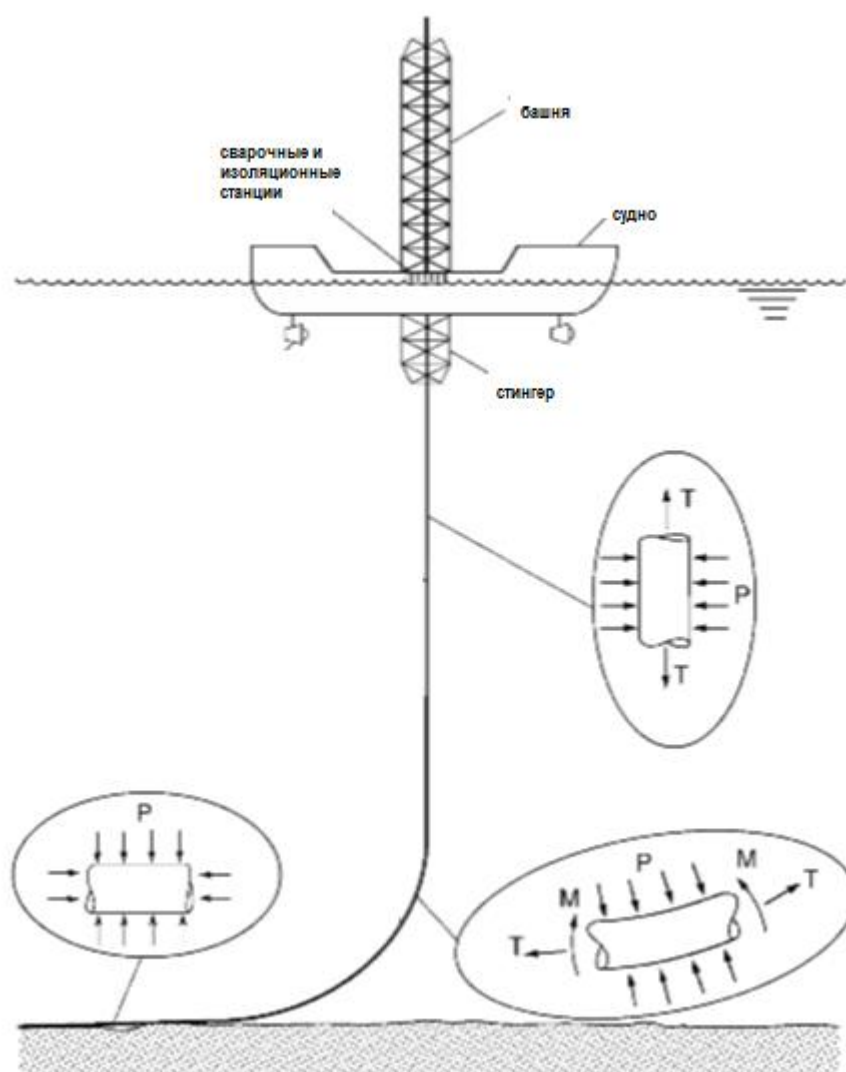


Рисунок 1.3 – Укладка трубопровода J-методом [6]

Возвращаясь к технологии прокладки и строительства морского трубопровода, укажем, что для обоих методов укладки трубопровода

характерна возможность регулировки усилия натяжения трубопровода силовыми агрегатами, установленными на судне-трубоукладчике. Очевидно, что изменение натяжения трубы как независимого механического параметра в задаче немедленно вызывает изменение ее напряженно-деформированного состояния. Изучение влияния натяжения трубы на ее НДС является важной задачей, требующей своего решения.

Альтернативой сварке трубопровода на трубоукладочном судне является барабанный метод (рисунок 1.5). При этом методе строительства трубопровод наматывается на большой барабан, размещенный на судне, когда судно находится у причала (либо барабан переносится на берег для намотки трубопровода), и затем разматывается на месте укладки. Барабан на судне может располагаться как горизонтально, так и вертикально



Рисунок 1.4 - Трубоукладочное судно J типа [7]

Барабанный метод снижает трудозатраты, позволяя большую часть сварочных работ, рентген, нанесение антикоррозионного покрытия и испытания производить на сушке, где затраты на производство в целом ниже, чем затраты на аналогичную работу в море.

Барабанная технология обеспечивает более безопасные и стабильные условия работы по сравнению с другими технологиями строительства, ускоряя тем самым, строительство до 10 раз, что особенно важно при малых временных

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		188

- наддонное протаскивание трубопровода (рисунок 1.8);
- метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну (рисунок 1.9).

Протаскивание трубопроводов по дну выполняют в следующей последовательности:

- монтаж трубопровода с нанесением изоляции, устройство футеровки,
- оснащение его балластными грузами и понтонами;
- устройство спусковой дорожки;
- укладка плети трубопровода на спусковую дорожку;
- устройство береговых опор и установка системы блоков для протаскивания трубопровода;
- прокладка по дну траншеи тягового троса;
- протаскивание трубопровода с помощью трактора или лебедки.

Для использования метода протаскивания над дном по всей длине трубы дискретно прикрепляются элементы, обеспечивающие дополнительную плавучесть, достаточную, чтобы труба располагалась над морским дном. Преимуществом данного метода является упрощение протаскивание трубы над различными преградами такими, как газопровод расположенный поперек направления протаскивания. Кроме того, не требуется установка дополнительных износостойких покрытий на трубопровод и уменьшается необходимое тяговое усилие буксира. Очевидный недостаток - необходимость установки элементов, обеспечивающих дополнительную плавучесть.

Методы буксировки с контролируемой глубиной и с поверхности воды требуют дополнительного судна, расположенного в конце транспортируемого участка и обеспечивающего натяжение трубопровода и контроль глубины его положения.

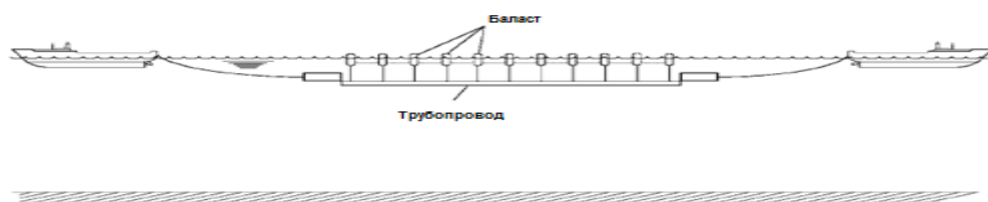


Рисунок 1.6 – Укладка трубопровода протаскиванием с поверхности воды [6]

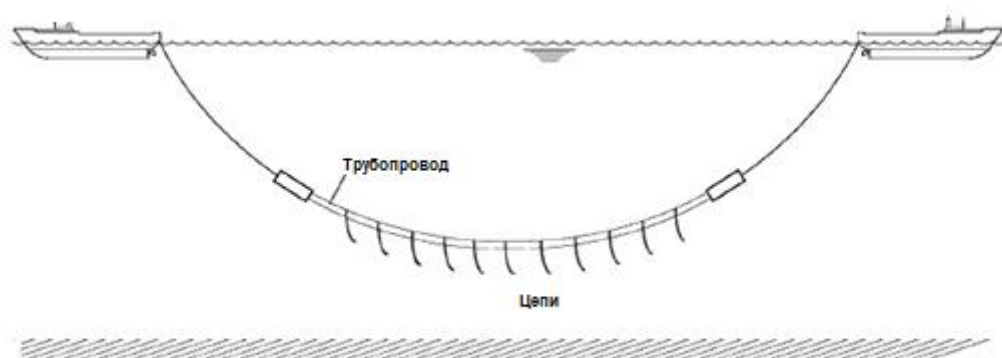


Рисунок 1.7 – Укладка трубопровода протаскиванием с контролируемой глубиной [6]

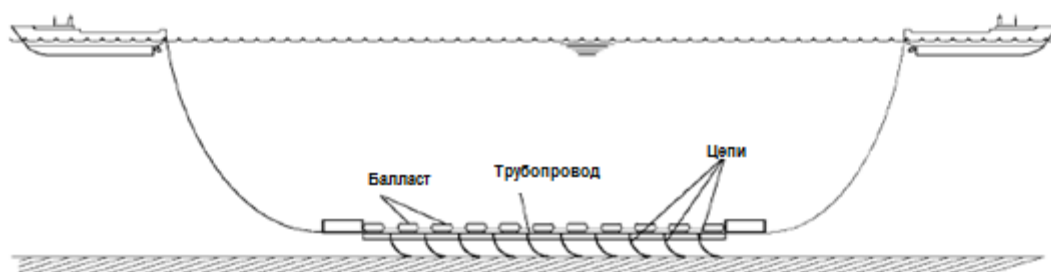


Рисунок 1.8 – Наддонное протаскивание трубопровода [6]

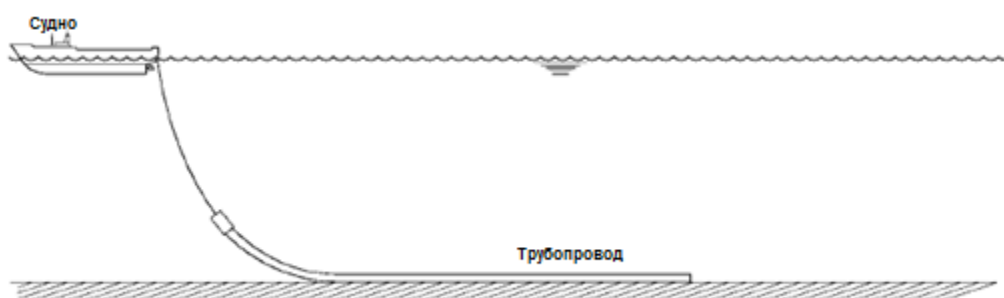


Рисунок 1.9–Метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну [6]

В случае строительства трубопроводов преимуществом этих методов является то, что трубопровод сваривается на берегу с использованием наземных методов. Целесообразность строительства таким способом становится очевидной при строительстве участков малой протяженности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Для строительства трубопровода перпендикулярно береговой линии требуется свободный участок, располагаемой перпендикулярно берегу, достаточно длинный, чтобы на нем можно было разместить максимально длинную сваренную секцию трубопровода. На данном участке монтируются роликовые направляющие или рельсовая система, с которых трубопровод сходит непосредственно в воду.

Предварительно сваренная и прошедшая испытания секция размещается на данных направляющих. Трос буксирующего судна присоединяется к концу секции и секция тянется в воду. Во время всего процесса используется специальная обратная лебедка, требуемая для контроля натяжения трубопровода и позволяющая затянуть трубопровод обратно на берег при возникновении внештатной ситуации.

В течении все процесса протаскивания происходит строгий контроль радиуса изгиба трубопровода по всей длине.

Для глубоководной буксировки в трубопровод может предварительно под давлением закачиваться азот, компенсирующий внешнее давление, в целях предотвращения смятия сечения трубы. Таким способом могут быть достигнуты глубины до 1 км [8].

1.1 Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием

Одним из условий надёжной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения подземного трубопровода на проектных отметках.

Опыт сооружения трубопроводов показывает, что магистральные трубопроводы на балластируемых участках значительной протяжённости находятся выше проектных отметок и часто оголяются или всплывают со сбросом утяжелителей. По сведениям ВНИИСТА, основная причина –

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

негативное влияние продольных и поперечных перемещений трубопроводов на работу утяжелителей трубопровода [9].

Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси трубопровода.

При всплытии трубопровода возможно повреждение изоляционного покрытия трубопровода, а утяжелители могут повреждать изоляционное покрытие в местах их крепления [10] [11]. По современным требованиям, балластируемый трубопровод должен перемещаться вместе с утяжелителями без взаимных смещений, при этом не должно повреждаться изоляционное покрытие. Эти задачи призваны решить трубы с бетонным покрытием в полиэтиленовой или металлополимерно оболочке.

Типовая обетонированная труба (см. рисунок 1.40) состоит из коаксиально расположенных стальной трубы с защитным антикоррозионным покрытием и металлополимерной оболочки, пространство между которыми заполнено армированным бетоном. Концы трубы длиной, обычно 35-45 см оставляются необетонированными с целью последующего выполнения монтажной сварки.

Данный вид балластировки (бетон + полиэтиленовая оболочка) следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, повышающее надёжность морских подводных трубопроводов. При поперечных подвижках трубопровода новый вид балластного покрытия должен иметь достаточный запас прочности конструкции и обтекаемую гладкую поверхность (за счёт полиэтиленовой оболочки), перемещаться практически без изменения своего пространственного положения относительно трубы, сохраняя балластирующую способность и препятствуя всплытию трубопровода [9].

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

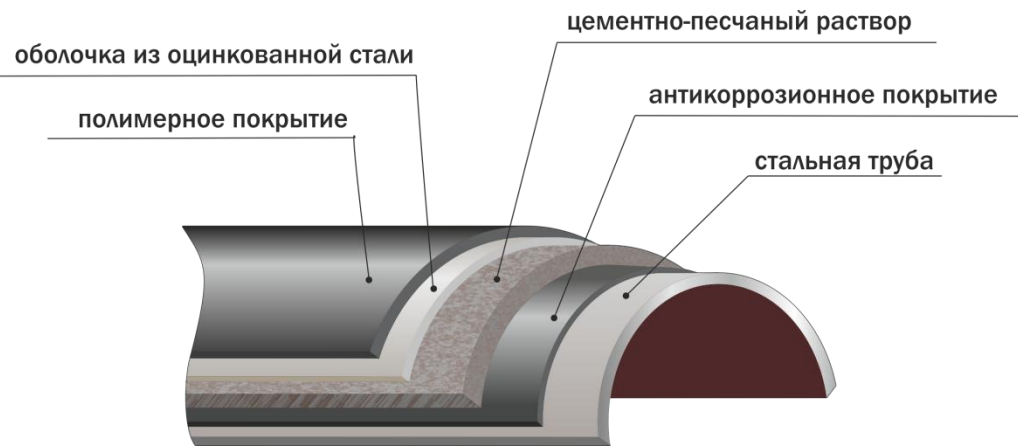
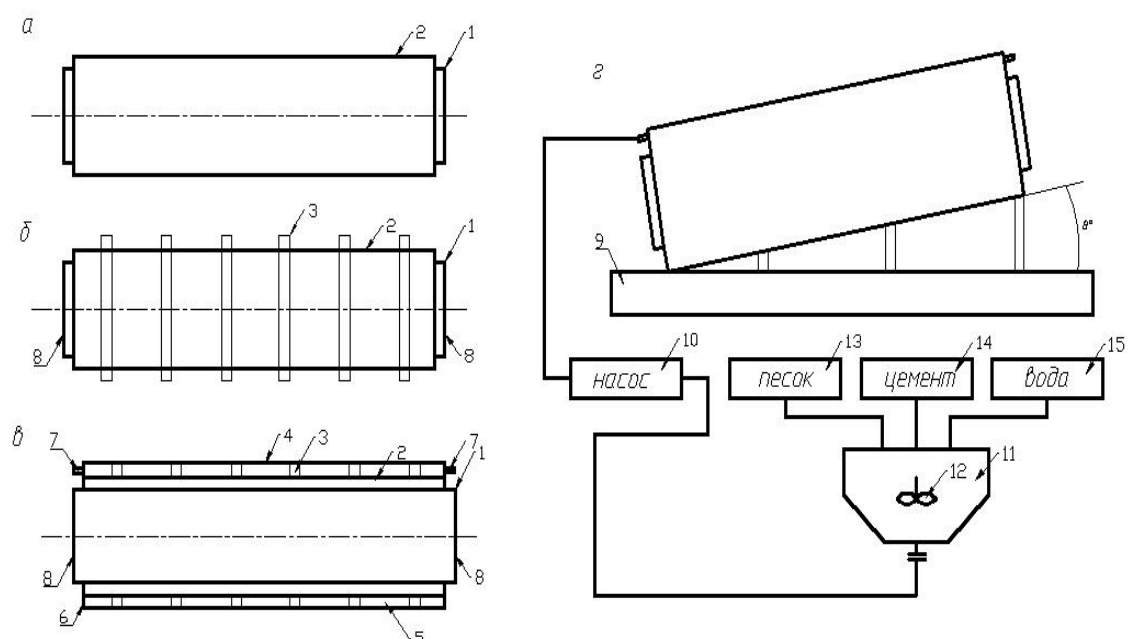


Рисунок 1.40 – Элементы обетонированной трубы [12]

Процесс обетонирования труб представлен на рисунке 1.41.



а – теплоизолированная труба; б – установка центрирующих колец; в – установка опалубки и заглушек; г – заполнение опалубки бетонной смесью; 1 – обрабатываемая труба; 2 – теплоизоляционное покрытие; 3 – опорные центрирующие кольца; 4 – жёсткая полиэтиленовая оболочка; 5 – кольцевой зазор; 6 – кольцеобразные заглушки; 7 – сквозное отверстие; 8 – монтажные концы трубы; 9 – стенд для заливки цементно-песчаного раствора; 10 – поршневой насос; 11 – смеситель; 12 – лопасти перемешивающего устройства; 13, 14, 15 – загрузочные контейнеры для песка, цемента и воды.

Рисунок 1.41 – Схема нанесения балластного покрытия на трубу по технологии

ОАО МТЗК [12]



Рисунок 1.42 – Полимерная оболочка толщиной 8 мм [12]



а)

б)

в)

а – труба с наружным трёхслойным полипропиленовым и балластным покрытиями; б – труба с наружным эпоксидным и балластным покрытиями; в – труба с наружным эпоксидным, тепловым полиуретановым и балластным покрытиями с установленной системой подогрева труб на основе СКИН-ЭФФЕКТА

Рисунок 1.43 – Внешний вид трубной продукции, выпускаемой ОАО МТЗК [12]

В целях снижения риска смятия труб в ходе укладки в некоторых местах будут установлены предохранители от смятия (для укрепления труб). Предохранители от смятия будут припаяны к трубопроводу в тех местах моря, где опасность смятия особенно актуальна, т.е. на морском глубоководье. Риск будет возникать только во время установки. Предохранители от смятия (ПС)

					Литературный обзор	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

будут изготовлены из той же легированной стали, что и газопроводные линии, и по длине будут равны секциям труб. Однако у этих труб будет большая толщина стенок, с обработанными более тонкими концами стенок для стыковки с трубой, как показано на рисунке 1.44.

Внутренние покрытия трубопровода, как правило, выполняются из материала на основе эпоксидных смол. Цель покрытия – снизить гидравлическое трение и повысить пропускную способность трубопровода.

Для защиты трубопровода от коррозии зачастую наносят наружное покрытие. Антикоррозионным покрытием будет трёхслойный полипропилен по стандарту DNV-RP- F106 CDS № 3 [13].

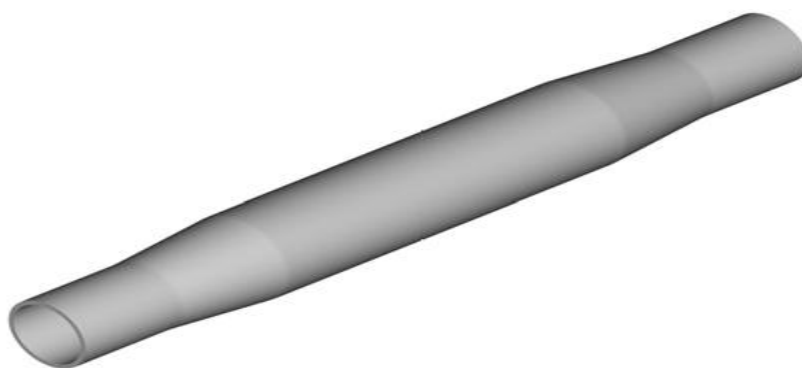


Рисунок 1.44 - Принцип предохранителя от смятия. Предохранитель от смятия имеет более толстые стены, чем смежная секция трубы [14]

Трёхслойное покрытие состоит из внутреннего покрытия из эпоксидного состава, адгезивного слоя в центре и верхнего слоя из полипропилена. Толщина первого эпоксидного слоя составляет от 50 до 100 мкм, толщина второго клеевого слоя варьируется от 50 до 400 мкм, а толщина третьего полипропиленового слоя доходит до 1,4-4,0 мм.

Участки газопровода, укладываемые на мелководье, проектируются со специальным утяжеляющим бетонным покрытием для стабильности на дне моря. На глубоководных участках газопровод не имеет такого утяжеляющего покрытия, и его укладывают непосредственно на дно только с антикоррозийным покрытием [13].

Трубы, компенсаторы и вертикальные колонны покрываются изнутри

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

на заводах - изготовителях, а снаружи – в прибрежных цехах с последующей транспортировкой их на морскую стройплощадку для производства сварки в атмосферной камере. После сварки труб сварочные швы монтажных стыков проверяются при помощи неразрушающего контроля.



Рисунок 1.45 - Монтажный стык до покрытия. Видно бетонное покрытие

Перед осуществлением процедуры укладки, будет нанесено покрытие на сваренные участки труб, чтобы заполнить пустоты между бетонным покрытием на каждой стороне соединения и защитить соединение от коррозии.

Система покрытия монтажных соединений будет включать сокращающийся под действием температуры рукав, сделанный из полиэтилена высокой плотности. Сваренное соединение будет нагрето перед применением рукава. Он отличается сшиваемостью, благодаря чему обеспечивается эластичность и возможность плотной пригонки вокруг секции трубы. Благодаря сшиваемости материал способен восстанавливаться до исходной длины в результате повторного нагревания и, таким образом, плотно прилегает к стыку, что исключает какие бы то ни было пустоты.

Так как рукав недостаточно толстый для того, чтобы заполнить пустоты между бетоном в местах соединения, его будут закрывать листом углеродистой стали или полиэтиленовой формой. Лист углеродистой стали или полиэтиленовая форма будут лежать внахлест на бетонном покрытии и будут закреплены полосками углеродистой стали (для стального листа) или сваренным полиэтиленом (для полиэтиленовой формы). Пространство между

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

рукавом и стальным листом будет заполнено двухкомпонентной полиуретановой пеной через отверстие, сделанное на верхней части формы. Эта пена поднимается и целиком заполняет объем стыка. Пена способна противостоять удару рыболовного трала [14].

Катодная защита подводных участков трубопроводов будет на основе анодов браслетного типа из цинкового сплава. Длина анодов составит примерно 450 мм и они будут разнесены на расстояние в соответствии с заданием (в зависимости от толщины утяжеляющих покрытий, и проектных расчётов катодной защиты). На рисунке 1.42 показан стандартный анод, установленный на трубопроводе «Южный поток». Характеристики браслетных анодов представлены в таблице 1.1.

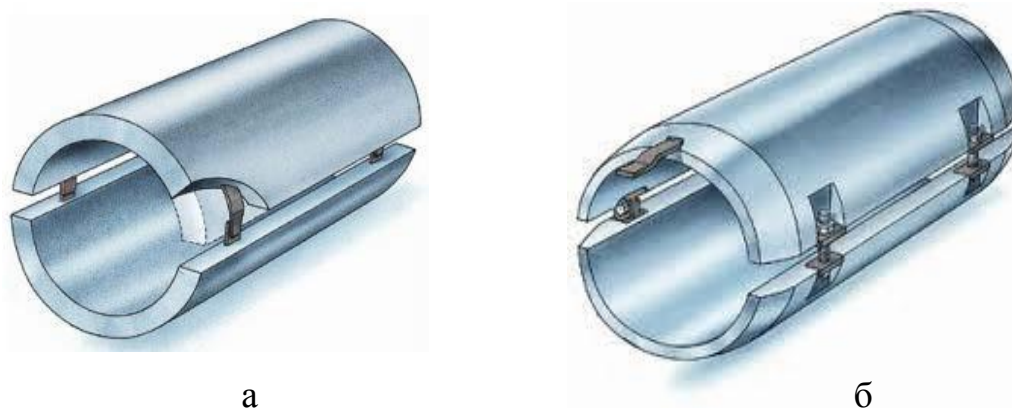


Рисунок 1.46 - Типовой пример цилиндрического браслетного анода (а) для S-образной укладки труб с обетонированием и конического анода (б) для J-образной укладки труб без обетонирования [13]

Размеры анода зависят от различных параметров, таких как размеры труб, толщина бетонного утяжеляющего покрытия, расчетный срок службы трубопровода, тип покрытия, характеристики окружающей среды и материал анода.

Балластировка труб бетонным слоем позволяет решить следующие задачи:

- равномерно распределить по длине трубы нагрузку утяжеления вместо циклической при использовании различного типа навесных утяжелителей;

- задать необходимое заглубление балластной трубы с нулевой выталкивающей силой и отрицательной плавучестью;
- снизить толщину стенки трубы;
- значительно повысить срок жизни и экологическую безопасность газо- и нефтепроводов за счёт дополнительной защиты оболочкой и бетоном, который одновременно является балластом;
- в случае необходимости обеспечить подогрев трубы;
- проводить балластировку фасонных частей трубопроводов (гнутых отводов, переходов и так далее).

Таблица 1.1 - Проектные данные по аноду [13]

Данные по аноду	Ед. измер.	Участки газопровода с УБП	Участки газопровода без УБП
Материал анода	-	Цинковый сплав	Цинковый сплав
Тип анода	-	Браслетный, с плоским концом, 2-мя полукольцами	Браслетный, с коническим концом, 2-мя полукольцами
Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C - 50°C	А·ч/кг	780	н.д.
Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C - 50°C, с заглублением	А·ч/кг	н.д.	580
Анодный потенциал в морской воде при температуре 30°C - 50°C	мВ Ag/AgCl/SW	-1030	н.д.
Анодный потенциал при температуре 30°C - 50°C, с заглублением	мВ Ag/AgCl/SW	н.д.	-980
Толщина	мм	50	50
Длина тела	мм	450	450
Общая дина	мм	450	550
Внутренний радиус	мм	416	416

Наружный радиус	мм	466	466
Плотность	кг/м ³	6940	6940
Чистая масса одного анода	кг	379,4	397,7
Полная масса одного анода	кг	404,4	423,9

1.2 Методы производства строительных работ

Эта глава описывает мероприятия, которые проводятся во время строительства морских трубопроводов. К ним относятся:

- Изыскания (для получения данных непосредственно о коридорах трубопровода);
- Работы по подготовке морского дна (для обеспечения наличия у трубопровода устойчивого фундамента на морском дне);
- Пересечение с действующими подводными кабельными линиями, в том числе подготовка перед прокладкой труб;
- Укладка морского трубопровода (рассмотрено в главе 1.1);
- Врезка (соединение) различных морских секций.

1.3 Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания

В рамках каждого проекта проводится несколько исследований морского дна, необходимых для сбора информации о состоянии дна, топографии, батиметрии и наличии на дне таких объектов, как остатки кораблекрушений, валуны, боеприпасы и т.п. Эта информация используется для планирования маршрута, подготовки рабочего проекта и выработки способов строительства.

Проведение наблюдений было сосредоточено вокруг трех различных коридоров [14]:

1. Якорный коридор (+/- 1 км по обе стороны согласованного маршрута трубопровода).

Задачами исследования якорного коридора являются:

- Определить потенциальные угрозы для установки якорей и окружающей среды и обеспечить основу оценки рисков при установке якорей
- Выявить такие угрозы, как потенциальное присутствие боеприпасов, отходы жизнедеятельности человека, геологические особенности препятствия и существующую инфраструктуру
- Выявить и отобразить области и характеристики объектов культурного наследия, которые следует сохранить.

2. Коридор укладки (+/- 7.5 м по обе стороны согласованного маршрута трубопровода).

Данный коридор определяется установочным допуском для обычной укладки труб, указанным в договоре с подрядчиком по монтажу.

3. Коридор безопасности (+/- 25 м по обе стороны согласованного маршрута трубопровода). Данный коридор определяется воздействием подводных взрывов на трубопровод, например, боеприпасов на морском дне. Ширина коридора определялась путем технического анализа типов боеприпасов и расстояния, на котором взрыв может вызвать повреждение трубопровода.

1.4 Земляные работы перед укладкой морского участка

Перед укладкой морского трубопровода на участках неровного дна проводятся земляные работы для корректировки свободных пролётов. Проектными решениями как правило предполагается выполнение

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

следующих земляных работ:

1. срезка и выравнивание неровностей морского дна;
2. каменная отсыпка участков неровностей морского дна.

Работы по срезке и выравниванию неровностей морского дна как правило выполняют при помощи подводного гидромониторного оборудования (рисунок 1.3-1, 1.3-2). Данный тип оборудования позволяет осуществлять локализованную корректировку пролётов на больших глубинах. Преимущество данного типа оборудования заключается в том, что оно может поставляться на место проведения работ в обычных контейнерах и устанавливаться на судах обеспечения, имеющих небольшое свободное палубное пространство. На рисунке 1.3-3. представлено судно типа «Calamity Jane» (компании Allseas).

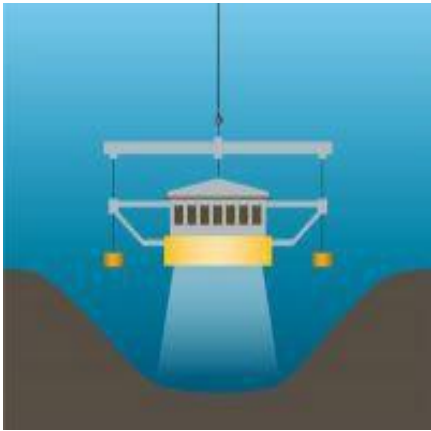
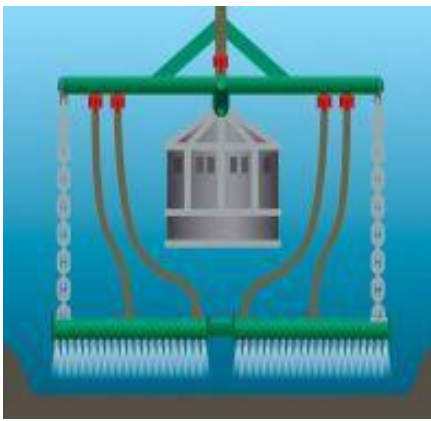
	<p>Выемка грунта - Evo 150, 300 и 600 Базовая система для проведения общих мероприятий по выемке грунта, рытья траншей и обратной засыпки Рытье траншей: Скорость рытья от 1000м³/ч до 4000м³/ч Диаметр: от 100 мм до 2000 мм Глубина выемки грунта: от 0,25мм до 5000 мм при одном или нескольких проходах Скорость выемки грунта (на поверхности): от 1 м/ч до 450 м/ч в зависимости от параметров Глубина воды: от 1 м до неограниченной глубины Типы грунтов: все несвязанные грунты с размером частиц до 200 мм</p>
	<p>Резка – Система резки грунта Evo Готовая к эксплуатации установка для подготовки трасс Резка: от 100 м³/ч до 1200 м³/ч в глине с удельным сопротивлением 10кПа-100кПа от 12 м³/ч до 60 м³/ч в глине с удельным сопротивлением 100кПа-500кПа Скорость на выходе из гидромон. насадки: 32 м/сек Глубина воды: Неограниченная Рабочее давление: 400 бар Типы грунта: Все грунты с удельным сопротивлением до 600 кПа</p>

Рисунок 1.3-1 – Оборудование для массовой размывки грунта [13]

В качестве запасного варианта рассматривается использование грейфера, установленного на специальном судне обеспечения типа «Tertnes» (Van Oord). Последующий вывоз разработанного грунта осуществляется с помощью барж на специальную площадку дампинга.



Рисунок 1.3-2 Подводный аппарат для размывки грунта T8000



Рисунок 1.3-3 Судно обеспечения для срезки/выравнивания участков морского дна типа «Calamity Jane»

Ликвидация недопустимых пролетов выполняется методом каменной наброски – подсыпки каменно-гравийного материала. При этом производится отсыпка дополнительных гравийных опор, которые уменьшают длину свободного пролета. На рисунках 1.3-4 и 1.3-5 показано специальное судно

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

типа «Tertnes» (Van Oord) для каменной наброски и спускная труба, используемая для каменной наброски на морское дно.

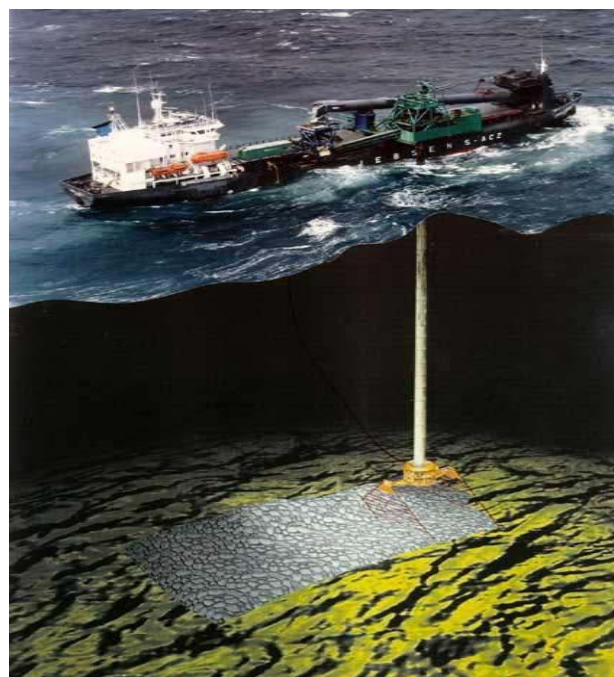


Рисунок 1.3-4 Судно для каменной отсыпки с поддержкой ТПА



Рисунок 1.3-5 Судно для каменной отсыпки типа «Tertnes» (Van Oord)

1.6 Земляные работы после укладки трубопровода

После укладки морского трубопровода будут производиться земляные работы для корректировки свободных пролётов. Проектными решениями

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

предполагается выполнение следующих земляных работ:

- заглобление трубопровода;
- заглобление трубопровода с дополнительной засыпкой;
- каменная подсыпка участков неровностей морского дна.

Для защиты, стабилизации или корректировки безопорных пролетов используют системы заглобления трубопроводов (траншеекопатель с фрезой) типа «Beluga» (рисунок . 1.3-6) от компании Saipem, работающую на глубине до 2250 м с очень мягкими и скалистыми грунтами. Данное оборудование представляет собой плавучий аппарат, медленно двигающийся над трубой, состоящий из двух режущих дисков и двух всасывающих насосов в задней части для вывода извлеченного грунта из траншеи. В качестве судна обеспечения для данного оборудования используют судно типа «Calamity Jane» (компании Allseas).

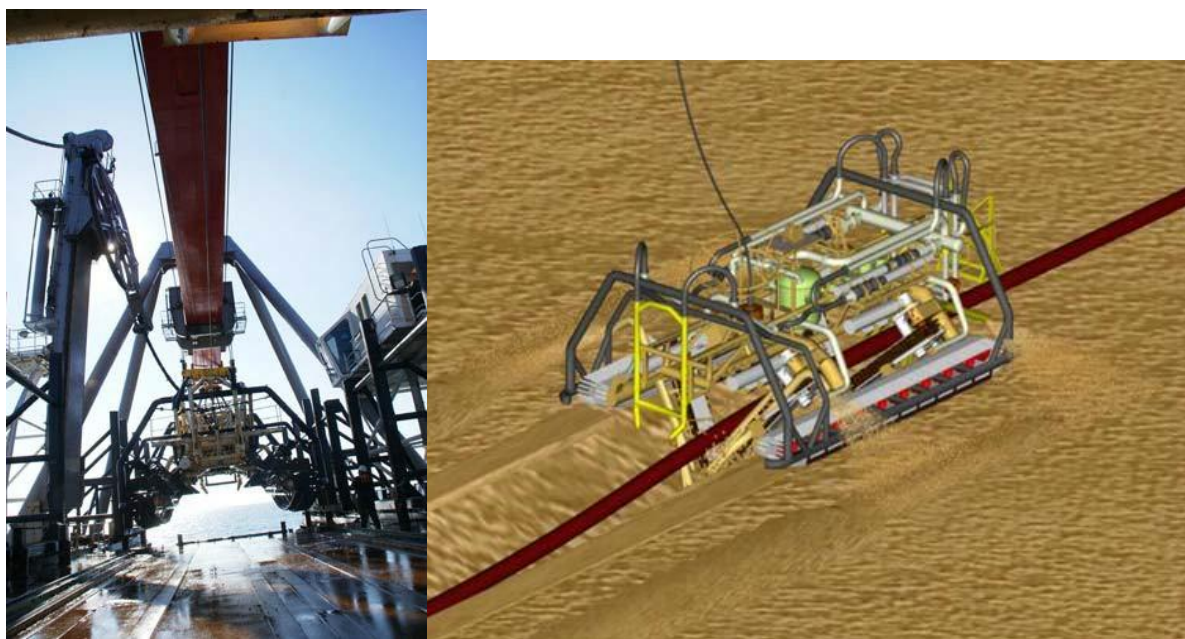


Рисунок 1.3-6 Calamity Jane (Allseas) и «Beluga» – Пример оборудования для рытья траншей

После укладки трубопровода на участках неровного дна будут образовываться свободные пролеты. В таких случаях, когда трубопровод будет испытывать недопустимые напряжения и (или) вихревые вибрации,

будут выполнены работы по корректировке свободных пролетов, для чего проектом предусматривают создание опор из гравийно-каменного материала расчетной крупности.

Ликвидация недопустимых пролетов выполняется методом каменной наброски – подсыпки скального грунта. При этом производится отсыпка дополнительных гравийных опор, которые уменьшают длину свободного пролета.

Для подсыпки свободных пролётов, а также засыпки участков газопровода используется специальное судно типа «Tertnes» (Van Oord) с гибкой сбросной трубой (рисунок. 1.3-8).



Рисунок 1.3-8 - Судно с гибкой спускной трубой, распределяющей каменный материал вокруг трубопровода

Проблемы с устойчивостью геотехнического характера могут возникнуть в областях с покатым дном или с мягкой глиной с низкой допустимой нагрузкой. В этих зонах будут проводиться дополнительные работы по каменной наброске для противодействия засыпке (в качестве противозаполнителя) вокруг необходимых бERM, как показано на рисунке 1.3-9.

Однако, при определенных сложных условиях, например, когда природное морское дно обладает очень низкой несущей способностью, количество противозаполнителя, требуемого для достижения необходимой устойчивости, становится довольно значительным. В определенных местах каменная наброска для обеспечения устойчивости будет не возможна, потому что нагрузка превысит допустимую нагрузку почвы.

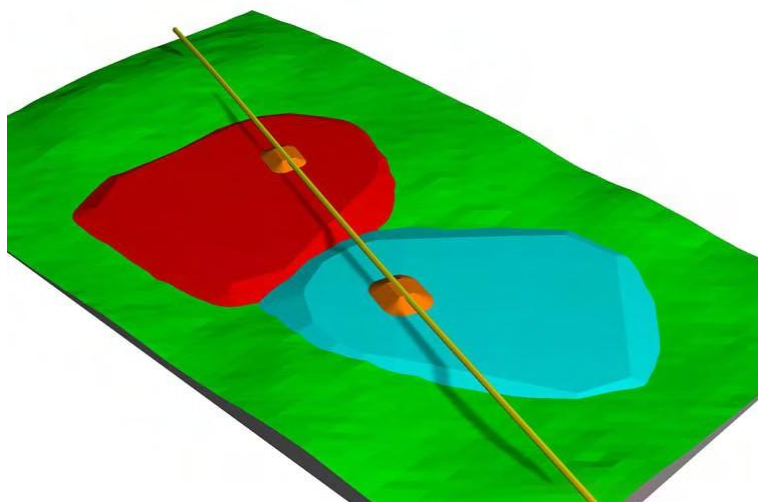


Рисунок 1.3-9 - Противозаполнитель (показан красным и синим) для обеспечения дополнительной устойчивости под каменными бермами (показаны оранжевым) [14]

В таких условиях требуется принятие альтернативных решений. В частности, это потребуется в некоторых местах в Финском заливе (российская и финская ИЭЗ). Как уже упоминалось, морское дно Финского залива исключительно неровное, и необходима довольно мощная поддержка трубопровода для ограничения свободных пролетов. Эта область также характеризуется очень мягкой глиной с низкой допустимой нагрузкой. В то же самое время нагрузка трубопровода особенно во время пусконаладочных работ максимальна именно на этом участке трубопровода.

Поэтому, несмотря на все усилия изменить маршрут трубопровода, опорные конструкции, альтернативные каменным бермам, будут требоваться в трех точках на северо-западной линии трубопровода и в пяти точках на юго-восточной линии трубопровода в российской ИЭЗ.

Если требуется поддержка более высокого уровня, может быть построена легкая конструкция из наполненных пеной труб из легкого полиэтилена (рисунок 1.3-11 слева), или могут быть использованы кирпичи из пеноматериала (справа), благодаря чему несущая способность морского дна будет использоваться в максимально возможной степени для веса самого трубопровода, а не для веса опорной конструкции.

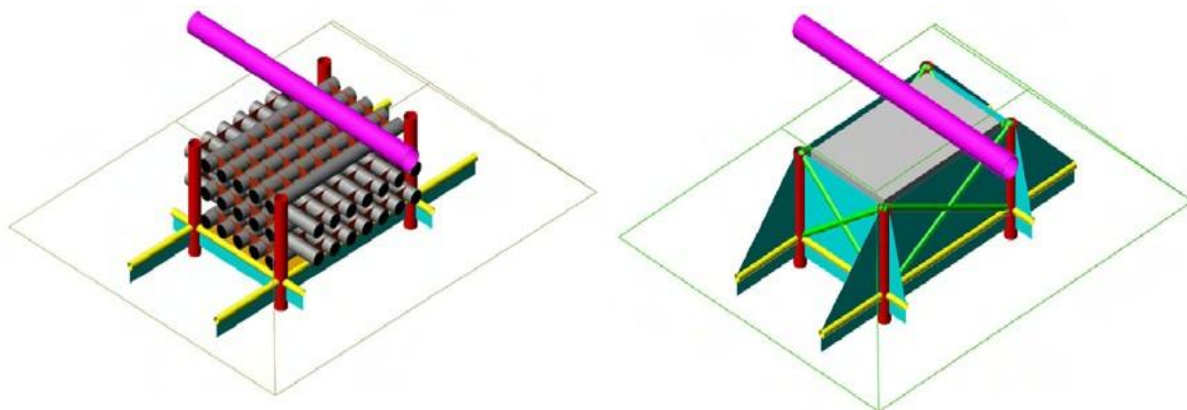


Рисунок 1.3-11- Опорные конструкции, сооруженные из труб из легкого полиэтилена высокой прочности (слева) и из кирпичей из пеноматериала (справа)

Основная часть опорной конструкции может быть покрыта слоем гравия, как это показано на рисунке 1.3-12 (слева).

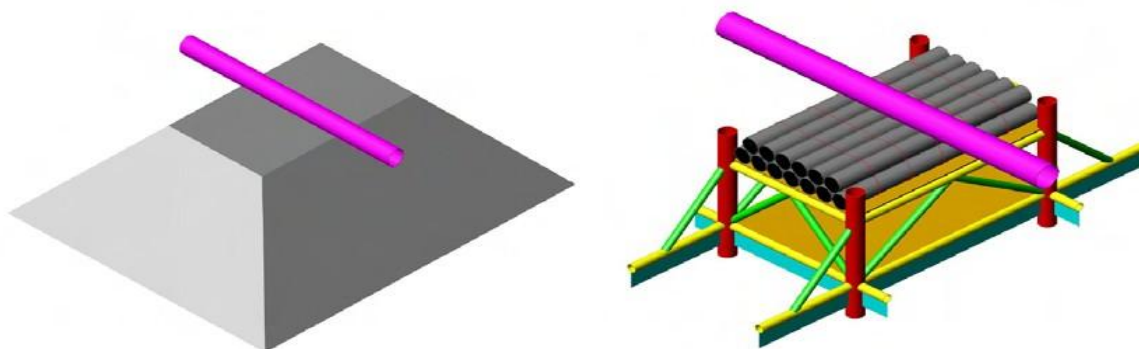


Рисунок 1.3-12 - Покрытая гравием опорная конструкция (слева) и опорная конструкция, сооруженная из жесткого опорного настила стальной конструкции в качестве базы, имеющая сверху трубы из легкого полиэтилена высокой прочности (справа)

В качестве альтернативы может быть сооружена легкая и глубокая опорная конструкция, состоящая из стальной рамы на опорном башмаке

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

(рисунок 1.3-12, справа). Необходимая гибкость опорной конструкции достигается за счет покрытия стальной рамы несущей платой с легким «тютяком», например, трубы из легкого полиэтилена высокой прочности.

1.7 Врезка трубопроводных секций

Различают врезки надводную и подводную.

В глубоководных местах соединение производится под водой (гипербарическая врезка). Два места соединений соответствуют изменению давления в трубопроводах (и изменению толщины из стен). Прибрежные соединения на этапе строительства выполняются над водой.

В местах врезки секции трубопровода специально укладывают внахлест, потом обрезают и выравнивают для сварки в атмосферной камере. Перед тем как укладочное судно закончит и уложит секцию трубопровода на дно, на конец трубы будет приварена головка для укладки, для обеспечения сухой, некоррозийной среды внутри трубопровода. Головка для укладки будет отрезана в процессе врезки для обеспечения последующей сварки в атмосферной камере.

Подводная врезка будет выполняться гипербарической сваркой во время пуско-наладочных работ и будет производиться после заполнения и гидравлического испытания участков трубопроводов.

Все подводные врезки будут считаться «золотыми швами», т.е. швами, не требующими тестирования давлением системы. Однако эти швы будут проходить проверку посредством применения дополнительных способов и методик и будут соответствовать стандартной отраслевой практике и кодексу DNV (Det Norske Veritas).

Ниже приводится пример стандартной конфигурации укладки секций трубопровода с головками для укладки до врезки:



					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Рисунок 1.3-13 – Секции до врезки

Врезка под давлением приведет к линейной конфигурации в результате минимального подъема во время соединения:



Рисунок 1.3-14 – Линейная конфигурация секции во время врезки

Надводная врезка приведет к изогнутой конфигурации в результате подъема во время врезки:



Рисунок 1.3-15 – Изогнутая конфигурация секции во время врезки

Врезка под давлением будет осуществляться в местах скачкообразного изменения расчетного давления и толщины стен. Подводные соединения будут осуществляться в атмосферной камере, т.е. посредством сварки, производимой под водой в сухой среде подводной сварочной камеры, охватывающей часть трубопровода с двух свариваемых сторон. Образец подводной сварочной камеры показан на рисунке 1.3-16.

Сначала трубопроводные линии будут разрезаны, а затем собраны под сварку. Подводная камера будет размещена поверх места для сварки и накроет концы секции трубы. Из подводной камеры будет откачена вода, а затем водолазы/сварщики выполняют сварку.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

После того как трубы сварены вместе, будут проведены неразрушающие испытания сварных швов на стыках. На места сварки в атмосферной камере покрытие не наносится, поскольку проектная антикоррозийная защита (в виде расходимых анодов) считается достаточной на данном участке трубопровода.

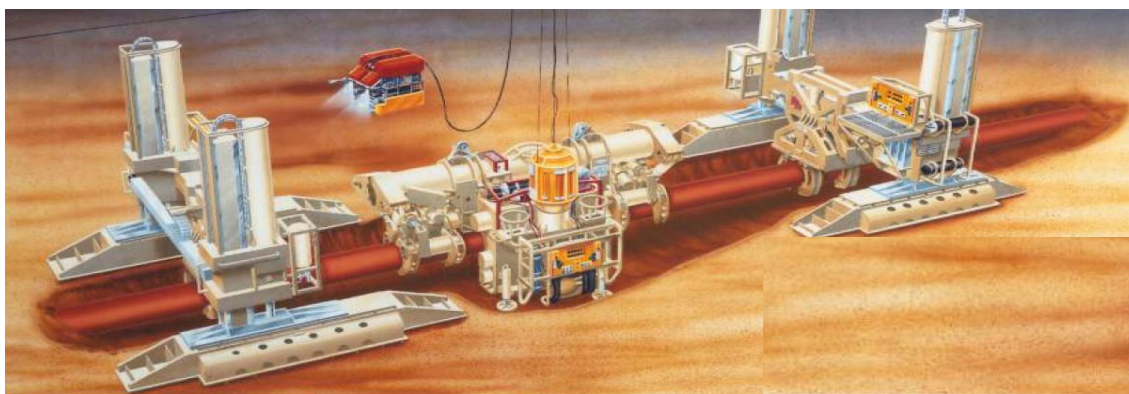


Рисунок 1.3-16 - Образец подводной сварочной камеры

При надводной врезке две секции трубопровода будут проложены с противоположных сторон. Концы двух секций трубопроводов будут положены на дно рядом друг с другом и подняты из воды вдоль борта укладываемого судна, как показано на рисунке 1.3-17. Две головки для укладки впоследствии срезаются, и два открытых конца выравниваются и свариваются вместе.



Рисунок 1.3-17 - Концы секций трубопровода вдоль баржи перед осуществлением надводной сварки

Когда сварка стыков и последующее неразрушающее тестирование и покрытие стыков будет завершено, нитка трубопровода будет опущена по горизонтальной кривой, следующей вертикальному контуру линий во время подъема, как показано на рисунке. 1.3-18.

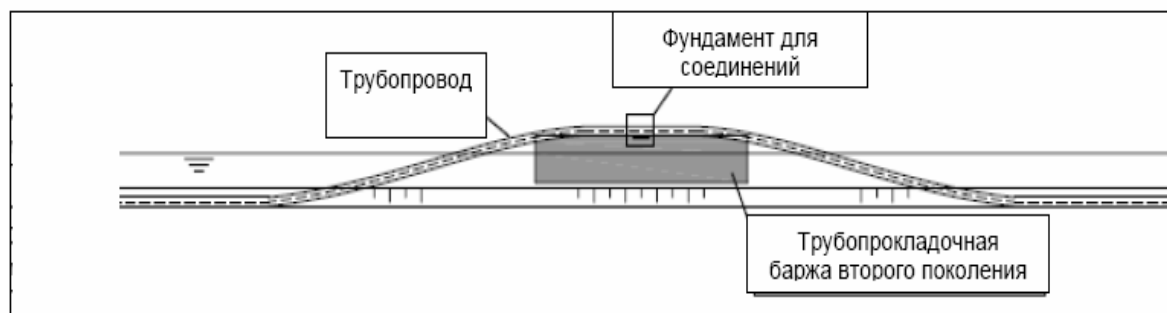


Рисунок 1.3-18 - Схема надводного соединения

1.8 Испытания и подготовка к эксплуатации

Работы по очистке полости и испытанию трубопровода проводятся для всех ниток на участке длиной 4,3 км, включающем участки берегового примыкания и микротоннелирования.

На испытываемом участке длиной 4,3 км проводятся следующие виды

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

работ:

- Промывка, калибровка и очистка внутренней полости морского трубопровода для удаления механических примесей;
- Заполнение морского трубопровода водой (заполнение производится в процессе промывки и калибровки);
- Проведение гидроиспытаний (Рисп=1,1Рр);
- Сброс давления;
- Удаление воды из полости трубы и промывка от соли;
- Осушка с целью удаления остаточной воды.

Для заполнения и гидроиспытаний трубопровода используется морская вода. Забор воды предусматривается осуществлять в месте выхода микротоннеля (изобата 30 м), с глубины 2 м от поверхности воды. После завершения испытаний вода сбрасывается в том же месте. Забор и выпуск воды производят с помощью плавучей насосной станции или землесосного снаряда. Водозаборные сооружения оснащены рыбозащитными устройствами в соответствии со СНиП 2.06.07-87. Типовое насосное оборудование представлено на рисунке 1.3-19.



Рисунок 1.3-19 - Насосное оборудование и защитные устройства для забора воды на гидроиспытания

В процессе вытеснения воды из трубопровода на российском берегу будут приниматься поршни-разделители. При приеме поршней вода перед каждым из них отводится в амбар-отстойник для предварительной

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проверки (и если необходимо для очистки). Общее количество промывочной воды, направляемой в очистительное сооружение после очистки четырёх ниток может достигать 800 м³.

Очистка и калибровка внутренней полости трубы осуществляется пропуском как минимум четырех очистных поршней с калибровочными дисками. Для подъема давления используется временная насосная станция, расположенная на судне. Вытеснение воды из газопровода производят с помощью сухого сжатого воздуха.

Перед удалением воды предусмотрен запуск нескольких очистных поршней для удаления осадка (карбоната кальция) на поверхности трубы. Скорость движения поршней составляет 0,5 – 1,0 м/с, чтобы поршни не были заблокированы и не пропустили воздух. Все поршни должны быть оснащены датчиками для определения местоположения поршней. Выпуск воды после гидроиспытаний будет осуществляться на специальное плавучее судно и впоследствии, после анализа, условно-чистая вода сбрасывается в море.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов

2.1 Расчет толщины стенки подводного трубопровода

Выбор толщины стенки стального подводного трубопровода являющийся одним из определяющих этапов проектирования, основывается на необходимости обеспечения прочности (устойчивости) и необходимого уровня безопасности трубопровода. Расчет выполняется для наиболее неблагоприятного сочетания возможных нагрузок.

Толщина стенки стального трубопровода должна определяться, исходя из следующих условий:

- местной прочности трубопровода, характеризуемой максимальными значениями кольцевых напряжений;
- достаточной локальной устойчивости трубопровода.

Толщина стенки стального трубопровода t_c , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по следующей формуле:

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2, \quad (1.4-1)$$

где p_o - расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе;

D_a - наружный диаметр трубы, мм;

σ - допустимое напряжение материала трубы, МПа;

ϕ - коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб;

c_1 - прибавка на коррозию, мм;

c_2 - прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баладанов А.В.</i>			<i>Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					46	101
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.О зав.кав</i>		<i>Бурков В.П.</i>						

Коэффициент прочности ϕ принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

Расчетное давление в трубопроводе p_0 , МПа, определяется согласно (1.4-2)

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p \quad (1.4-2)$$

где p_i - внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

$p_{g \min}$ - минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

Δp - добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа. Добавочное расчетное давление определяется в результате гидравлического расчета трубопровода, одобренного Регистром.

Величина $p_{g \min}$ определяется по формуле

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (1.4-3)$$

где ρ_w - плотность морской воды, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

d_{\min} - минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10⁻²1/год;

h_w - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10⁻²1/год.

В случае применения специальных конструктивных мер по уменьшению давления гидравлического удара (ограничения скорости закрытия арматуры, применение специальных устройств по защите трубопровода от воздействия переходных процессов и др.) величина Δp в расчетах может быть уменьшена на величину, согласованную с Регистром.

Допустимое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \min \left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right), \quad (1.4-4)$$

					Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

где R_e - минимальное значение предела текучести металла труб, МПа;
 R_m - минимальное значение предела прочности металла труб, МПа;
 n_e - коэффициент запаса прочности по пределу текучести;
 n_m - коэффициент запаса прочности по пределу прочности.

Значения n_e и n_m приведены в табл. 3.2.5 [15] в зависимости от класса трубопровода.

При транспортировке в частности жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм.

Значение C_2 принимается равным 0,5% D_a – наружный диаметр трубы, мм.

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе σ_{max} , МПа, обусловленные действием внутреннего и внешнего давления, продольных усилий (например, от теплового расширения и/или упругого изгиба участков трубопровода), а также внешних нагрузки и с учетом овальности труб, не должны превышать допустимых значений напряжений:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 + \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e, \quad (1.4-5)$$

где σ_x - суммарные продольные напряжения, МПа;

σ_{hp} - суммарные кольцевые напряжения, МПа;

τ - тангенциальные (касательные) напряжения, МПа;

k_σ - коэффициент запаса по суммарным напряжениям.

Значения коэффициентов запаса k_σ приведены в табл. 3.2.6 [15] в зависимости от класса трубопровода.

$\sigma_{npN} = \sigma_x$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = \alpha E \Delta T_e; \quad (1.4-6)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

					Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$\mu=0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн}$, мм - диаметр трубы.

n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе ([16]табл. 13);

Δt -расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{град}; \quad (1.4-7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1 \cdot D_{вн}}{\alpha E}, \text{град}. \quad (1.4-8)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (1.4-9)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода ([16]табл. 1);

k_1 - коэффициент надежности по материалу ([16] табл. 9);

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов $D < 1000$ мм ([16]табл. 11);

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, или пределу прочности металла трубы, МПа.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

$\sigma_{кц}^H = \sigma_{нр}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P D_{вн}}{2 \delta_n}, \text{ МПа}. \quad (1.4-10)$$

2.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления

Величина критического внешнего давления на трубопровод p_e , МПа, может быть определена по формуле (1.4-11) и численно равна

$$p_e = \frac{l}{k} \cdot \frac{2E}{1 - \mu^2} \left(\frac{t_c}{D_a} \right), \quad (1.4-11)$$

Величина давления смятия p_y , МПа, определяется по формуле (1.4-12)

$$p_y = \frac{2R_g}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{int}}, \quad (1.4-12)$$

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (1.4-13)

$$p_c \leq k_c \cdot p_{g \max}, \quad (1.4-13)$$

где p_c - несущая способность поперечного сечения трубопровода, МПа, определяемая по формуле (1.4-14);

k_c - коэффициент запаса, определяемый по табл. 3.3.5 [16];

$p_{g \max}$ - максимальное внешнее давление на трубопровод, МПа, определяемое по формуле (1.4-15);

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}}, \quad (1.4-14)$$

где p_e и p_y - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию, определяемые по формулам (1.4-11) и (1.4-12) и соответственно.

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (1.4-15)$$

где ρ_w - плотность морской воды, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

d_{\max} - максимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10-21/год;

h_w - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с

					Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспеченностью 10-21/год.

Формула (1.4-13) действительна при условии выполнения соотношения $15 < D_a/t_c < 45$ и величины начальной (заводской) овальности для труб не более 0,5 %.

					<i>Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

3. Объект и методы исследований. Актуальные проблемы и направления исследований

Алгоритмы и методы расчета процесса укладки должны учитывать следующие особенности процесса укладки:

- геометрическая нелинейность процесса (больше перемещения осевой линии трубопровода, превосходящие характерный размер поперечного сечения трубопровода в 10-1000 раз [8]; большие деформации на трубопроводах, укладываемых барабанным методом, и трубопроводах, укладываемых на большие глубины; большая вероятность появления пластических деформаций при внештатных режимах укладки трубопровода);
- физическая нелинейность (упругопластическое поведение стали; непостоянная по длине обетонированного трубопровода изгибная жесткость);
- воздействие окружающей среды на морской трубопровод (нагрузки от течений в зоне укладки трубопровода; воздействие волн на трубоукладочное судно).

Существующие методы расчета укладки морских трубопроводов можно условно разделить на три категории.

Методы первой категории основаны на использовании уравнений балочного изгиба, учитывающих большие перемещения и углы поворота оси трубопровода при укладке [17].

Данная теория покрывает практически весь спектр геометрических нелинейностей, присущих данной задаче: большие перемещения и углы поворота, трехмерная кривизна упругой линии оси трубопровода, произвольные условия нагружения и закрепления. Решение может быть

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Балабанов А.В				Объект и методы исследований. Актуальные проблемы и направления исследований	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						52	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3Б		
И.О. зав.каф	Бурков В.П							

получено в компактной, удобной для анализа форме. Замкнутая система уравнений, описывающая процесс укладки J- методом, и способы ее решения приведены в [8].

При выводе данных уравнений были приняты допущения о том, что деформирование трубопровода происходит в одной плоскости; изгибная жесткость трубопровода постоянна по длине. В работе [2] дополнительно снято ограничение на линейность характеристик материала трубы, присущее большинству задач теории гибких стержней.

Подобные решения позволяют, ограничиваясь сравнительно малым объемом вычислений, проводить анализ влияния различных параметров (таких, как удельный вес трубопровода, натяжение, глубина укладки, угол схода со стингера) на напряженно-деформированное состояние трубы.

Однако следует отметить, что класс задач, для которых может быть получено аналитическое решение, ограничен простейшими случаями геометрии и нагружения конструкции. На практике, при расчете процесса укладки трубопроводов, в частности на большие глубины, требуется численно решать двухточечную задачу Коши в условиях высокой жесткости полученной системы дифференциальных уравнений, а также в условиях неединственности и неавтономности получаемого решения [8]. Более того, этот метод решения неэффективен в случае учета особенностей деформирования трубопровода на роликовых опорах стингера.

Методы расчета укладки морских трубопроводов второй категории основаны на применении метода конечных элементов [18] [19] [20]. Это направление представляется наиболее перспективным по сравнению с первым методом расчета в силу своей универсальности, вычислительной эффективности, возможности учета геометрической и физической нелинейности задачи, а также наличия механизма решения контактных задач достаточно общего вида. Наиболее подходящими для моделирования данной задачи являются универсальные конечно-элементные пакеты Ansys и ABAQUS,

					<i>Объект и методы исследований</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

обладающие большой библиотекой конечных элементов и широкой возможностью расширения функциональных возможностей.

Преимуществом метода конечных элементов перед аналитическими методами является отсутствие необходимости упрощения свойства среды и схематизации геометрии конструкции, что позволяет описать их с существенно большей точностью и учесть такие свойства материала, как анизотропия, пластичность (с использованием реальной диаграммы деформации), а так же учесть большие перемещения.

Методы расчета укладки морских трубопроводов третьей категории основаны на применении узкоспециализированного программного обеспечения. К программным комплексам такого типа относятся, например, программы OFFPIPE и PipeLay, основанные на применении стержневых конечных элементов. Они позволяют учесть наличие больших перемещений, трёхмерную кривизну оси трубопровода, пластические свойства материала и взаимодействие «трубопровод-стингер» и «трубопровод-грунт» [5].

Кроме расчетов напряженно-деформированного состояния трубопроводов подобное ПО может содержать проверку выполнения различных критериев в соответствии с общепринятой нормативной документацией (например, проверка критерия локальной потери устойчивости трубопровода по DNV-OS-F101 [1], встроенная в PipeLay).

Данное программное обеспечение не может быть модифицировано пользователем, ограниченно учитывает влияние бетонного покрытия.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. При строительстве морских трубопроводов существует целый ряд факторов, которые необходимо учитывать при проведении расчетов: во-первых, геометрическую нелинейность процесса; существенно нелинейные свойства материалов, из которых изготовлен трубопровод; во-вторых, неоднородность свойств трубопровода по длине; в-третьих, заранее неизвестную длину укладываемой плети.

					<i>Объект и методы исследований</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Наиболее перспективным для оценки НДС трубопровода в процессе укладки является метод конечных элементов, позволяющий учесть большинство факторов и требующий минимальной идеализации задачи.

3. Наиболее подходящими для решения данной задачи являются универсальные конечно-элементные пакеты, такие как ANSYS и ABAQUS, обладающие большой библиотекой конечных элементов.

					<i>Объект и методы исследований</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

4. Проектный расчет стенки трубопровода

4.1 Расчет толщины стенки трубопровода

Проектный расчет стенки морского трубопровода будет основан на методике, изложено в главе 1.4. Класс трубопровода L1 согласно [15].

Механические характеристики трубопровода представлены в таблице 3.2-1.

Таблица 3.2-1- Механические данные материала трубопровода

Параметр	Величина
Материал	X65 API 5L
Внешний диаметр	1020 мм
Плотность материала	7850 кг/м ³
Коэффициент Пуассона	0,3
Модуль Юнга	207 ГПа
Минимальное значение предела текучести R_e	450 МПа
Минимальное значение предела прочности металла R_m труб, МПа	535 МПа
Коэффициент линейного расширения металла трубы	$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град
Толщина коррозионного покрытия s_1	3 мм
Плотность коррозионного покрытия	1300 кг/м ³
Толщина бетонного покрытия	80 мм
Плотность бетонного покрытия	2250 кг/м ³

					Современные методы строительства морских трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Балабанов А.В			Проектный расчет стенки трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					56	101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3Б		
И.О зав.каф		Бурков В.П						

Технологические параметры укладки трубы представлены в таблице 3.2-1.

Таблица 3.2-1 - Технологические параметры для расчета стенки трубопровода

Параметр	Величина
Глубина укладки трубопровода	290м
Внутреннее рабочее давление p_i	9,2 МПа
Плотность морской воды ρ_w	1025кг/м ³
Минимальный уровень тихой воды по трассе, d_{min} трубопровода	200 м
Плотность нефти марки Brent	825–828 кг/м ³

Толщина стенки стального трубопровода t_c , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по формуле (1.4-1):

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2 = \frac{17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 381,35 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,51 = 26,98 \text{ мм.}$$

Коэффициент прочности ϕ принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

Расчетное давление в трубопроводе p_o , МПа, определяется по формуле (1.4-2)

$$p_o = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p = 9,2 - 1,98 + 10,33 = 17,55 \text{ МПа.}$$

где p_i - внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

$p_{g \min}$ - минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

Δp - добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа. Добавочное расчетное давление определяется в результате гидравлического расчета трубопровода, одобренного Регистром.

Величина $p_{g \min}$ определяется по формуле (1.4-3)

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (200 - 5,78 / 2) = 1,98 \text{ МПа.}$$

Расчетное значение высоты волн на основе [21] и [22] принимаем равным 5,78м.

					Проектный расчет стенки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Допустимое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из значений (формула 1.4-4)

$$\sigma = \min\left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m}\right).$$

Значения n_e и n_m принимаем равными 1,18 и 1,35 соответственно (табл. 3.2.5 [15])

$$\sigma = \frac{R_e}{n_e} = \frac{450}{1,18} = 381,35 \text{ МПа};$$

$$\sigma = \frac{R_m}{n_m} = \frac{535}{1,35} = 396,3 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение σ принимаем равным 381,35 МПа.

При транспортировке жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм.

Значение C_2 принимается равным 0,5% D_a и составляет

$$C_2 = \frac{0,5 \cdot 1020}{1000} = 0,51 \text{ мм}.$$

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе σ_{\max} , вычисляем согласно формулы (1.4-5)

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e,$$

$$\sigma_{\max} = \sqrt{110,756^2 + 331,5^2 - 110,756 \cdot 331,5 + 3 \cdot 10^2} \leq 0,8 \cdot 450$$

$$292,82 \leq 360.$$

Условие прочности выполняется.

Значение коэффициента запаса $k_\sigma = 0,8$ (табл. 3.2.6 [15]).

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение $\sigma_{npN} = \sigma_x$ - по формуле (1.4-6):

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} = & -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,8 \cdot 10^6 + \\ & + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 27} = 110,756 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

					Проектный расчет стенки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Коэффициент надежности по нагрузке n принимаем равным 1,00 ([16]табл. 13).

τ – тангенциальные касательные (напряжения), принимаем равным ≈ 10 МПа.

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада определяют по формуле (1.4-8)

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 299,444 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 84,8 \cdot 10^6, \text{ град.}$$

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (1.4-9):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{535 \cdot 10^6 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,0} = 299,44 \text{ МПа,}$$

где принимаем следующие коэффициенты равными :

- коэффициент условий работы трубопровода $m_0 = 0,75$ ([16]табл. 1);
- коэффициент надежности по материалу $k_1 = 1,34$ ([16] табл. 9);
- коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов $D > 1000$ мм $k_n = 1,00$ ([16]табл. 11);

Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, или пределу прочности металла трубы $R_1^H = 535$ МПа;

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

$\sigma_{кц}^H = \sigma_{hr}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{17,55 \cdot 1020}{2 \cdot 27} = 331,5 \text{ МПа.}$$

4.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления

Величина критического внешнего давления на трубопровод p_e , МПа, приводящая к смятию поперечного сечения, но не инициирующая пластических деформаций в стенке трубы (так называемое, упругое смятие), может быть определена по формуле

$$p_e = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{2E}{1-\mu^2} \left(\frac{t_c}{D_a} \right) = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{1-0,3^2} \left(\frac{27}{1020} \right)^3 = 4,2 \text{ МПа}$$

k_1 - коэффициент запаса принимаем равным 2 (табл. 3.3.5. [15]).

Величина давления смятия p_y , МПа, определяется по формуле

$$p_y = \frac{2R_s}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{int}} = \frac{2 \cdot 450 \cdot 10^6}{1,05} \cdot \frac{27}{966} = 23,96 \text{ МПа}$$

k_2 - коэффициент запаса принимаем равным 1,05 (табл. 3.3.5. [15]).

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (1.4-13)

$$p_c \leq k_c \cdot p_{g \max},$$

$$4,14 \leq 1,5 \cdot 2,8 = 4,2.$$

Условие прочности выполняется.

k_c коэффициент запаса принимаем равным 1,5 (табл. 3.3.5. [15]).

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}} = \frac{23,96 \cdot 4,2}{\sqrt{23,96^2 + 4,2^2}} = 4,13 \text{ МПа}$$

где p_e и p_y - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию, определяемые по формулам (1.4-11) и (1.4-12), соответственно.

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w / 2) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (275 + 5,78 / 2) \cdot 10^{-6} = 2,8.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Балабанову Артему Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<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 нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<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.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Организационная структура управления 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Графики динамики и сравнения показателей 	
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Балабанов Артем Владимирович		07.03.2017г

5. Финансовый Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Для обеспечения эксплуатации морского трубопровода с нефтепродуктом необходимо соблюдение правил их технической эксплуатации, контроля, выявления и устранения дефектов.

Нормы времени на строительство морского трубопровода приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Нормы времени на строительство морского трубопровода

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ	Состав бригады
1	Завоз труб и отвод на объект	9	4
2	Предварительное гидроиспытание	4	3
3	Сварочные работы на береговой строительной площадке	18	3
4	Укладка морского трубопровода	28	3
5	Очистка полости и испытание	14	3

5.2 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом.

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

					Современные методы строительства морских трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Балабанов А.В			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				62	101
Консульт.					ТПУ гр. 2БЗБ		
И.О зав.каф		Бурков В.П					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, а также амортизация основных фондов.

Таблица 2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ по строительству морского трубопровода

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба 1020x9	1000 м	39500	3950000
Манжета ТЕРМА-СТМП	16	945	15120
Утяжелители кольцевые	9,5	8500	80750
итого			4045870

Таблица 3 Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Передвижная сварочная установка	шт.	4	75000	300000
2	Машина для резки труб	шт.	1	12000	12000
3	Топливозаправщик	шт.	1	8240000	8240000
4	Трубоукладчик	шт.	4	5200000	20800000
5	Экскаватор одноковшовый	шт.	1	5850000	5850000
6	Кран автомобильный	шт.	1	7 950000	7 950000
6	Итого:				43152000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 4.

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Мастер ЛЭС	2	3640	7280	3	21840
Машинист вездехода	2	1670	3340	3	10020
Водитель	4	1570	7850	3	23550
Линейный трубопроводчик	8	1450	12560	3	37680
Электромонтер	2	1300	2600	3	7800
Мастер участка	1	1990	1990	3	5970
Машинист бульдозера	2	1950	3900	3	11700
Машинист экскаватора	2	1950	3900	3	11700
Иные работники	6	1200	2400	3	7200
ИТОГО	29				145410

Таблица 5 Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Заработная плата	% (согласно уведомлению Фонда Социального страхования)	Сумма
145410	0,2	290,82

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 6

Таблица 6 – Расчет амортизационных отчислений при проведении работ

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год
		одного объекта	всего		
Передвижная сварочная установка	4	75	300	10%	18000
Машина для резки труб	1	12	12	10%	1200
Топливозаправщик	1	8240	8240	10%	8240
Трубоукладчик	4	5200	20800	10%	208000
Экскаватор одноковшовый	3	5850	5850	10%	585000
Кран автомобильный	1	7950	7950	10%	795000
Итого		27327	43152		1615440

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма прямых затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

В таблице 7 приведены накладные расходы.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов		48996265	10,00	4899657,5
1	Спецоборудование	43152000	10,00	4315200
2	Материалы и комплектующие	4045870	10,00	404587
3	Оплата труда	145410	10,00	14541
4	Начисления на оплату труда	37 585,00	10,00	3 785,50
5	Амортизация основных средств	1615440	10,00	161544

Таблица 8. Командировки и служебные разъезды.

№ п/п	Пункт назначения	К-во командировок	К-во человек	Срок, дни	Проезд (туда-обратно), руб.	Суточные, руб./сут.	Суточные, руб./сут.
1	Морской трубопровод	1	29	3	2500	700	128 000,00
	ИТОГО:						128 000,00

Таблица 9. Прочие расходы

Виды оплаты	Норматив, тариф руб/время, кв м. в мес.	кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи.	Время полезного использования в разработке, мес.	Сумма оплат, руб.
Транспортные услуги	0	0	0,00	0
Услуги связи	13,27	28	0,29	107,75

	тариф, руб/кв.м в месяц	кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м2)	время использовани я в рамках данной работы, мес.	
Коммунальные услуги		30		3 836,38
Электроэнергия	1,06	31,80	2,05	65,19
Теплоснабжение	21,95	658,50	2,05	1349,93
Канализация	16,06	481,80	2,05	987,69
Водоснабжение	23,31	699,30	2,05	1443,57

Таблица 10. Смета затрат на выполнение проектно-изыскательных работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	43 152 000,00
3	Материалы и комплектующие	4 045 870,00
4	Оплата труда	1455 410,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	37 585,00
6	Амортизация основных средств	1 615 440,00
7	Накладные расходы	4 899 657,50
8	Командировки и служебные разъезды	128 000,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	3 944,13
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00
9.2	Оплата услуг связи	107,75
9.3	Коммунальные услуги	3 836,38
10	Итого собственных затрат	54 027 906,63
11	Уровень рентабельности до 10%	5 402 790,66
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)	59 430 697,29
13	НДС 18%	10 697 525,51
14	Всего стоимость договора	70 128 222,80

Вывод:



Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Балабанову Артему Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика морского трубопровода и область его применения.	Морской трубопровод предназначен для транспортировки продуктов до потребителя
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность:	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Отклонение показателей климата на открытом воздухе; -Превышение уровней шума и вибрации; -Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону; -Тяжесть и напряженность физического труда. <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Электрический ток; -Пожаро- и взрывоопасность -Электрическая дуга и металлические искры при сварке -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
2. Экологическая безопасность:	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>3. 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
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой

	<p>рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>
--	--

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Б	Балабанов Артем Владимирович		

6. Социальная ответственность.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этнический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [44].

Морской трубопроводный транспорт жидких и газообразных углеводородов отнесен к категории пожаровзрывоопасных объектов и сложных технологических систем, на которых хранятся, транспортируются продукты, приобретающие при определенных условиях способность к возгоранию или взрыву, загрязнению окружающей среды, при авариях и отказах представляют большую угрозу населению, морской флоре и фауне, природным массивам и инженерным сооружениям. Поэтому к трубопроводам предъявляются высокие требования по обеспечению надежности и безопасности их функционирования, как на стадии проектирования, так при их укладке, эксплуатации и выводе из строя.

Соблюдение всех норм и правил становится основой для нормальной работы морских трубопроводов. При этом особое внимание необходимо уделять технике безопасности при выполнении всех видов работ (земляных, сварочных, подводных и тд.). В иных случаях имеют место ранения и гибели людей [44]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Анализ и оценка прочности морских подводных трубопроводов при их проектирование</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Малчинов Э.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>				71	101
<i>Консульт.</i>		<i>Крепша Н.В.</i>			<i>Социальное ответственность при оценке прочности морских подводных трубопроводов</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					
					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ31</i>		

6.1 Производственная безопасность

Для анализа опасных и вредных факторов при укладке и ремонте морских трубопроводов составим таблицу 1. С ее помощью появится целостное представление обо всех выявленных факторах (опасных и вредных) на рабочем месте.

При этом необходимо понимать сущность терминов опасный и вредный производственный фактор.

Опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти[44]

Вредный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на рабочего при определенных условиях (интенсивность, длительность и др.) может вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности[44],

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы	
	Вредные	Опасные		
1	2	3	4	
Полевые работы; Подъем, укладка трубопровода; Сварочно-монтажные работы; Неразрушающий контроль; Изоляционно-укладочные работы; Испытание трубопровода	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Пожаро- и взрывоопасность 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке 4.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003-74[41] ГОСТ 12.1.003-83[39] ГОСТ 12.1.005-88[40] ГОСТ 12.4.011-89[38] ГОСТ 12.1.019-79[42] ГОСТ 12.1.004-91[43]	

--	--	--	--

Таблица 1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве морских трубопроводов.

6.2 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При прокладке морского трубопровода в районах Северного моря работники подвержены влиянию отрицательных температур, что серьезно влияет на здоровье человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергии на преобразование теплообмена используется больше, чем на выполнение самой работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Предельные значения температуры наружного воздуха, скорости ветра, волнения моря, состояния ледовой обстановки в данном климатическом регионе, при которых следует прекратить работы на открытом воздухе или организовывать перерывы для обогрева работающих, устанавливаются администрацией предприятия по согласованию с местной администрацией.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 2 [41].

Таблица 2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[41].

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
---------------------	------------------------

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах рискуют получить следующие травмы:

- переохлаждение организма (гипотермии);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. Комплект одежды включает: куртку (телогрейку); ватные штаны; свитер; головной убор (шапка); перчатки; обувь.

На морском нефтегазовом сооружении (МНГС) должны быть предусмотрены спасательные жилеты в количестве, равном числу спальных мест в жилых помещениях платформы, и дополнительно нормативный запас на рабочих местах еще на одну вахту.[41]

В период, когда температура воздуха ниже 10 °С, дополнительно к спасательным жилетам должны быть предусмотрены спасательные гидротермокостюмы.[41]

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Современная спецодежда изготавливается из качественных утеплителей: тинуслейт, синтепон, холофайбер. Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями (капюшон, функциональные карманы). В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками).

Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой, и годные по здоровью. Доставка людей к рабочему месту осуществляется в специальных автомобилях, с системой отопления салона [3]

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например такие, как кепки.

2. Превышение уровней шума и вибрации

При строительстве и ремонте нефтепроводов используются машины и оборудование: экскаваторы, бульдозеры, шлейфмашины, трубоукладчики и т.д. Их сопровождается огромным количеством звуков, которые, при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность. При повышенном уровне вибрации у человека наблюдается повышение утомляемости, увеличение времени зрительной реакции, нарушение опорно-двигательного аппарата.[39]

Допустимый уровень звука при работе на производстве зависят от тяжести труда. Максимальный уровень шума при работе с инструментом в быту не должен превышать 80 дБА.[39]

Для снижения воздействия шума на человека работники оснащаются специальными средствами защиты – наушниками или вкладышами. Все инструменты, которыми производятся работы, проходят тестирование на уровень шума, и допускаются к работе с виброзащитой или глушителем. Работа должна проходить с небольшими перерывами для снижения воздействия вибрации и шума на человека.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

3. Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону

При ремонте нефтепровода и производстве работ на нем есть риск возникновения утечек нефти из трубопровода. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 3му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 10 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин – которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм);

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае, при вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Согласно ГОСТ 12.1.005[49], нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека всего перечисленного более подробно представлено в таблице 3.

Таблица 3 Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти[3]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	объем, %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание

	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин–сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие– раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин– сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности, а именно в нефтепроводных, используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов, и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4. Тяжесть и напряженность физического труда

Ремонт нефтепроводов требует от работника огромных трудовых затрат. Нефтепроводы очень часто расположены далеко от населенных пунктов и работникам приходится ездить в командировки. Нахождение вне дома, плюс тяжелый труд сказываются на эмоциональном состоянии работника и может привести к заболеваниям.

Для недопущения заболеваний людей при напряженном труде, организации должны придерживаться ряда требований:

- обеспечить людям 8-ми часовой рабочий день;
- обеспечить обеденный перерыв;

- комфортные условия проживания;
- небольшие перерывы между рабочим процессом;
- своевременная заработная плата[39].

При соблюдении этих правил, риск возникновения недугов из-за тяжести труда минимален.

6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – это факторы, которые могут привести к различным травмам работника.

1. Электрический ток

Один из опасных факторов производства, который не предупреждает о своем наличии (нет явных признаков таких как: запах, свечение и т.д.) – это электрический ток. Источником электрического тока при ремонте или монтаже нефтепровода является передвижная электростанция, или подключение к трансформаторным станциям.

Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

- нарушение изоляции проводов;
- неправильное или отсутствие заземления;
- обрыв проводки.

Для человека травмоопасным значением силы электрического тока является 0,15 Ампер, или переменное и постоянное напряжение больше 36 Вольт.[42] Поражения от действия электрического тока могут быть разными: от мелких и крупных ожогов кожного покрова, до сокращения мышц сердца, что приводит к его остановке. Различают несколько видов электрических ожогов:

- покраснение кожи;
- образование на поверхности кожи пузырей и волдырей;
- обугливание кожи.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

Ожоговые раны очень долго затягиваются, а поражение 2/3 поверхности кожи всего тела, практически в 85% случаев приводит к летальному исходу.

Для предотвращения поражения человека от электрического тока при ремонте и монтаже нефтепроводов используют следующие средства защиты:

– коллективные средства электрозащиты, в которые входят: оснащение всех опасных электроприборов специальными предупредительными табличками; оборудование электронными системами защиты; изоляция основных электроопасных узлов; контроль за состоянием электрических цепей, заземление и зануление приборов, работающих от электричества;

– индивидуальные средства защиты, в которые входят: резиновые перчатки (электропоглащающие); диэлектрическая обувь; изолированные подставки под оборудование и т.д.

Для работы с электроприборами допускаются люди специально обученные и имеющие удостоверение по электробезопасности.

2.Пожаровзрывобезопасность.

При производстве работ есть вероятность возникновения пожара или взрыва. В соответствии с частью 1 статьи 5 ФЗ-123 каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99 [42]:

- На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, а запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока;

- обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА;

- технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте. Запорная арматура должна иметь указатели «Открыто» - «Закрыто»;

- не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением.

- лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти;

- при ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий.

- во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефти с температурой застывания, близкой к нулю и выше, необходимо постоянно контролировать обогрев этих трубопроводов и арматуры, а так же исправность теплоизоляции. Для отогрева трубопровода и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а так же использовать электроподогрев во взрывозащищенном исполнении;

- при прокладке технологических трубопроводов в каналах и траншеях (открытых и закрытых) нужно осуществлять контроль за исправным состоянием разделительных глухих перемычек (диафрагм) из несгораемых

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

материалов в местах прохода через стены, а также противопожарных отсыпок из песка или гравия длиной по 4 м, на расстоянии друг от друга не более 80 м;

- технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов;

- при обслуживании ГУС необходимо следить за эффективностью работы системы удаления конденсата из трубопроводов газовой обвязки. Обнаруженная грязь, ржавчина, лед и т.п. должны немедленно удаляться;

- задвижки с ручным и дистанционным приводами на ГУС должны проверяться на работоспособность: не реже двух раз в месяц при положительной температуре окружающего воздуха и не реже одного раза в неделю – при отрицательной температуре;

- ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска [42].

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов.

- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ.

- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности.

- допускаются лица, достигшие 18 лет.
- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты.
- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей [42].

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- Ящики с песком;
- Кошма 1x1 м², асбестовое полотно;
- Огнетушители;
- Водопроводная вода.

3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

При работе со сваркой необходимо особое внимание уделять безопасности. Опасность получения травмы присутствует не только у самого сварщика, но и у окружающего его персонала.

Искры, электрическая дуга, брызги раскаленного металла, которые образуются во время сварки, при попадании на открытую область человеческой кожи и в глаза несут серьезную опасность получения травм.

В процессе работы на работника возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- твердые и газообразные токсические вещества в составе сварочного аэрозоля;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

- интенсивное тепловое (инфракрасное) излучение свариваемых деталей и сварочной ванны;
- искры, брызги, выбросы расплавленного металла и шлака;
- высокочастотный шум;
- статическая нагрузка и др.[44]

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. На каждом рабочем месте должны быть инструкции по обращению с защитными средствами с учетом конкретных условий их применения. Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) применяются в том случае, когда средствами вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны. Применение СИЗОД следует сочетать с другими СИЗ (щитки, каски, очки, изолирующая спецодежда и т. д.) удобным для работника способом. При газовой сварке, пайке и наплавке для защиты глаз от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН.

Газосварщики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3 при горелках (резаках) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 – свыше 2500 л/ч. Вспомогательным рабочим, работающим непосредственно со сварщиком, рекомендуется пользоваться защитными очками со стеклами марки СС-14 со светофильтрами П-1800[40].

Сварщики оснащаются специальными сварочными костюмами, в комплект которых входят отражающие куртки и штаны.

При проведении работ не допускается курение. Сварщик обязан быть обучен и исполнять требования пожарной безопасности.

4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ремонт нефтепровода и его монтаж связан с работой тяжелой техники: экскаваторов, бульдозеров, трубоукладчиков. Движущиеся части этой техники (ковш экскаватора, отвал бульдозера) при невнимательном отношении могут привести к травмам. Отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

6.4 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек. Меры по снижению влияния на атмосферу использование более качественного топлива для машин и оборудования.[49]

Защита гидросферы

Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефть, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта. Слой нефтяной пленки препятствует доступу воздуха и света, для одной тонны нефти достаточно порядка 10 минут, чтобы образовалось нефтяное пятно с толщиной около 10 мм. Воздействие на водные объекты не приводит к моментальному

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

массовому гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе. Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде, вследствие загрязнения разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. В отличие от обитателей водных объектов, в случае птиц могут происходить массовые гибели. Молодь рыб и личинки наиболее чувствительны к воздействию нефти, которая может погубить икру и личинки, находящиеся ближе к поверхности воды. Растения водоемов полностью погибают, если концентрация полиароматических углеводородов достигает 1%. Если разлив происходит в пресном водоеме, тогда негативные последствия влияют и на местное население и сельское хозяйство. Меры по снижению влияния на гидросферу. Помимо танкеров, большую потенциальную опасность представляют суда морского транспорта с атомными силовыми установками и суда атомно-технологического обслуживания. Они могут привести к радиоактивному загрязнению окружающей среды.[49]

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) нефтепродуктов составляют:

- для водоемов общесанитарного пользования - 0,3 мг/дм³;
- для водоемов рыбохозяйственного назначения - 0,05 мг/дм³.

Защита литосферы

Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют воднофизические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

оператору, а так же принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей [45].

Важным моментов в организации противопожарной безопасности являются первичные средства пожаротушения. На трубопроводных объектах должны быть инвентарные описи закрепленного за каждым сооружением пожарного инвентаря и оборудования и правила пользования ими. Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа, по согласованию с пожарной охраной. Ручные огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах методами навески на пожарные щиты, стенды, на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца (днища) огнетушителя и на расстояние от двери, достаточном для ее полного открывания; установки в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами или в специальные тумбы. Огнетушители, ящики с песком, бочки с водой, ведра, щиты, шкафы и инвентарь должны иметь окраску.

Для каждого пожаровзрывоопасного объекта, а также для всей организации должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий и планы тушения пожаров - в дальнейшем планы быстрого реагирования.

Планы быстрого реагирования включают: подробное изложение действий должностных лиц производственных и объектовых подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара необходимого количества сил и средств, проведение первоочередных аварийно-спасательных работ и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

Указанные планы согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям и утверждаются руководителем (главным инженером) организации. Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по спасению людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов в

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

условиях аварий и (или) пожара и могут выполняться с привлечением имеющихся на данном трубопроводном объекте сил и средств.

При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель трубопроводного объекта (цеха) или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе на трубопроводном объекте (цехе) аварийного режима и задействовании планов ПБР, доложить об этом диспетчеру и руководителю организации.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

- прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии или пожара;

- оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников, не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен производиться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;

- в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;

- вызвать пожарную часть, газоспасательную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;

- на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы с применением открытого огня и другие работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;

- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

- удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;

- при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

- на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд для всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;

- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;

- обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горячей нефти, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;

- одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;

- при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке нефти из горящего резервуара.

Другие мероприятия по ликвидации аварии или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности [45].

Для предотвращения такого рода чрезвычайных ситуаций, необходимо производить диагностику трубопроводов и осуществлять экспертизу промышленной безопасности, а так же следовать требованиям пожарной безопасности и своевременно сообщить об угрозе возникновения пожара.

Работы необходимые для ликвидации аварийного разлива нефти, условно выполняются в три этапа:

- на первом этапе выполняются работы по локализации разлитой нефти;

- вторым этапом является сбор нефти;

- на третьем этапе производится рекультивация.

Также стоит отметить, что между приведенными выше этапами нет чёткой границы, поскольку работы могут проводиться в одно время как по сбору

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтепродукта, так и по биологической и технической рекультивации, при этом занимают достаточно долгое время.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности *Специальные правовые нормы трудового законодательства*

Согласно Трудовому кодексу РФ [16] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте;
- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;
- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;
- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;
- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [16].

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения

работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном Трудовым Кодексом РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [28]:

- 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.

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 [16].

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [16].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

Заключение

В результате проведенной работы достигнуты следующие результаты:

1. Рассмотрены методы строительства морского трубопровода S метод, J метод достоинства и недостатки .
2. Рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием
3. Был произведен расчет толщины стенки подводного трубопровода .
4. Был произведен расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

Список использованных источников

- [1] DNV OS-F101 2010, DNV, "Submarine Pipeline Systems" , doc. no. DNV-OS-F101, Rev. October 2010.
- [2] Капустин К. Я., Камышев М. А. Строительство морских трубопроводов. Издательство Недра , 1982. -208 с..
- [3] Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
- [4] Папуша А.Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб. Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика». Ижевск.-2006..
- [5] Морин. И.Ю. Разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских газопроводов. Диссертация канд.техн.наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва.- 2013- 210с..
- [6] Kyriakides, S. & Corona, E., 2007. Mechanics Of Offshore Pipelines: Buckling and Collapse,.
- [7] ABB wins order worth \$12 million to power deepwater pipe laying vessel. Newsletter of ABB company.2013-05-07/ URL: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/c6b7fce51c5a59b285257b790044a481.aspx>,[1]. Retrieved on Apr 9, 2015..
- [8] Морин И. Ю. Особенности расчёта напряженно-деформированного состояния морских обетонированных газопроводов» // И.Ю. Морин, В.М. Ковех. Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ».- 2011.- С.50-54.
- [9] Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов [Текст] : учеб. пособие для самостоятельной работы студентов по дисциплине «Строительство ГПН, НС и КС» / А. И. Попова, Н. С. Вишневская. – Ухта , 2013-168 с..
- [10] Филатов А. А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа / А. А. Филатов, И. И. Велиюлин // Территория Нефтегаз. – 2011. – №5. – С. 9-11..
- [11] Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают? /Х. К. Мухаметдинов // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С.6-7..
- [12] Продукция ОАО Московского трубозаготовительного комбината [Электронный ресурс]. 2015. URL: <http://www.mostzk.ru/produkt/betonpokritie.aspx>, свободный. -Загл. с экран. - Яз. рус., англ. Дата обращения 01.05.2015 г..
- [13] Морской участок газопровода «Южный поток» (российский сектор)// Проектная документация ООО «Питер Газ». Электронный ресурс. - Режим доступа: <http://www.south-stream-offshore.com/media/documents/pdf/ru/2013/04/>, свободный. -яз. рус., англ..
- [14] Северный поток. Глава 4. Характеристика проекта. Электронный ресурс. - Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/bibl>, свободный. - Яз. рус., англ. - Дата обращения: 09.05.2015..
- [15] НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства, Санкт-Петербург, 2009.
- [16] СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с..
- [17] Светлицкий В.Механика стержней. М.: «Высш. шк.», 1987.-260 с..
- [18] Мехтиев Г. А. Напряженное состояние обетонированного трубопровода при изгибе // Г. А. Мехтиев, Н. М. Гусейников -Строительство трубопроводов, -1978.- № 9, С. 16-17.

					Современные методы строительства морских трубопроводов							
<i>Изм.И</i>	<i>ЛистЛ</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>ПодписьП</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>	<i>Балабанов А.В</i>				<i>Список литературы</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л</i>							98	101			
<i>Контроль</i>								<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>				
<i>И.О.Зав.Каф.</i>	<i>Бурков П.В</i>											

- [19] Atken H. T., «On the design and construction of Statpipe pipeline system» // H. T. Atken, S. Lund, D. M. Miller Proceedings - Annual Offshore Technology Conference, Houston, USA, 1985..
- [20] Endal G., «Extreme bending of Concrete coated offshore pipelines: A numerical study» II G. Endal International DIANA Conference on Computational Mechanics, Delft, Netherlands, 1994..
- [21] СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с..
- [22] И.Г. Кантаржи, К.И. Кузнецов. Натурные измерения волнения при определении нагрузок на морские гидротехнические сооружения //Инженерно-строительный журнал. -№4. -2014. - Электронный ресурс. - Режим досупа: http://www.engstroy.spb.ru/index_2014_04/06.pdf..
- [23] Приказ Минприроды России от 13 апреля 2009 г. N 87 "Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства" (с изменениями и дополнениями).
- [24] ASTM A 370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products.
- [25] Байков В. Н., Железобетонные конструкции. Общий Курс // В. Н. Байков, Э. В. Сигалов Москва: Стройиздат, 1985.
- [26] Беглов А. Д., Теория расчёта железобетонных конструкций на прочность и устойчивость. Современные нормы и евростандарты // А. Д. Беглов, Р. С. Санжаровский Москва: АСВ, 2006..
- [27] Macgregor J. G., Reinforced concrete mechanics and design. Third edition // J. G. Macgregor New Jersey, Upper Saddle River: Prentice Hall, 1996..
- [28] Карпенко Н. И., Общие модели механики железобетона // Н. И. Карпенко Москва: Стройиздат, 1996..
- [29] Хеллан К., Введение в механику разрушения. Перевод с английского языка д-ра физ.-мат. наук А.С.Кравчука под редакцией д-ра техн. наук Е.М.Морозова // К. Хеллан Москва: Мир, 1988..
- [30] ANSYS, ver. 14, user manual USA: SAS IP, Inc., 2011..
- [31] ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997 - 32 с.
- [32] Динамика ВВП по годам. Министерство финансов Российской Федерации// Сводные данные.Электронный ресурс. - Режим доступа: <http://info.minfin.ru/gdp.php>, свободный. - Дата обращения: 12.04.2015.
- [33] Газ Кипра и Израиля- угроза южному потоку. Вокруг газа . Электронный журнал, - Режим доступа <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/gaz-kipra-i-izrailja-ugroza-juzhnomu-potoku/>,свободный. - Дата обращения: 12.04.2015.
- [34] Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений// Лисанов М.В. Портал анализ опасностей и оценки техногенного риска. - Электронный ресурс. - режим доступа: http://riskprom.ru/_ld/1/127_--.pdf, свободный. - Дата обращени: 12.04.2015.
- [35] Александров А. В., Сопротивление материалов // А. В. Александров, В. Д. Потапов, Б. П. Державин Москва: Высшая школа, 1995.- 560с..
- [36] Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 года// Проект. - Электронный ресурс.- Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/part/?act=more&id=647&pid=45>], свободный. .
- [37] Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. — 2-е изд., испр. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2002. — 120с..
- [38] Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования.–Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 3 с..
- [39] Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе*.
- [40] ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

во стандартов, 1990. – 7 с..

- [41] ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
- [42] ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с..
- [43] ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
- [44] ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
- [45] ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
- [46] ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с..
- [47] Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 года (Проект)
[<http://www.mnr.gov.ru/part/?act=more&id=647&pid=45>].
- [48] РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №.
- [49] Оценка риска аварий на морских трубопроводах. М.В. Лисанов, С.И. Сумской.
- [50] СанПин 2.2.4.548-96 -Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Список литературы</i>	Лист
						100

