

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
«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»

УДК 622.692.4.07(204.1)(265.72)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	к.э.н., доцент		26.04.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н		03.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О.зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.06.2017

Планируемые результаты обучения по программе бакалавриата

21.03.01 Нефтегазовое дело

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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-4.2a) (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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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>в области проектной деятельности</i>		
P11	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	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи

Тема работы:

«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.04.2017 г. №2820/с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Инженерно-геологические и гидрометеорологические условия района проектирования нефтепровода
 Характеристика транспортируемой среды - нефть месторождения ██████

<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>Проектирование линейного участка промышленного нефтепровода, проходящего в шельфовой зоне месторождения ████████ от куста скважины «██████» до установки блока-кондуктора ████████ для сбора и смешения нефтей, поступающих по двум подводным трубопроводам. Технологические расчеты подводного нефтепровода. Выбор оптимального способа прокладки проектируемого участка.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема расположения месторождения ████████ в Кьулонгском бассейне; Схема трубопроводов от месторождения «██████» до центрального технологического комплекса для подготовки нефти «██████»; Профиль трассы участка подводного нефтепровода «██████» Схема установки анода на нефтепровод для защиты его от коррозии.</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. , доцент кафедры ЭПР</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Грязнова Е. Н. , инженер</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>26.12.2016 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		26.12.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи		26.12.2016 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность проекта. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %; Налог на добавленную стоимость 18 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.04.2017 г
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	к.э.н., доцент		05.04.2017 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи		05.04.2017 г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Подводный нефтепровод [REDACTED] расположенный в поле нефтяного месторождения [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря социалистической республики Вьетнам. Нефтепровод, по которому транспортирует нефть плотностью 860,2 кг/м³, изготавливают из стали и прокладывают на морском дне с трубоукладочного судна.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<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"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, превышение уровней шума, превышение вибрации, повышение уровней ионизирующих излучений, недостаток необходимого освещения, повышенная загазованность рабочей среды; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – падение с высоты (источники, средства защиты); – электробезопасность (источники, средства защиты); – пожаробезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению 	<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 микроорганизмы; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <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. 	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС, причины возникновения ЧС на объекте; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки: <ul style="list-style-type: none"> специальные правовые нормы трудового законодательства (охрана труда, виды компенсации в несчастных случаях, пенсионное обслуживание, осуществление добровольного страхования работников).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.04.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н		05.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Ле Тхи Тху Тхуи		05.04.2017

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 слушателем выполненной работы:

28.02.2017 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.12.2016	<i>Введение</i>	5
23.01.2017	<i>Обзор литературы</i>	10
14.02.2017	<i>Характеристика проектируемого подводного нефтепровода</i>	7
14.02.2017	<i>Характеристика района проектирования нефтепровода</i>	7
27.02.2017	<i>Расчет нефтепровода</i>	15
06.03.2017	<i>Обоснование способа прокладки нефтепровода</i>	7
10.03.2017	<i>Расчет напряженно-деформированного состояния нефтепровода при выбранном способе прокладки</i>	7
16.03.2017	<i>Испытание нефтепроводов после укладки</i>	7
26.04.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
03.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
05.05.2017	<i>Заключение</i>	7
15.05.2017	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		26.12.2016

СОГЛАСОВАНО:

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		26.12.2016

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины и определения в соответствии с [15, 16, 17, 19, 23].

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

Давление трубопровода испытательное – максимальное давление, которому подвергается участок трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течение требуемого времени.

Испытание на герметичность – гидравлическое испытание давлением, устанавливающее отсутствие утечки транспортируемого продукта.

Испытание на прочность – гидравлическое испытание давлением, устанавливающее конструктивную прочность трубопровода.

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

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

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

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17		ДР	1	116
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Консульт.						Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

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

Проектирование – все связанные виды инженерной деятельности, необходимые для разработки проекта трубопровода, включая как конструирование, так и подбор материалов и защиту от коррозии.

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

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

Протектор – электрод, выполненный из металла или сплава, имеющего более отрицательный потенциал, чем защищаемый трубопровод.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Единица измерения
1	2	3
D_n	наружный диаметр трубы	мм
$D_{вн}$	внутренний диаметр трубы	мм
Q	годовая производительность нефтепровода	млн. т/год
q	секундный объемный расход	$м^3/с$
$V_{ср}$	средняя скорость течения	м/с
ρ	плотность нефти	$кг/м^3$
$\rho_{ст}$	плотность стали	$кг/м^3$
ν	кинематическая вязкость нефти	сСт
E	модуль упругости (модуль Юнга)	МПа
μ	коэффициент Пуассона	-
α_t	коэффициент линейного расширения	$1/^\circ C$

Продолжение таблицы 1		
1	2	3
σ_m	предел текучести стали	МПа
σ_{ep}	предел прочности стали	МПа
δ	толщина стенки нефтепровода	мм
n	коэффициент надёжности по нагрузок	-
L	длина участка нефтепровода	м
i	гидравлический уклон	-

Сокращения

СРВ – Социалистическая Республика Вьетнам

СП – совместное предприятие

ГТС – скважины месторождения XXXXXXXXXX

БК – блок-кондуктор

ЦТК – центральный технологический комплекс

УБН – установка беспричального налива

ТУС – трубоукладочное судно

ППД – поддержание пластового давления

API (American Petroleum Institute) – Американский нефтяной институт

DNV (Det Norske Veritas) – организация Det Norske Veritas

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems.

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

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

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

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

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

ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода.

Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.

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

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

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 страницы, 16 рисунков, 20 таблиц, 60 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: подводный нефтепровод, шельф, нагрузка, деформация, смятие, прочность, устойчивость, проектирование, прокладка, испытание.

Объект исследования: проектирование участка нефтепровода.

Цель работы: проектирование подводного нефтепровода в зоне месторождения [REDACTED] от куста скважины [REDACTED] до установки блока-кондуктора [REDACTED] для сбора и смешения нефтей, поступающих по двум подводящим трубопроводам.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи:

1. Проведение литературного обзора методов строительства подводных трубопроводов.
2. Характеристика объекта проектирования с анализом инженерно-геологических и гидрометеорологических условий района расположения подводного нефтепровода.
3. Технологический расчет характеристик проектируемого нефтепровода (диаметр и толщина стенки трубы, расчет на смятие, проверка прочности, проверка на деформацию, расчет устойчивости, гидравлический расчет, расчет протекторной защиты).
4. Обоснование оптимального способа прокладки подводного нефтепровода и технология его испытания.
5. Определение сметной стоимости проектируемого нефтепровода.
6. Анализ вредных и опасных производственных факторов нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подводный теплоизолированный нефтепровод, протекторная защита нефтепровода, технология прокладки подводного нефтепровода.

Область применения: проектирование подводных морских нефтепроводов.

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

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.17	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	5	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2Б3А		

ABSTRACT

Final qualifying work of 116 pages with 16 figures, 20 tables, 60 sources, 6 applications.

Keywords: underwater oil pipeline, shelf, crushing, deformation, collapse, strength, stability, design, laying, test trial.

Object of the study: design of pipeline section.

Work objective: designing an underwater oil pipeline in the zone of the [REDACTED] deposit from the bush of the well “ [REDACTED] to the [REDACTED] conductor block for collection and mixing of the oils coming through the two supply pipelines.

To achieve this goal, the following tasks are considered:

1. Conducting a literature review of the methods of construction of the underwater pipelines.
2. Characteristics of the design object with the analysis of the engineering-geological and hydro meteorological conditions of the location of the underwater oil pipeline.
3. Technological calculation of the characteristics of the projected pipeline (diameter and thickness of the pipe wall, calculation for crushing, checking strength, checking for deformation, calculation of stability, hydraulic calculation, calculation of tread protection).
4. Justification of the optimal method of laying the underwater oil pipeline and the technology of its testing.
5. Determination of the estimated cost of the projected oil pipeline.
6. Analysis of harmful and hazardous production factors of the pipeline.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: underwater insulated oil pipeline, protector protection of an oil pipeline, underwater oil pipeline laying technology.

Application field: design of underwater offshore oil pipeline.

Significance of the work: the results of the final qualifying work can serve as primary basis for the feasibility study of the project.

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Abstract	Литера	Лист	Листов
Разраб.	Ле Тхи Тху Тхуи			01.06.17		ДР	6	116
Руковод.	Чухарева Н. В.			01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Консульт.								
Зав. каф.	Бурков П. В.			01.06.17				

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Введение</i>	9
<i>Обзор литературы</i>	10
<i>1 Характеристика проектируемого подводного нефтепровода</i>	27
<i>2 Характеристика района проектирования подводного нефтепровода</i>	34
2.1 Климатические характеристики	34
2.1 Специфика прибрежной зоны проектирования подводного нефтепровода.....	35
<i>3 Расчет нефтепровода</i>	37
3.1 Определение диаметра нефтепровода.....	37
3.2 Расчет толщины стенки трубы	38
3.3 Расчет нефтепровода на смятие	40
3.3.1 Расчет на чистое смятие	40
3.3.2 Расчет на локальное смятие	41
3.4 Проверка прочности	42
3.5 Проверка на деформацию	43
3.6 Расчет устойчивости на дне моря подводного нефтепровода	44
3.7 Нагрузки и воздействия на подводный нефтепровод.....	48
3.8 Гидравлический расчет нефтепровода	51
3.8.1 Потери напора по длине нефтепровода	51
3.8.2 Определение гидравлического уклона	53
3.9 Расчет протекторной защиты	53
3.9.1 Расчет общей массы протекторов	55
3.9.2 Расчет числа и предварительной геометрии протекторов.....	55
3.9.3 Расчет требуемой силы тока в конце срока службы	57
3.9.4 Расчет расходуемой силы тока	58
3.9.5 Проверка	58

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Оглавление					
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.17				Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17				ДР	7	116
Консульт.								Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17						

4	Обоснование способа прокладки нефтепровода	59
5	Расчет напряженно – деформированного состояния нефтепровода при S – методе прокладки	61
6	Испытание нефтепровода после укладки	65
6.1	Величина испытательного давления.....	65
6.2	Подготовка к испытанию нефтепровода.....	66
6.3	Гидростатические испытания.....	67
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... ..	71
7.1	График выполнения работ при прокладке подводного нефтепровода	71
7.2	Сметная стоимость выполнения работ при прокладке подводного нефтепровода.....	71
7.2	Обоснование эффективности проекта сооружения подводного нефтепровода.....	77
8	Социальная ответственность.....	81
8.1	Производственная безопасность	81
8.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	82
8.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	89
8.2	Экологическая безопасность	94
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки	99
	Заключение	103
	Список использованных источников	105
	Приложение	110

Введение

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

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассмотрен проект строительства подводного морского промыслового нефтепровода [REDACTED], расположенного в поле нефтяного месторождения [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря социалистической республики Вьетнам.

Актуальность работы. Создание морской инфраструктуры для обеспечения транспорта добываемых углеводородов на континентальную часть суши республики Вьетнам.

Объект исследования. Проектирование участка нефтепровода.

Предмет исследования. Подводный нефтепровод в зоне месторождения [REDACTED] от куста скважины [REDACTED] до установки блока-кондуктора [REDACTED] для сбора и смешения нефтей, поступающих по двум подводным трубопроводам.

Практическая значимость.

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

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.17	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	9	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17				

Обзор литературы

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

Согласно [2], освоение нефтяных и газовых месторождений, по сравнению с освоением месторождений на суше, имеют свою специфику, связанную с: особыми климатическими условиями; сезонностью проведения работ по строительству; удаленностью месторождений от существующей инфраструктуры; особенностью обустройства месторождений; значительными капитальными вложениями; высокими темпами выработки запасов; высоким уровнем риска при реализации проектов; строгими требованиями по охране окружающей среды, охране труда и технике безопасности. Поэтому, все технологии, задействованные в этом процессе, требуют особого подхода с учетом выше указанных моментов, а так же требуют привлечения другой техники по сравнению с подземным или наземным способом прокладки, требуют привлечения высококвалифицированных специалистов для формирования команды на основе опыта международной деятельности в указанной сфере.

В настоящее время ряд ведущих мировых ученых и мировых компаний, таких как Exxon Mobil, Chevron, Royal Dutch Shell, British Petroleum, ЛУКОЙЛ, Газпром, PetroChina [57], решает важные стратегические задачи проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов и других технологических объектов, необходимых для обеспечения устойчивой и

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17		ДР	10	116
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Консульт.						Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17				

надежной работы для транспорта углеводородов.

Строительству морских трубопроводов посвящено много научно-исследовательских работ. Например, ряда российских ученых (Бородавкин П.П., Березин В.Л. и Шадрин О.Б.) в работе о подводных трубопроводах [5] рассмотрели современные способы проектирования, и обосновали основные подходы к выбору оптимальных вариантов и конструктивных решений подводных переходов магистральных трубопроводов через реки, внутренние водоемы и морские акватории, а так же технология строительства подводных трубопроводов, подготовительные, монтажные, земляные подводно-технические и берегоукрепительные работы, рассмотрели основные вопросы по укладке трубопроводов различными способами.

В исследованиях Васильева Г.Г., Горяинова Ю.А. и Беспалова А.П. [1], наибольшее внимание авторы уделили основным организационно-технологическим схемам производства работ при сооружении морских трубопроводов и основным задачам организационных, технологических и прочностных расчетов, привели основные алгоритмы и методы их решения, что позволило в дальнейшем сформировать комплексный подход для решения задач строительства объектов в осложненных условиях шельфовых зон.

В более поздних исследованиях авторов в работе «Морские трубопроводы» [7], была проведена оценка современного состояния вопросов проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов. При этом, проведенный исследователями анализ свидетельствовал не только о технологиях, но и походе с точки зрения экологической и промышленной безопасности.

Большой вклад в развитие морского трубопроводного строительства тоже внесли и другие ученые Бородавкин П.П., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М., Мастобаев Б. Н., Мастобаев Ю. Б., Капустин К.Я., Камышев М.А. [2-4, 6].

Вьетнамские ученые заинтересованы данной проблемой. Так, в

									Лист
									11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

диссертации «Теория и практика сооружения и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа в условиях шельфа СРВ» [10] Лам Куанг Тьен рассматривает основные метеорологические и гидрологические условия работы на шельфе Южно-китайского моря Вьетнама, рассматривает специфические особенности по обеспечению надежности процесса строительства подводных нефтегазопроводов на шельфе Вьетнама.

Повышению безопасности проектов морских трубопроводов путем разработки методов управления и методики оценки рисков при строительстве этих объектов в условиях шельфа Вьетнама посвящена о другое исследование Доан Дык Ня в работе «Оценка рисков в проектах подводных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама» [9]. Нгуен Ван Шон проводит комплексное обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама [8], где значительное внимание автора уделено разработке методов расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода при укладке J-методом в случае вертикального опускания трубы, а также при любом угле наклона оси трубопровода по отношению к поверхности моря, что позволяет говорить об актуальности проведенного исследования и позволяет применять полученные результаты для решения задач проектирования и строительства.

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

- рельеф морского дна;
- донные грунты;
- ограниченные возможности подготовки и контроля трассы;
- достаточно агрессивная морская среда;
- воздействия морского волнения, ветра и течений;

									Лист
									12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

– сейсмичность и другие геологические опасности.

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

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

При проектировании морского трубопровода необходимо проанализировать условия района проектирования, выбрать и обосновать основные конструктивные параметры трубопровода, такие как диаметр, толщина стенки и материал трубы, определить нагрузки и воздействия морской

									Лист
									13
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

среды на его, защита от морской коррозии и другие эксплуатационные характеристики.

Согласно [8-10, 17], диаметр трубы морского трубопровода, как правило, находится в пределах от 76 мм до 1800 мм. Толщина стенок находится в диапазоне от 10 мм до 75 мм. Материал - сталь, один из основных критериев отбора - хорошая свариваемость. От внешней коррозии трубы обычно защищают специальными покрытиями, такими как битумная мастика, эпоксидная смола, полиуретан и полиэтилен. Дополнительно используется протекторная защита. Бетонное или стекловолоконное покрытие обеспечивает дополнительную защиту от абразивного износа. Бетонное покрытие служит также для обеспечения отрицательной плавучести трубопровода в морской воде.

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

В настоящее время, в соответствии с [1, 24] к современным способам прокладки подводного нефтепровода относятся следующие методы:

I способ – протаскивание нефтепровода по дну или по предварительно разработанным траншеям (Bottom pulling);

II способ – прокладка нефтепровода методом свободного погружения;

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

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

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

Каждый способ из вышеперечисленных способов имеет свои

									Лист
									14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

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

1 Способ протаскивания нефтепровода по дну или по предварительно разработанным траншеям

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

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



Рисунок 1 - Процесс протягивания нефтепровода [1]

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

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

2 Прокладка нефтепровода свободным погружением

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

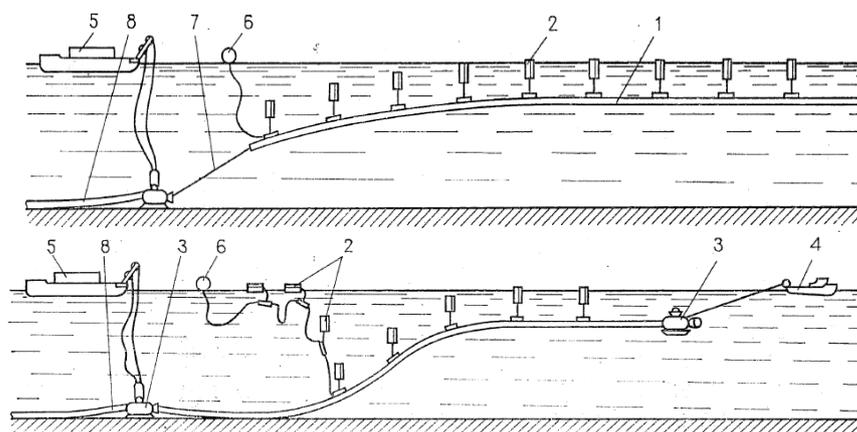


Рисунок 2 - Прокладка нефтепровода методом свободного погружения [5]:

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

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

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

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

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

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

Способ прокладки нефтепровода свободным погружением (рис. 3) с понтонами переменной плавучести может быть рекомендован при пересечении нефтепроводами небольших диаметров (до 400 мм) морских акваторий значительной протяженности с большими глубинами при наличии специальных высокопрочных сплавов и оборудования для соединения плетей нефтепровода в надводном положении.



Рисунок 3 - Примеры прокладки свободным погружением [1]

Достоинства данного метода заключаются в том, что плети нефтепровода

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		17

могут находиться в безопасном состоянии ниже поверхности моря. А также не нужно использовать трубоукладочные суда для монтажа плетей. Буксировка плетей нефтепровода может быть предпочтительна по сравнению с протаскиванием их по дну в районах с большими глубинами и при наличии слабых грунтов.

3 Прокладка нефтепровода с трубоукладочного судна S-методом

S-метод является одним из самых первых методов, который стал применяться при морской укладке нефтепровода (рис. 4). Так, по данным [1], около 70% специализированных и многоцелевых трубоукладочных судов применяют способ наращивания нефтепровода на горизонтальной монтажной линии с последующим спуском его под натяжением по стингеру. Изогнутый участок нефтепровода, находящийся между точкой касания морского дна и натяжным устройством трубоукладочного судна, принимает латинскую букву S, поэтому этот метод и получили название S-метод прокладки нефтепровода.

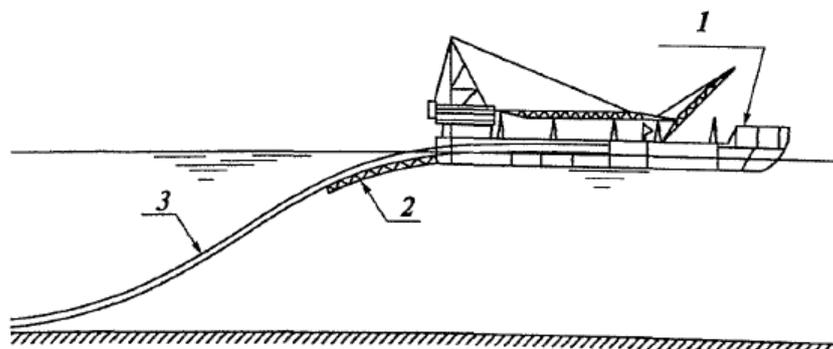


Рисунок 4 – Прокладка подводного нефтепровода на дно моря S-методом [7]:

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

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

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

При прокладке нефтепровода, согласно [24], наибольшие напряжения возникают на участке трубы, находящейся между кормой судна и дном моря. Для ограничения этих напряжений трубоукладочные суда оборудуются стрингерами, поддерживающими опускаемый нефтепровод при сходе его с кормы судна, и устройствами для создания натяжения в опускаемом нефтепроводе. Наибольшие напряжения могут возникнуть на выпуклом и вогнутом участках S-образной кривой.

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

Авторы [7], определяя достоинства данного метода отмечают, что при использовании такой технологии возможны:

- ✓ *сварка толстостенных труб,*
- ✓ *использование поточно-расчлененного метода организации сварки на нескольких постах,*
- ✓ *отсутствие пластических деформаций;*
- ✓ *прокладка обетонированных труб.*

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

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

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

									Лист
									19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

✓ *воздействия волн и течений.*

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

4 Прокладка нефтепровода с трубоукладочного судна J-методом

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

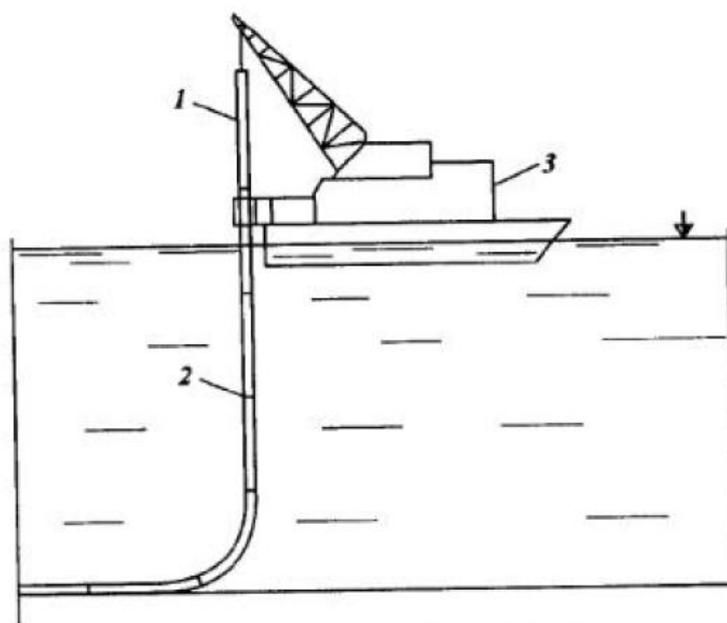


Рисунок 5 - Схема J-метода прокладки нефтепровода [3]:

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

J-метод отличается от S-метода отсутствием стингера и вертикальным расположением верхнего конца нефтепровода в процессе прокладки при

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

больших глубинах моря, что обуславливает отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце нефтепровода. С уменьшением глубины моря угол наклона верхнего конца нефтепровода относительно горизонтали уменьшается, поскольку угол наклона рампы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

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

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

В соответствии с [1, 8], при укладке J-методом напряженно-деформированное состояние глубоководных нефтепровода зависит от параметров прокладываемого нефтепровода (изгибной жесткости, отрицательной плавучести), глубины моря (гидростатического давления воды), величины натяжения трубы и воздействия волн и течений.

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

Проблемными вопросами данного метода прокладки остаются ограниченность пространства для сварки, контроля и изоляции стыков, а также необходимость использования мощного оборудования для удержания

									Лист
									21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

нефтепровода, что в целом ограничивает его производительность. J-метод позволяет прокладывать нефтепровод от 50-150 м/час в зависимости от условий строительства.

5 Прокладка нефтепровода сматыванием его с барабана

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

Таблица 2 – Примерная протяженность нефтепровода, прокладываемая с одного барабана [1]

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

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

Для прокладки нефтепровода этим методом выполняются следующие технологические операции:

- 1) на береговой базе свариваются и подготавливаются к укладке плети нефтепровода, которые наматывать на барабан;
- 2) плети испытывают физическими методами контроля и внутренним давлением;
- 3) плети наматываются на специальные катушки, установленные на береговой площадке;

- 4) ТУС проходит к причалу, сооруженному на берегу рядом с площадкой;
- 5) после подхода ТУС к строительной площадке нефтепровод сматывают с катушки на барабан судна;
- 6) ТУС с намотанным на барабан нефтепроводом направляется к месту, где находится конец прокладываемого нефтепровода;
- 7) конец нефтепровода на барабане соединяют с ранее уложенным участком нефтепровода, а в начальной стадии прокладки прикрепляют к заранее подготовленной анкерной системе.

Таким образом, при каждом рейсе трубоукладочного судна (рис. 6) и происходит наращивание морского нефтепровода на длину плетей, намотанных на барабан. Барабан размещается в горизонтальном или вертикальном положениях.

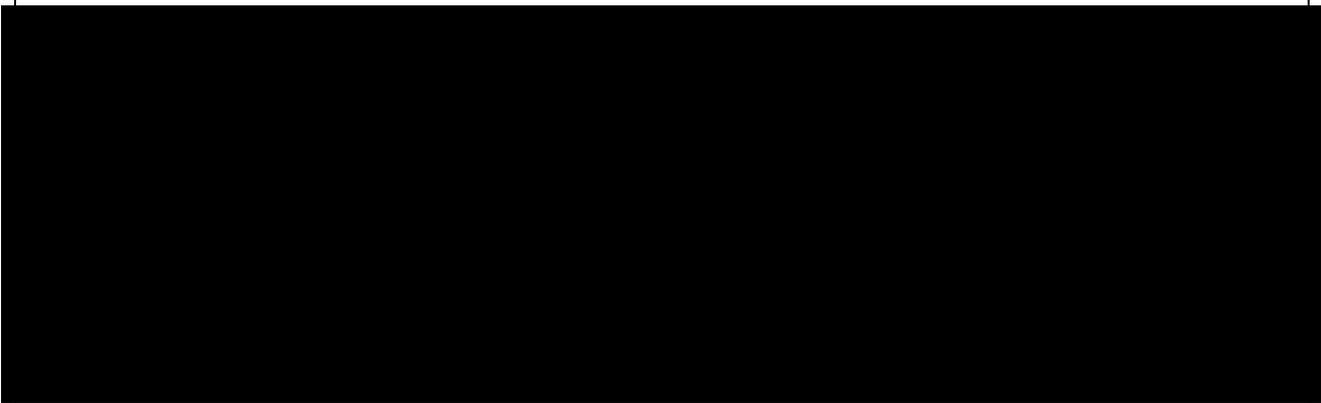


Рисунок 6 - Судно с вертикальным барабаном [4]:

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

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

При использовании ТУС с барабаном, сварочные работы проводятся на суше, где стоимость работ гораздо ниже. Барабаны с намотанной трубой перемещаются из дока на судно, и во время прокладки труба просто

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

скручивается с барабана. Когда с барабана скручивается вся труба, судно возвращается на берег за новой трубой. Некоторые ТУС оснащены кранами, которые позволяют перемещать новые барабаны с барж снабжения и возвращать пустые. Это экономит время и деньги.

Так как первые проекты морских трубопроводов были реализованы в странах Скандинавии, Англии и Америки, то основная нормативно-техническая база для проектирования подводных трубопроводных систем была составлена в США, Канаде, Великобритании и Норвегии. Далее эти документы были адаптированы в системе ГОСТов РФ [4]:

- ✓ *API - 1111 «Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских трубопроводов для углеводородов», Практические рекомендации. 1993 (стандарт США);*
- ✓ *Det Norske Veritas (DNV) «Правила для подводных трубопроводных систем», 1996 г.(стандарт Норвегии);*
- ✓ *BS 8010. «Практическое руководство для проектирования, строительства и укладки трубопроводов. Подводные трубопроводы». Части 1, 2 и 3, 1993 г. (британский стандарт);*
- ✓ *стандарт США ASME B 31.8 «Нормативы по транспортировке газа и распределительным трубопроводным системам», 1996 г.;*
- ✓ *стандарт США MSS -SP - 44 «Стальные фланцы для трубопроводов», 1990 г.;*
- ✓ *ASME B31.4-2006 «Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей»;*
- ✓ *ASME B31.8-2003 «Системы трубопроводов газа и газораспределение»;*
- ✓ *CAN-Z183-M86 «Системы нефтегазопроводов»;*
- ✓ *ASTM 96 «Абразивостойкость покрытий трубопроводов».*

Чаще других используются норвежские стандарты компании Det Norske

									Лист
									24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

Veritas (DNV).

Основным, действующим на государственном уровне документом, для нефтяной и газовой промышленности является ГОСТ Р 54382-2011 [19]. (далее - ГОСТ), который устанавливает требования и правила на проектирование, изготовление, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, переосвидетельствование и ликвидацию подводных морских трубопроводных систем, а также требования к материалам для их изготовления.

Данный ГОСТ [19], является переводом с английского на русский норвежского стандарта DNV-OS-F101-2000 [18] и устанавливает требования безопасности для подводных морских трубопроводных систем путем определения минимальных требований к проектированию, материалам, изготовлению, строительству, испытанию, вводу в эксплуатацию, эксплуатации, техническому обслуживанию, переосвидетельствованию и ликвидации и достаточно хорошо согласуется со стандартом ИСО 13623 [11], устанавливающим функциональные требования для морских трубопроводов (имеются некоторые отличия).

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

Основные использованные в ВКР стандарты:

- ✓ *DNV-OS-F101-2000 «Submarine pipeline systems» [18], в соответствии с которым идентичен ГОСТ Р 54382-2011 «Подводные трубопроводные системы» [19];*
- ✓ *DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline [20], которым соответствует Р Газпром 2-3.7-069-2006 [15] (RP E305) «Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов»;*
- ✓ *API 5L [21] «Спецификация США для стальных труб»;*

									Лист
									25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Обзор литературы				

- ✓ СП 36.13330.2012 [16] «Магистральные трубопроводы»;
- ✓ РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования [22];
- ✓ ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода [14];
- ✓ Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов[13].

Исходя из изложенного выше, следует, что проектирование, строительство и эксплуатация подводных трубопроводов является не только сложной специфической задачей, связанной с осложненными условиями морских шельфовых зон, но и большой вариабельностью международных стандартов и нормативно-технической документации РФ. Все это требует особого подхода к реализации работ по проектированию, строительству и эксплуатации данных технологических объектов.

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

месторождения были получены в 1988 году.

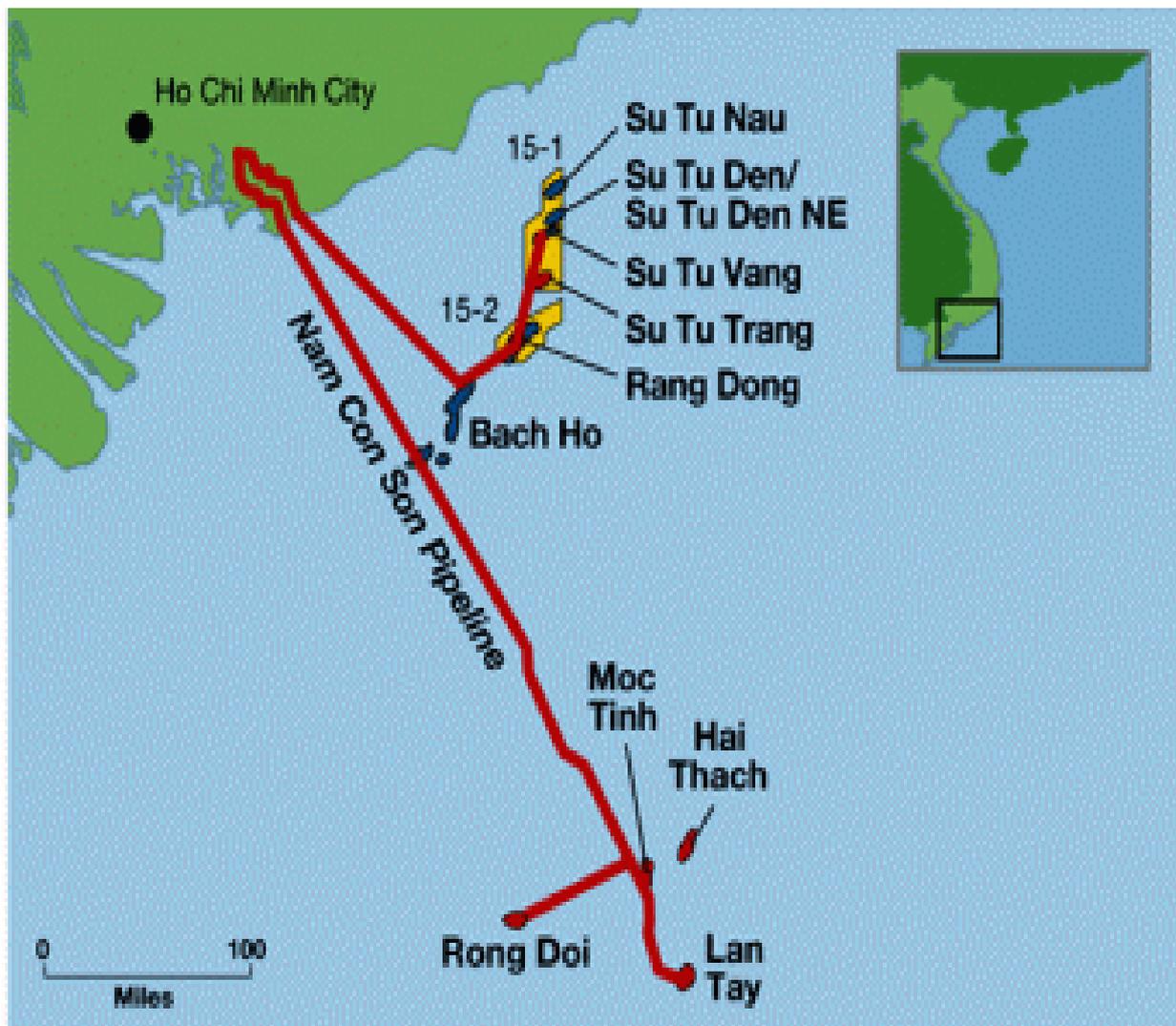


Рисунок 7 - Основные нефтяные и газовые месторождения Вьетнама [12]

Новым перспективным месторождением, которое находится в Кылулонгском бассейне Вьетнама, является нефтяное месторождение [REDACTED]

(рис. 8). На месторождении реализуется ряд проектов:

- 1) нефтепровод [REDACTED] протяженностью 6 км;
- 2) нефтепровод [REDACTED] протяженностью 4 км;
- 3) нефтепровод [REDACTED] протяженностью 4 км;
- 4) нефтепровод [REDACTED] протяженностью 4 км;
- 5) нефтепровод [REDACTED] протяженностью 3,7 км;
- 6) газопровод « [REDACTED] », протяженностью 10,6 км (рис. 9).

					Характеристика проектируемого подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

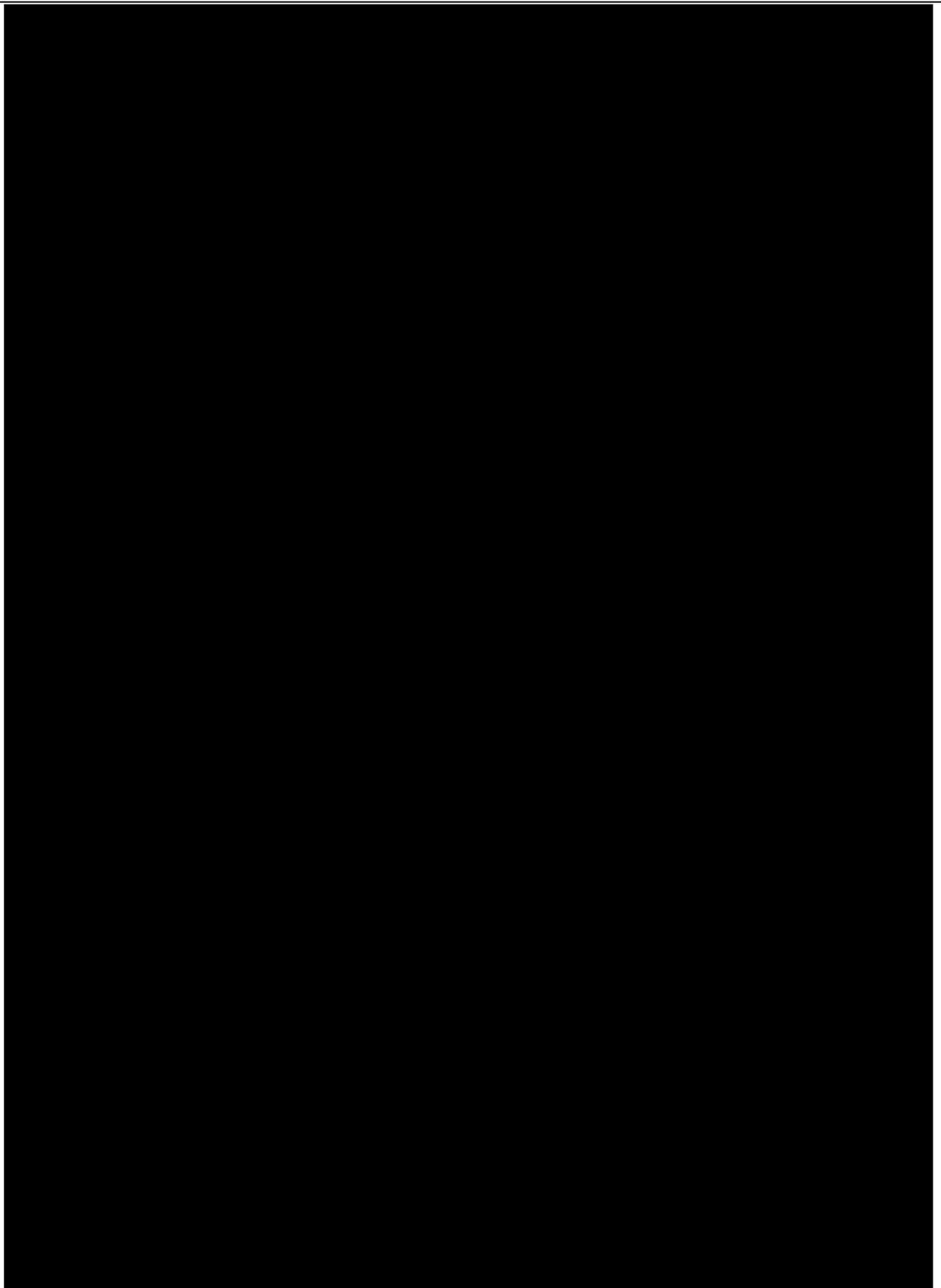


Рисунок 8 – Схема расположения месторождения [REDACTED] В
Кылулонгском бассейне [12]

					Характеристика проектируемого подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

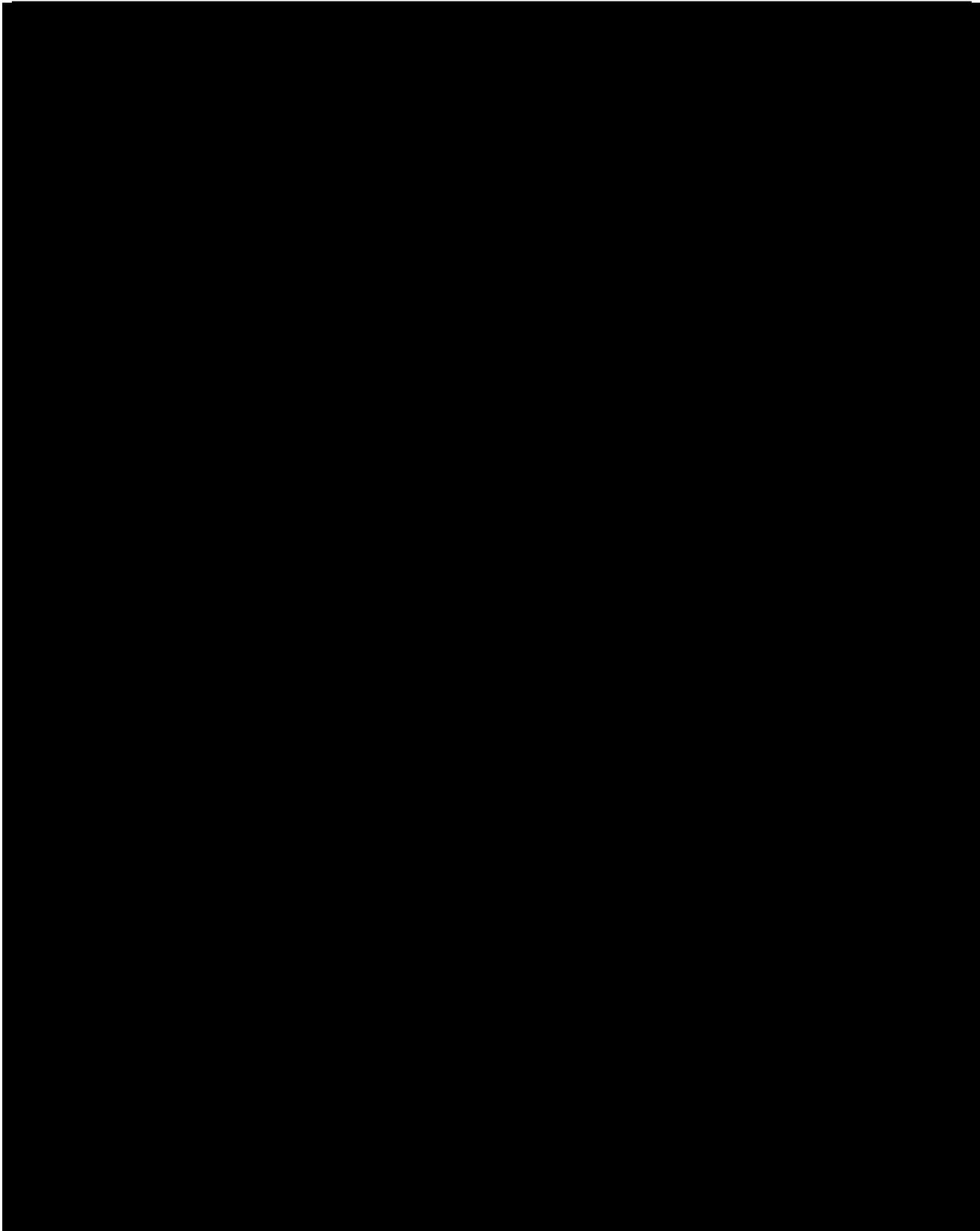


Рисунок 9 - Схема трубопроводов месторождения [REDACTED] [12]

					Характеристика проектируемого подводного нефтепровода	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Согласно самому важному месту проекта « [REDACTED] » в схеме эффективной транспортировки продукции месторождения « [REDACTED] », данная бакалаврская работа посвящена анализу задач, связанных с проектированием и прокладкой подводного морского промыслового нефтепровода « [REDACTED] », разрабатываемый совместным российско-вьетнамским предприятием «Вьетсовпетро».

В соответствии с [12] нефтепровод « [REDACTED] » представляет собой начальный подводный трубопровод протяженностью [REDACTED] м. По нему добытая на месторождении [REDACTED] нефть плотностью [REDACTED] кг/м³ будет транспортироваться на блок-кондуктор [REDACTED] в виде газожидкостной смеси. Затем, вместе с добываемой на этих блок-кондукторах продукцией, будет направляться на центральный технологический комплекс [REDACTED] для сепарации нефти от газа и дальнейшего ее обезвоживания. Далее подготовленная нефть откачивается на установку безпричального налива УБН для хранения и отгрузки на танкеры для дальнейшей транспортировки углеводородов потребителям. Средняя годовая производительность подводного нефтепровода « [REDACTED] » составляет [REDACTED] млн. т. /год. Проектная продолжительность эксплуатации нефтепровода составляет не менее 30 лет. Ситуационный план нефтепровода представлен на рис. 10.

					Характеристика проектируемого подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

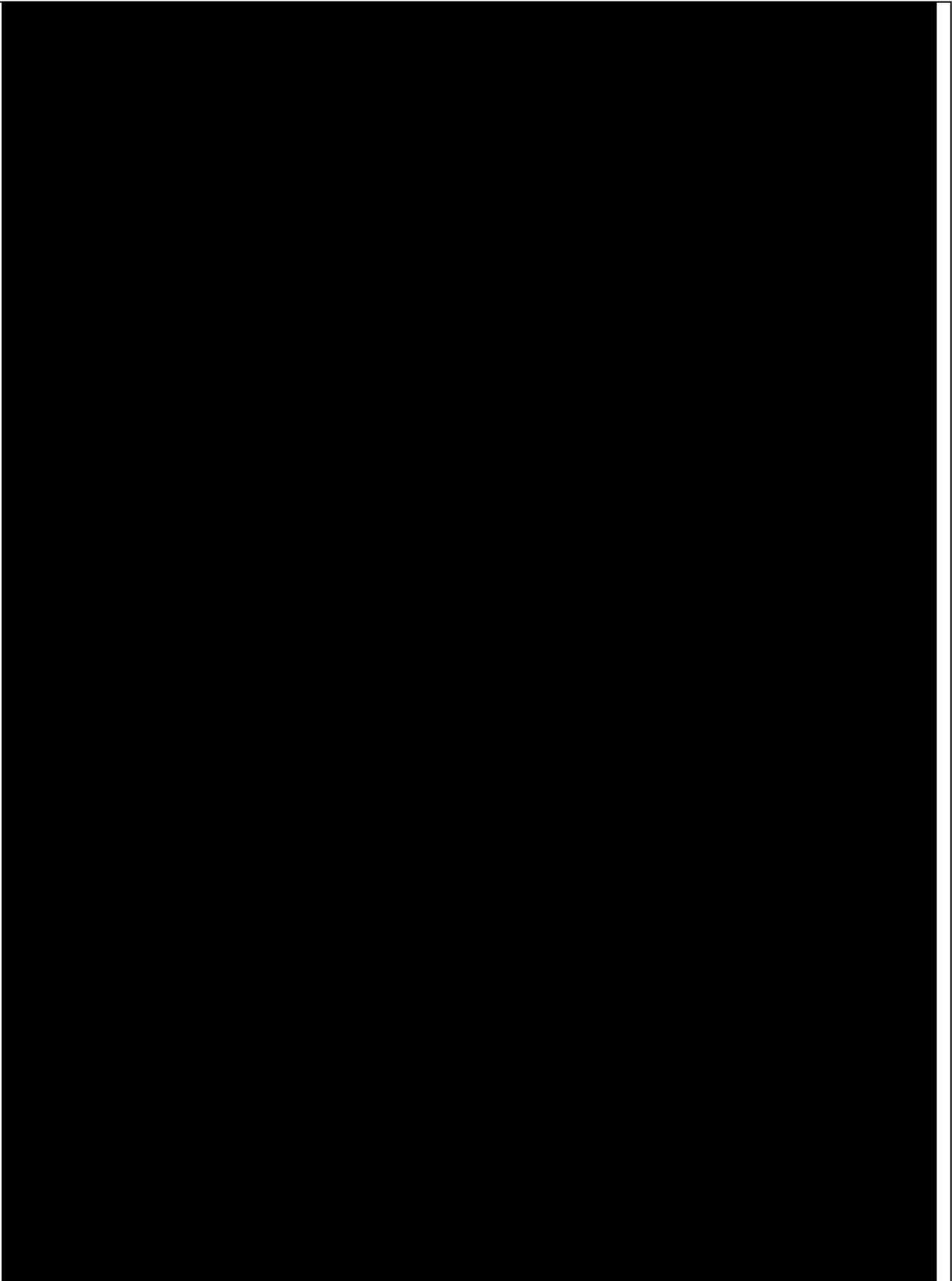


Рисунок 10 – Ситуационный план нефтепровода

					Характеристика проектируемого подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

Таблица 3 – Координаты участка трассы подводного нефтепровода
 «XXXXXXXXXX» [12]

№ КР	Координаты	
	Е	N
КР 0.17	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 0.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 0.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 0.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 0.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 1.0	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 1.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 1.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 1.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 1.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 2.0	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 2.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 2.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 2.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 2.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 3.0	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 3.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 3.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 3.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 3.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 4.0	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 4.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 4.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 4.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 4.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.0	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.2	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.4	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.6	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.8	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX
КР 5.95	XXXXXXXXXX	XXXXXXXXXX

2 Характеристика района проектирования подводного нефтепровода

2.1 Климатические характеристики

Климат

Согласно [12] в районе проектирования подводного нефтепровода климат представляет собой тропический мусонный с дождливым летом при температуре воздуха ■■■■■ °С и со сухой зимой при температуре ■■■■■ °С. Влажность воздуха возрастает до ■■■■■ %. Температура поверхностной морской воды в течение года изменяется ■■■■■ °С.

Ветровой режим района характеризуется Северо-Восточным (СВ) муссоном зимой и Юго-Западным (ЮЗ) муссоном летом. Зимний сезон длится с ноября по март и характеризуется устойчивыми и сильными ветрами Северо-Восточного направления до 20 м/с. Летний сезон длится с июня по сентябрь и характеризуется устойчивыми ветрами Юго-Западного направления. Переходный весенний сезон, к которому относятся апрель и май, характеризуется неустойчивыми ветрами разных направлений. Переходный осенний сезон наблюдается в октябре. В этом месяце существует некоторая тенденция к преобладанию слабых ветров Северо-Восточного направления [11, 13].

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

Волны

Режим волн в Южно-китайском море характеризуется муссонным. Зимой волны имеют по направлениям северо-восток - юго-запад, средняя высота ■■■ м.

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ■■■■■ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.17	Характеристика района проектирования подводного нефтепровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	34	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2БЗА		

Летний муссон создает волны в направлении в основном юго-запад-северо-восток, высота около [REDACTED] м. В районе проектирования нефтепровода средняя высота волн составляет [REDACTED] м.

Течения

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

2.1 Специфика прибрежной зоны проектирования подводного нефтепровода

Район проектирования подводного нефтепровода «[REDACTED]» расположен на шельфе Южно-китайского моря в 120 км к юго-востоку от береговой базы города Вунг Тау, являющегося основной производственно-технической базой СП «Вьетсовпетро».

Данные по характеристике морской воды зоны проектирования приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика морской воды зоны проектирования [12]

Параметры	Размерность	Значение
Плотность	кг/м ³	[REDACTED]
Соленость	г/л	[REDACTED]
Кинематическая вязкость	м ² /с	[REDACTED]
Температура около поверхности воды	°С	[REDACTED]
Температура на дне моря	°С	[REDACTED]
Максимальный прилив	м	[REDACTED]
Минимальный отлив	м	[REDACTED]
Глубина воды	[REDACTED]	м
	[REDACTED]	

					Характеристика района проектирования подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

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

Донной грунт представляет собой крупные пески. Средняя глубина составляет ■ м, а максимальная глубина ■ метров, что не затрудняет трубоукладочные работы. Трасса подводного нефтепровода не пересекает кабельную систему.

Подводный нефтепровод будет прокладываться по дну море как показано в Приложении 1 (синяя линия).

					Характеристика района проектирования подводного нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		36

3 Расчет нефтепровода

Расчет нефтепровода был произведен в соответствии со следующими нормативно-техническими документами:

- DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems.
- ГОСТ Р 54382-2011 Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.
- Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.
- РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.
- СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
- Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.

3.1 Определение диаметра нефтепровода

Исходные данные:

- Характеристика нефти в месторождении [REDACTED]
плотность нефти $\rho = [REDACTED] \text{ кг/м}^3$.
- Годовая производительность нефтепровода $Q = [REDACTED] \text{ млн. т/год}$.

Используя понятие о средней скорости течения жидкости в трубе:

$$V_{cp} = \frac{q}{F}, \quad (1)$$

где q - секундный объемный расход перекачиваемой нефти, равный

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами [REDACTED] на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17	Расчет нефтепровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	37	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2БЗА		

$$F = \frac{\pi D_{BH}^2}{4} - \text{площадь сечения нефтепровода.}$$

Следовательно, внутренний диаметр определяется по формуле:

$$V_{cp} = \frac{4q}{\pi D_{BH}^2} \Rightarrow D_{BH} = \sqrt{\frac{4q}{\pi V_{cp}}} \quad (2)$$

Принимаем $V_{cp} = \blacksquare$ м/с находим

$$D_{BH} = \frac{\sqrt{4q}}{\pi V_{cp}} = \blacksquare \text{ мм.}$$

По таблице 2.3 [3] принимаем: $D_H = 325 \text{ мм.}$

3.2 Расчет толщины стенки трубы

Исходные данные:

- наружный диаметр трубы $D_H = \blacksquare$ мм;
- расчетное эксплуатационное давление $P_{экс} = \blacksquare$ МПа;
- стальные трубы \blacksquare
- плотность стали $\rho_{ст} = \blacksquare$ кг/м³;
- предел текучести стали $\sigma_m = \blacksquare$ МПа;
- предел прочности стали $\sigma_{сп} = \blacksquare$ МПа;
- модуль упругости (модуль Юнга) \blacksquare МПа;
- коэффициент Пуассона \blacksquare
- средняя длина одной секции стальной трубы \blacksquare м;
- коэффициент линейного расширения: \blacksquare

Согласно [13] расчетная толщина стенки нефтепровода δ по внутреннему давлению определяется по формуле:

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)} \quad (3)$$

где n - коэффициент перегрузки внутреннего давления, равный 1,1 (табл. 13, [16]);

P - расчетное рабочее давление в нефтепроводе, МПа;

D_H - наружный диаметр трубы, мм;

R_1 - расчетное сопротивление при растяжении, определяемое по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4)$$

где k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, равный 1 (по таблице 11, [16]);

m_0 - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,6 (по таблице 1, [16]);

k_1 - коэффициент надежности по материалу, равный 1,4 (по таблице 9, [16]);

R_1^H - нормативное сопротивление при растяжении. R_1^H равно минимальному значению временного сопротивления

$$R_1^H = \sigma_{вр} = 520 \text{ МПа} .$$

Подставим все значения в формулу (4):



При уложении нефтепровода на дно моря на глубине H , расчетное давление p находим по формуле:

$$p = p_{экс} - p_v, \quad (5)$$

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

где $p_{экс}$ – эксплуатационное внутреннее давление, МПа;

p_B – давление столба воды над рассматриваемой точкой нефтепровода, МПа.

Расчетная толщина стенки нефтепровода по внутреннему давлению по формуле (3):

Толщина стенки нефтепровода по внешнему давлению производится из условия:

$$\delta \geq \sqrt[3]{\frac{4 \cdot \rho_B \cdot g \cdot H \cdot r^3}{E}}, \quad (6)$$

где r – наружный радиус трубы, м;

H – глубина моря, м;

ρ_B – плотность морской воды, кг/м³;

E – модуль упругости материала нефтепровода, Н/м².

Из полученного расчетного значения толщины стенки трубы по внутреннему и внешнему давлениям принимаем $\delta = \blacksquare$ мм. (таблице 2.3, [3]).

3.3 Расчет нефтепровода на смятие

3.3.1 Расчет на чистое смятие

Расчет на чистое смятие проводится с целью определения несущей

					Расчет нефтепровода	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

способности нефтепровода от давлений, которые включают в себя максимальное гидростатическое давление и минимальное давление в полости нефтепровода [7].

Минимальное внутреннее давление имеет место при строительстве и осушке полости нефтепровода после гидростатических испытаний.

Максимальное гидростатическое давление определяется с максимальной глубиной воды при приливах, нагонах, сезонных и многолетних колебаниях уровня моря.

Критическое давление, приводящее к смятию сечения, но не вызывающее пластических деформаций в стенке трубы (упругое смятие), рассчитывается по формуле:

$$p_z = \frac{2 \cdot E}{1 - \mu^2} \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^3 \quad (7)$$



Критическое давление, приводящее к пластическим деформациям в стенке трубы, определяется по формуле:

$$p_n = 2 \cdot \sigma_m \left(\frac{\delta}{D_n} \right) \quad (8)$$



При условии, что начальная овальность трубы не превышает 0,05%, расчет несущей способности нефтепровода на чистое смятие приводится по формуле:

$$p_c = \frac{p_z \cdot p_n}{\sqrt{p_z^2 + p_n^2}} \quad (9)$$



3.3.2 Расчет на локальное смятие

Локальное смятие – это потеря устойчивости оболочки нефтепровода в

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

результате действия сочетания нагрузок, к которым относятся внешнее гидростатическое давление, изгиб и продольные усилия в нефтепроводе. Локальное смятие имеет вид излома [1].

Расчет на локальное смятие представляет собой важное вычисление в механических расчетах для определения окончательного выбора толщины стенки подводного нефтепровода.

Согласно [14] расчет на локальное смятие производится из условия:

$$\frac{p}{p_c} + \frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_c} \leq 1, \quad (10)$$

где p - расчетное давление, МПа;

p_c - несущая способность на чистое смятие, МПа;

ε_o - деформация изгиба при укладке нефтепровода, равная 0,0015;

ε_c - критическая деформация изгиба, равная 0,04.

Получаем



Следовательно, устойчивость нефтепровода от локального смятия будет обеспечена.

3.4 Проверка прочности

Проверка прочности подводного нефтепровода производится из условия:

$$\sigma_{npN} \leq \psi_2 R_1, \quad (11)$$

где R_1 - расчетное сопротивление при растяжении металла трубы;

ψ_2 - коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла трубы. Для растягивающих осевых продольных напряжений принимаем $\psi_2 = 1$;

σ_{npN} - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, которое находим следующим образом:

					Расчет нефтепровода	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sigma_{npN} = 0,15 \frac{p \cdot D_{6H}}{\delta} - \alpha E \Delta t, \quad (12)$$

где p - расчетное давление, МПа;

D_{6H} - внутренний диаметр нефтепровода, мм;

α - коэффициент линейного расширения металла трубы, $1/^\circ\text{C}$;

E - модуль упругости материала нефтепровода, МПа;

Δt - расчетный температурный перепад между температурами металла трубы при укладке и в процессе эксплуатации.

Подставим все значения в формулу (12):



Следовательно, 

Прочности нефтепровода в продольном направлении будет обеспечена.

3.5 Проверка на деформацию

Проверка деформаций подводного нефтепровода производится из условий:

$$\sigma_{np}^H \leq \psi_3 \cdot C \cdot K_H \cdot R_2^H, \quad (13)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq C \cdot K_H \cdot R_2^H, \quad (14)$$

где ψ_3 - коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла трубы. Принимаем $\psi_3 = 1$ для растягивающих продольных напряжений;

C - коэффициент, равный 0,7;

K_H - коэффициент надежности, равный 1;

R_2^H - нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести, равного 415 МПа;

					Расчет нефтепровода	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий. $\sigma_{пр}^H$ определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{пр}^H = 0,15 \frac{p \cdot D_{вн}}{\delta} - \alpha E \Delta t + \frac{E \cdot D_n}{2\rho}, \quad (15)$$

где ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси нефтепровода, равный 325 м.

Подставим все значения в формулу (15):



$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от расчетного рабочего давления, которые определяются по следующей формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2\delta} \quad (16)$$



Рассчитываем $\psi_3 \cdot C \cdot K_n \cdot R_2^H = \text{[redacted]} \text{ МПа.}$

$C \cdot K_n \cdot R_2^H = \text{[redacted]} \text{ МПа.}$

Следовательно, условия (13) и (14) выполняются.

3.6 Расчет устойчивости на дне моря подводного нефтепровода

Устойчивость на дне моря подводного нефтепровода обусловлена нанесением на предварительно изолированную трубу забетонированного балластного покрытия. Требования к утяжеляющему бетонному покрытию определяется условиями окружающей среды.

В соответствии с стандартом DNV-OS-F101 [18] минимальная толщина бетонного покрытия должна быть 40 мм. Поскольку наружный диаметр нефтепровода небольшой (325 мм), берем толщину бетонного покрытия, равную 40 мм и марку бетона M600. Он является бетоном нового поколения.

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

Бетон марки *M600* относится к классу высокопрочных бетонов. Его получают на основе высокопрочного портландцемента, промытого песка и щебня. Высокопрочные бетоны морозоустойчивы и стойки по отношению к большим нагрузкам и также хорошо сопротивляются поверхностному износу.

Методология расчета устойчивости на дне моря подводного нефтепровода основана на DNV-RP-E305 [20]. При подобранной толщине бетонного покрытия устойчивость на дне моря под действием волнения и течения будет обеспечена если выполнится следующее условие:

$$\frac{\left(\frac{W_s}{F_w} - F_L\right) \cdot \mu_{Lat}}{F_D + F_I} \geq 1.0, \quad (17)$$

где μ_{Lat} – коэффициент поперечного сопротивления грунта, равный 0,7;

F_D – лобовое сопротивление, Н/м;

F_L – подъемная сила, Н/м;

F_I – сила инерции, Н/м;

Эти силы следует определить по формулам:

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_D \cdot |U_s \cos \theta + U_c| (U_s \cos \theta + U_c), \quad (18)$$

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_L \cdot (U_s \cos \theta + U_c)^2, \quad (19)$$

$$F_I = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot \rho_w \cdot C_M \cdot A_S \cdot \sin \theta, \quad (20)$$

где ρ_w – плотность морской воды, кг/м³;

D – общий наружный диаметр нефтепровода, м;

U_s – придонная скорость, перпендикулярная нефтепроводу, равная 0,63 м/с;

U_c – скорость течения, перпендикулярная нефтепроводу, равная 0,64 м/с;

T_u – средний период, равный 3 с;

					Расчет нефтепровода	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

A_s - значимое ускорение, перпендикулярная нефтепроводу,
равное



Θ - фазовый угол, равный \blacksquare °;

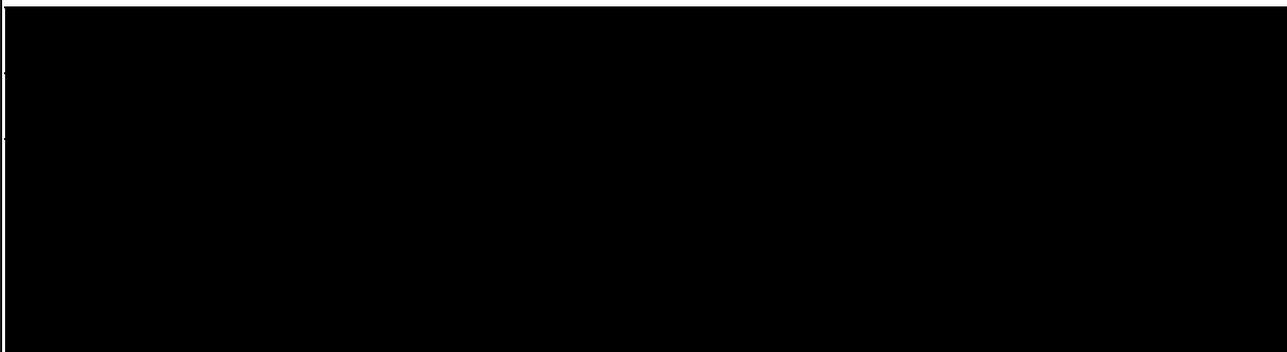
M - отношение скорости течения к придонной скорости,
равное $U_c/U_s = \blacksquare$;

C_L - коэффициент подъемной силы, равный \blacksquare ;

C_D - коэффициент лобового сопротивления, равный \blacksquare при
 $M \geq \blacksquare$;

C_M - коэффициент силы инерции, равный \blacksquare

Подставим все значения в формулу (18), (19), (20):



F_w - поправочный коэффициент, подобранный из графика
5.12 DNV RP E305 [20], принимаем $F_w \blacksquare$

W_s - погруженный вес нефтепровода, Н/м, определяемый
следующей формулой:

$$W_s = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \left[\rho_{ст} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) + \rho_{из} \cdot (D_{из}^2 - D_n^2) + \rho_б \cdot (D_б^2 - D_{из}^2) \right] \quad (21)$$

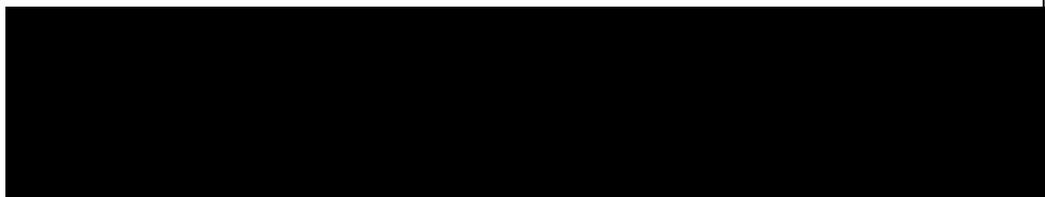
Для нахождения $D_{из}$ необходимо определить объем изоляции
одного метра нефтепровода по формуле:

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

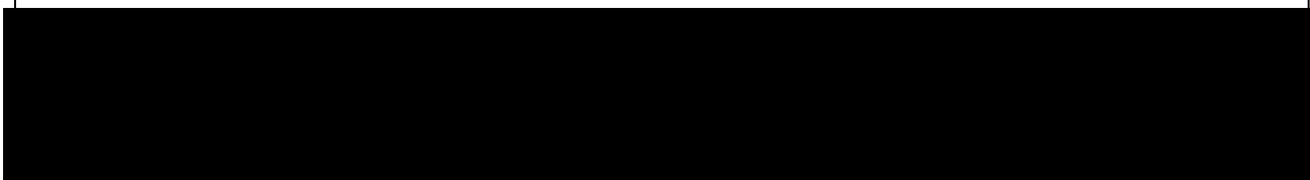
$$V_{из} = \frac{q_{из}}{\rho_{из} \cdot g}, \quad (22)$$

где $\rho_{из} = \blacksquare$ кг/м³ - плотность изоляции;

$q_{из}$ - вес изоляции, принимаемый равным 11% от собственного веса нефтепровода. Тогда:



Поставляем значения в формуле (22):



Толщина изоляционного покрытия \blacksquare

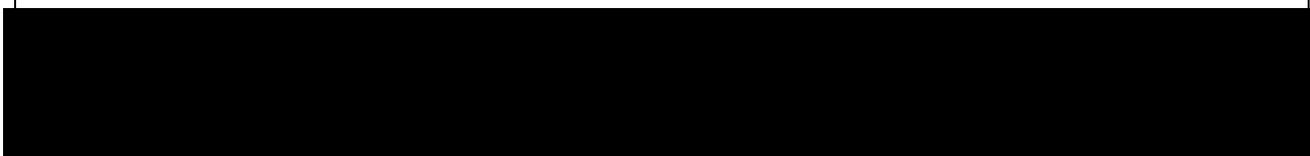
$D_{из} = \blacksquare$ м - диаметр изоляционного нефтепровода;

$D_{\delta} = D_{из} + 2 \cdot \delta_{\delta} = \blacksquare$ - диаметр забетонированного нефтепровода;

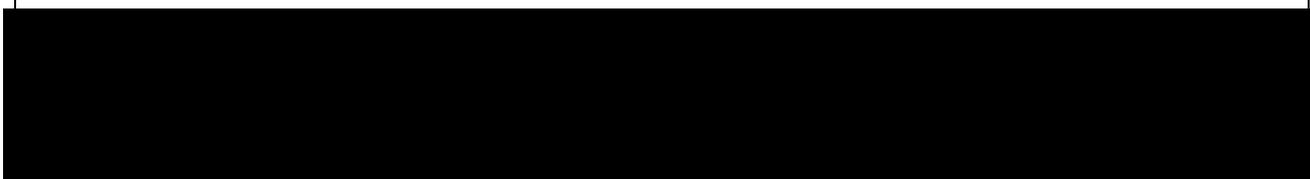
$\rho_{из} = \blacksquare$ кг/м³ - плотность изоляционного покрытия;

$\rho_{\delta} = \blacksquare$ кг/м³ - плотность бетонного покрытия.

Поставим все значения в формулу (21):



Поставим все значения в формулу (17), получаем



Следовательно, толщина бетонного покрытия подобрана верно.

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

Устойчивость на дне моря под действием волнения и течения подводного нефтепровода будет обеспечена.

3.7 Нагрузки и воздействия на подводный нефтепровод

Все нагрузки и воздействия на подводный нефтепровод можно делиться на постоянные и временные.

Постоянными нагрузками и воздействиями являются нагрузки и воздействия, которые действуют весь период строительства и эксплуатации нефтепровода:

1. Собственный вес нефтепровода

Собственный вес нефтепровода учитывается в расчетах как вес единицы длины труб

$$q_{тр} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \gamma_{ст}, \quad (23)$$

где n – коэффициент перегрузок от собственного веса труб;

D_n – наружный диаметр труб, м;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр труб, м;

$\gamma_{ст}$ – удельный вес применяемой стали, равный $\rho_{ст} \cdot g$, Н/м³;

$\rho_{ст}$ – плотность стали.

Получаем:

2. Вес изоляционного покрытия

Вес изоляционного покрытия рассчитан по следующей формуле:

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

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

$\gamma_{из}$ – удельный вес материала изоляции, равный $\rho_{из} \cdot g$, Н/м³;

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

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м.

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		48

Получаем:

3. Вес бетонного покрытия

Точнее вес бетонного покрытия рассчитывается по формуле:

$$q_b = n \cdot \gamma_b \cdot \frac{\pi}{4} (D_b^2 - D_{из}^2), \quad (25)$$

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

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

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

D_b – диаметр забетонированного нефтепровода, m .

Принимаем толщину бетона $\delta_b = 40$ мм, плотность бетона $\rho_b = 2500$ кг/м³.

Получаем

4. Гидростатическое давление воды на единицу длины труб

Давление воды определяется весом столба воды над подводным нефтепроводом

$$q_{гс} = n \cdot \gamma_v \cdot h \cdot D_b, \quad (26)$$

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

γ_v – удельный вес морской воды, H/m^3 ;

h – высота столба воды над рассматриваемой точкой, m ;

D_b – диаметр забетонированного нефтепровода, m .

Получаем

5. Сила воды на единицу длины труб, полностью погруженных в воду:

$$q_v = \frac{\pi}{4} \cdot D_b^2 \cdot \gamma_v, \quad (27)$$

					Расчет нефтепровода	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где $\gamma_в$ – удельный вес морской воды, H/m^3 ;

$D_б$ – диаметр забетонированного нефтепровода, м.

Получаем:



Временные нагрузки включают в собой следующие:

1. Внутреннее давление

Внутреннее давление, устанавливаемое проектом, вызывает в стенках нефтепровода кольцевые и продольные напряжения.

Кольцевые напряжения определяются по следующей формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (28)$$

где n – коэффициент перегрузок по внутреннему давлению, равный 1,12;

P – нормативное значение внутреннего давления, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м;

δ – толщина стенки нефтепровода, м.

Получаем:



Продольные напряжения находим по формуле:

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц}, \quad (29)$$

где μ – коэффициент Пуассона, принимаемый равным 0,3;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения МПа.

Получаем



					Расчет нефтепровода	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. Вес перекачиваемой нефти на единицу длины труб

$$q_n = n \cdot 100 \cdot P D_{вн}^2, \quad (30)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке, равный 1;

P – нормативное значение внутреннего давления, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Получаем



3. Температурные воздействия

При невозможности деформаций температурные воздействия создают в стенках нефтепровода продольные напряжения

$$\sigma_{нрt} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (31)$$

где $\Delta t = t_0 - t_\phi$, здесь t_0 – максимально или минимально возможная температура стенок трубы при эксплуатации; t_ϕ – наименьшая или наибольшая температура, при которой фиксируется расчётная схема нефтепровода;

E – модуль упругости, МПа;

α – коэффициент линейного расширения.

Получаем



3.8 Гидравлический расчет нефтепровода

3.8.1 Потери напора по длине нефтепровода

Потери напора от трения по длине нефтепровода зависят от следующих величин: коэффициента гидравлического сопротивления λ , длины l , скорости течения нефти v и диаметра нефтепровода D_n . Потерю напора от трения по длине нефтепровода находим по формуле Дарси-Вейсбаха:

					Расчет нефтепровода	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$h_T = \lambda \cdot \frac{l}{D_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2g}. \quad (32)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется в зависимости от режима течения.

Критерий Рейнольдса, характеризующий режим течения, определяется по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu}. \quad (33)$$

Известны $\nu_{50} = 9,63$ сСт - кинематическая вязкость нефти при 50 °С;

$\nu_{70} = 5,47$ сСт - кинематическая вязкость нефти при 70 °С.

Находим кинематическая вязкость нефти при 60 °С:

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-u \cdot t - t_*}, \quad (34)$$

где ν_* - кинематическая вязкость нефти при 50 °С;

u - коэффициент, определяемый по известным вязкостям при двух температурах.

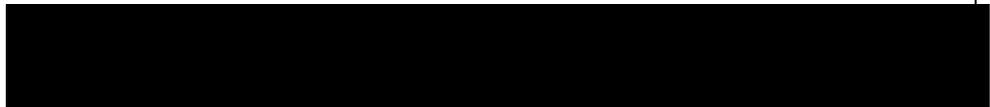
Из формулы (34) выводим



Поставляем все значения в формуле (34), получаем



Получаем



Для нефтепровода с наружным диаметром 325 мм $Re_1 = 18000$, $Re_2 = 1600000$ [22].

$Re_1 < Re < Re_2 \Rightarrow$ режим течения – турбулентный.

Найдем коэффициент λ :

$$\lambda = B + \frac{1,7}{Re^{0,5}}, \quad (35)$$

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

где B – коэффициент, определяемый из [22] ;

Следовательно, потери напора от трения по формуле (32) составят:

3.8.2 Определение гидравлического уклона

Гидравлический уклон можно характеризовать как

$$i = \frac{h_T}{L}, \quad (36)$$

где h_m – потери напора на трение;

L – длина участка нефтепровода.

3.9 Расчет протекторной защиты

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

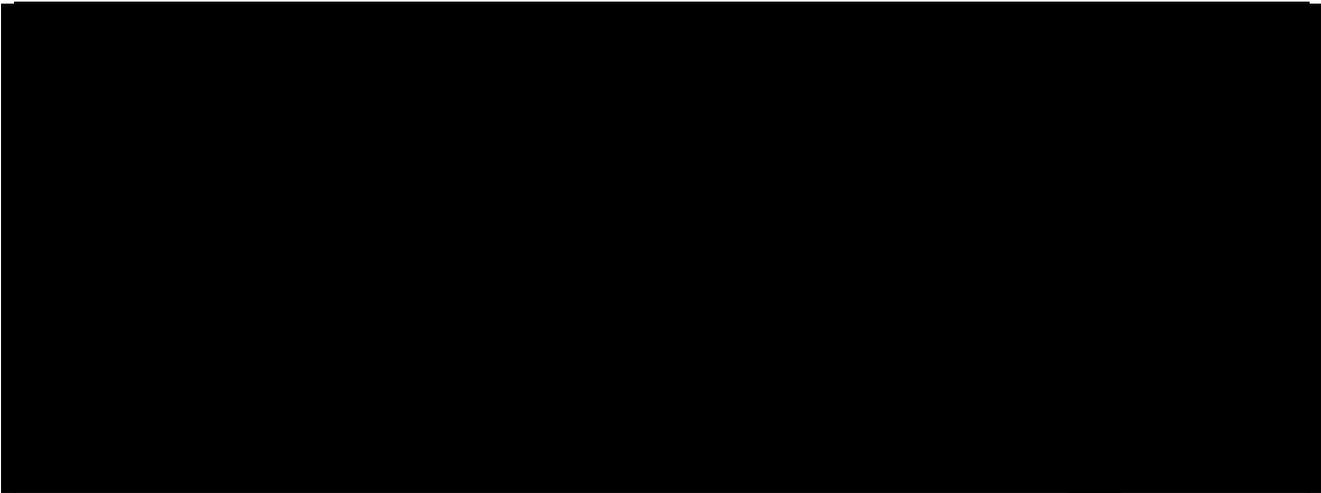


Рисунок 11 – Схема установки анода на нефтепровод

В данном расчете применяем цинковый протектор, который наиболее часто применяют для защиты нефтепровода от морской коррозии, то есть в соленой воде.

Основные технические данные:



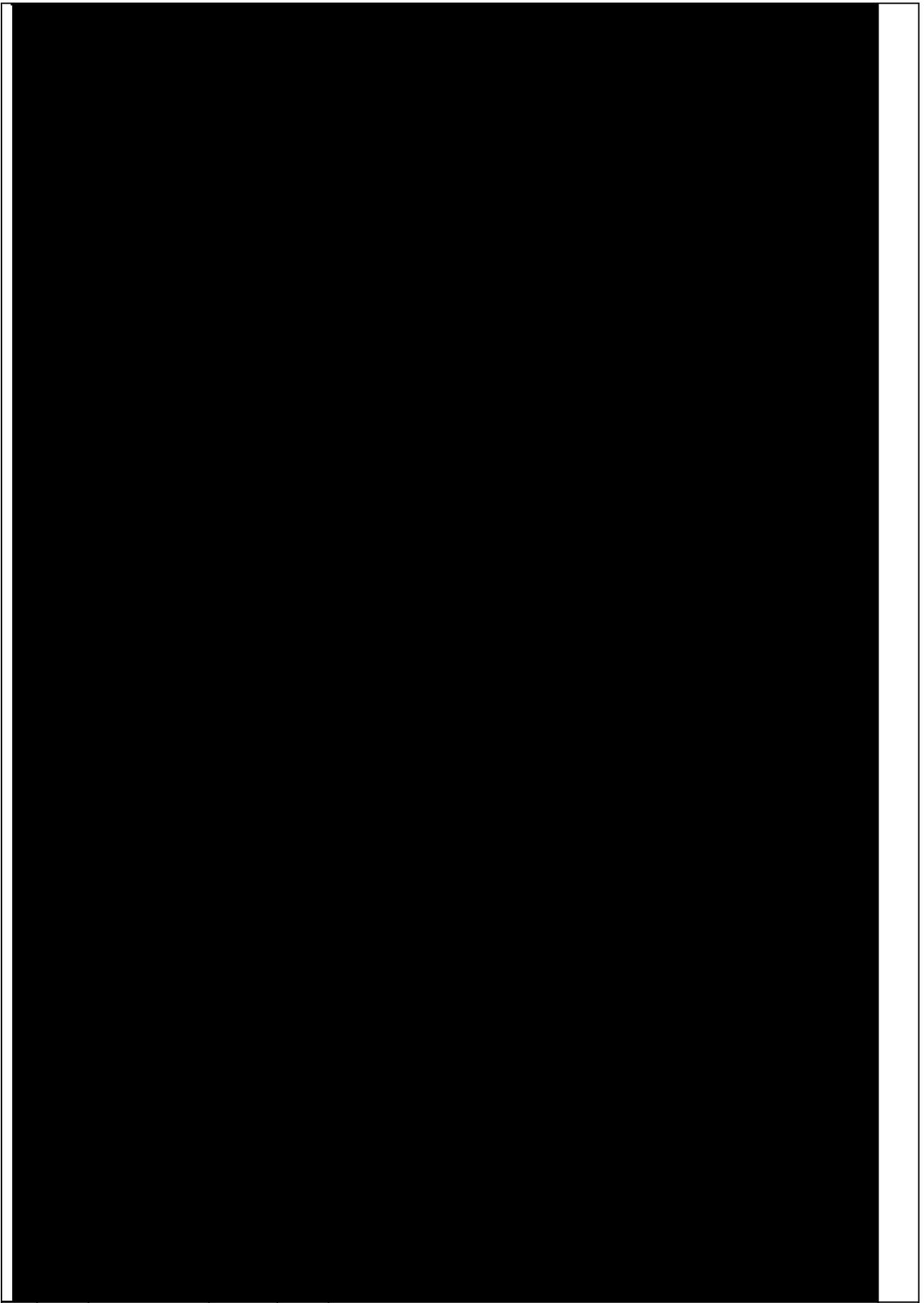
					Расчет нефтепровода	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.9.1 Расчет общей массы протекторов

3.9.1 Расчет числа и предварительной геометрии протекторов

Количество протекторов для предварительно заданного шага по формуле:

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		55



					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

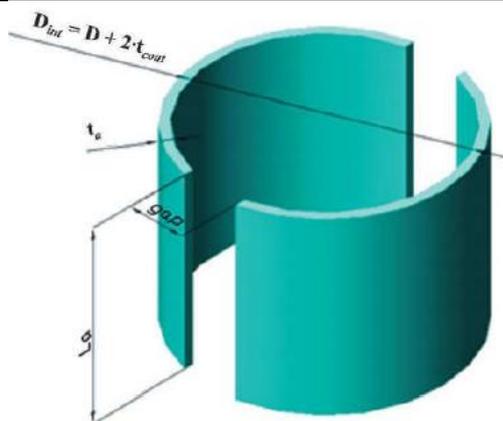


Рисунок 12 – Геометрические характеристики протектора [1]

Конечная толщина стенки протектора:

$$t_{af} = (1-u) \cdot t_a, \quad (44)$$

где u – коэффициент использования протектора;

t_a – толщина протектора.

→ $t_{af} =$ [redacted] м.

Конечный объем протектора:

$$V_f = \left[\frac{\pi}{4} \cdot \left(D_{int} + 2 \cdot t_{af} \right)^2 - D_{int}^2 - 2 \cdot t_{af} \cdot gap \right] \cdot L_a. \quad (45)$$

→

3.9.2 Расчет требуемой силы тока в конце срока службы

Требуемая сила тока в конце срока службы определяется по формуле:

$$I_{cf_tot} = A_c \cdot i_{cm} \cdot f_{cf}, \quad (46)$$

где f_{cf} – коэффициент деструкции заводского наружного изоляционного покрытия в конце срока службы.

i_{cm} – плотность тока;

					Расчет нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

f_{cm} – средний коэффициент деструкции заводского наружного изоляционного покрытия.

$$\rightarrow I_{cf_tot} = \text{[redacted]} A.$$

3.9.3 Расчет расходуемой силы тока

Площадь поверхности протектора в конце срока службы рассчитывается по формуле:

$$A_{cf} = [\pi \cdot (D_n + 2 \cdot t_{af}) - 2 \cdot gap] \cdot L_a \quad (47)$$

Электролитическое сопротивление протектора в конце срока службы:

$$R_{af} = \frac{0,315 \cdot \rho}{\sqrt{A_{cf}}} \quad (48)$$

Сила тока протектора в конце срока службы:

$$I_{of} = \frac{\Delta E}{R_{af}} \quad (49)$$

3.9.4 Проверка

Требуемое число протекторов с учетом силы тока протектора в конце жизни:

$$N_f = \frac{I_{cf_tot}}{I_{of}} \quad (50)$$

Расчет выполнен, верно, так как $N_f < N$.

					Расчет нефтепровода	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4 Обоснование способа прокладки нефтепровода

В связи с мелководной глубиной прокладки и инженерно-геологическими и гидрометеорологическими условиями района строительства подводного нефтепровода, применяем S – метод прокладки с трубоукладочной баржи. Как показывает практика, прокладка S – методом является главным используемым способом в сооружении морского нефтепровода на предприятии «Вьетсовпетро».

Прокладка S – методом осуществляется в основном с помощью трубоукладочной баржи «КОН СОН» (CON SON) (рис. 13).

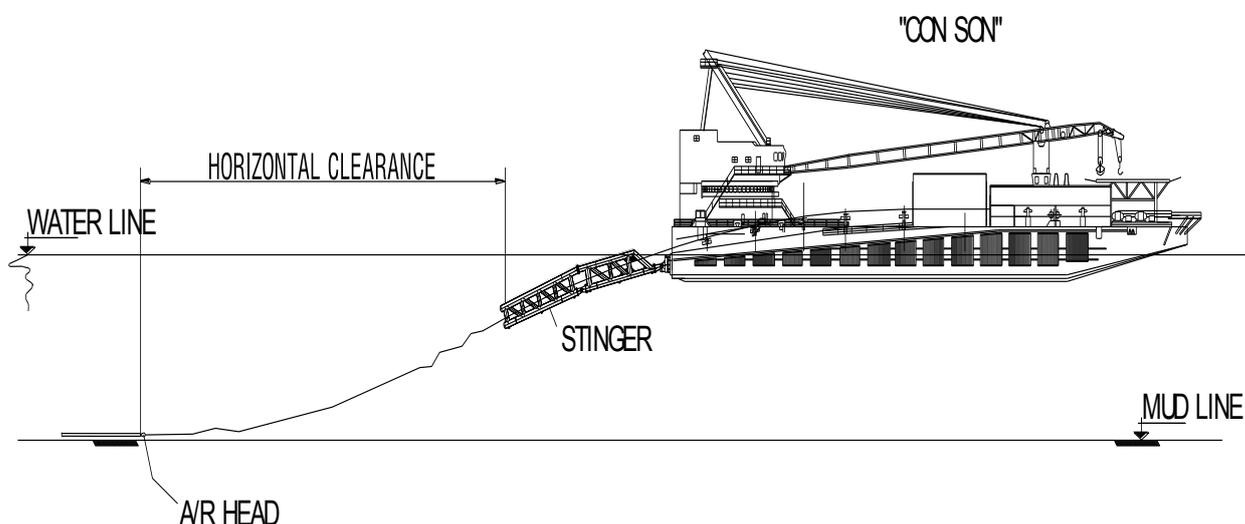


Рисунок 13 – Прокладка морского нефтепровода с трубоукладочной баржи CON SON [12]

Основные характеристики трубоукладочной баржи CON SON представлены в приложении Б.

Помимо трубоукладочной баржи CON SON используются и другие вспомогательные суда, характеристики которых представлены в таблице 5.

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17	Обоснование способа прокладки нефтепровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	59	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2Б3А		

**Таблица 5 – Основные плавсредства, применяемые при прокладке
подводного морского нефтепровода [12]**

Название судна	Назначение	Характеристики			Примечание
		Д x Ш x В	Мощность, КВт	Полная грузоподъемность, т	
«Ky Van 01» (Ки Ван 01)	Транспортно-буксирное судно	57,7x12,2x4,06	2 x 1760	1155	Тяговое усилие 113 т
«Vung Tau 01» (Вунг Тау 01)	Транспортно-буксирное судно (обслуживание во время работы)	64,4x14,48x6,4	4920	1897	Тяговое усилие 150 т
«Hai Son» (Хай Шон)	Водалазное судно	52,3x12x3,2	2 x 809	393	Глубина работы до 200м
«Sao Mai» (Сао Май)	Вспомогательное судно	64,4 x13,8x4,37	2 x 2580	1190	Тяговое усилие 180 т

					Обоснование способа прокладки нефтепровода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		60

5 Расчет напряженно – деформированного состояния нефтепровода при S – методе прокладки

При решении задач расчета напряженно – деформированного состояния нефтепровода при их прокладке на морское дно, как правило, используется приближенное дифференциальное уравнение прогиба балки при небольших глубинах морской воды.

В общем случае точное дифференциальное уравнение прогиба балки имеет вид:

$$M(x) = EI \frac{d^2 y}{dx^2} \left[1 + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{3}{2}}, \quad (51)$$

где $M(x)$ – изгибающий момент в произвольной точке x балки;

I – момент инерции поперечного сечения;

E – модуль Юнга;

y – прогиб.

Данное уравнение представляет собой нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка, интегрирование которого, как известно, представляет определенные трудности.

Точная форма упругой кривой, получающаяся при решении этого уравнения, называется эластикой. Для расчета НДС нефтепровода, прокладываемого S – методом, рассмотрим консольную балку нефтепровода АВ, изображенную на рис. 16, погружаемого на морское дно под действием собственного веса q на единицу длины.

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17	Расчет напряженно-деформированного состояния нефтепровода при S- методе прокладки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	61	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2БЗА		

Угол поворота сечения нефтепровода обозначен через θ , а его горизонтальное и вертикальное перемещения – соответственно через δ_2 и δ_B . Длина AB_1 линии прогиба равна начальной длине l , так как изменением длины по оси, связанным с непосредственным растяжением, можно пренебречь.

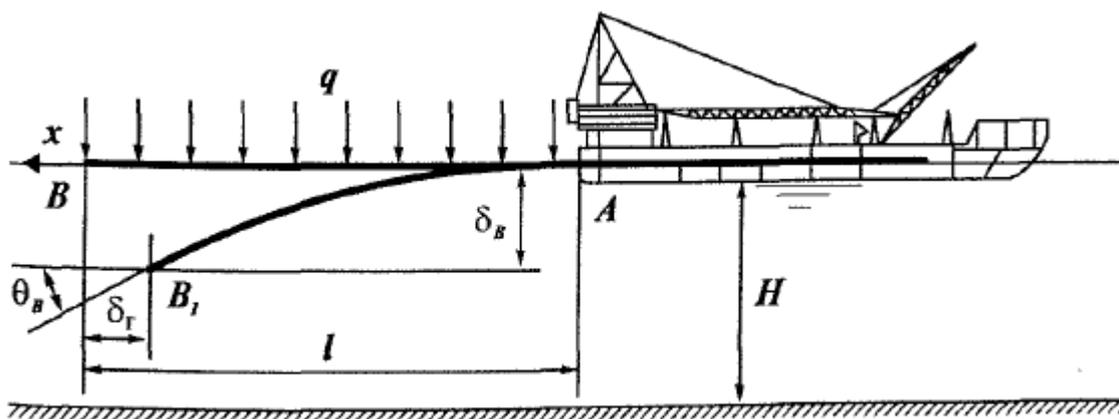


Рисунок 14 – Расчетная схема прокладки нефтепровода S – методом [7]

Поскольку балка статически определима, легко найти выражение для изгибающего момента M и подставить его в дифференциальное уравнение. Затем после соответствующего преобразования уравнения, включая замену зависимой переменной, и учета соответствующих граничных условий можно получить решение уравнения в эллиптических функциях. Это решение приводит к уравнениям, из которых можно найти l , δ_2 и δ_B .

Порядок расчета для $\theta = \pi/10$:

Определение момента инерции поперечного сечения оболочки нефтепровода:

$$I = \pi \frac{D_6^4 - D_{вн}^4}{64} \quad (52)$$

Определение момента сопротивления поперечного сечения оболочки нефтепровода:

					Расчет напряженно- деформированного состояния нефтепровода при S- методе прокладки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

$$W = \frac{2.I}{D_6} \quad (53)$$

Определение параметра k:

$$k(\theta) = \sqrt{0,5 \cdot (1 + \sin(\theta))} \quad (54)$$

Определение параметра α :

$$\alpha(\theta) = \arcsin\left(\frac{1}{k(\theta) \cdot \sqrt{2}}\right) \quad (55)$$

Определение полного эллиптического интеграла первого рода:

$$f(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \frac{1}{\sqrt{1 - k(\theta)^2 \cdot \sin^2(t)}} dt \quad (56)$$

Определение эллиптического интеграла первого рода:

$$f(k, \alpha) = \int_0^{\alpha(\theta)} \frac{1}{\sqrt{1 - k(\theta)^2 \cdot \sin^2(t)}} dt \quad (57)$$

Определение длины консольной балки:

$$l(\theta) = \sqrt[3]{3.E \cdot \frac{I}{q} \left[f(k) - f(k, \alpha)^2 \right]} \quad (58)$$

					Расчет напряженно- деформированного состояния нефтепровода при S- методе прокладки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

Определение полного эллиптического интеграла второго рода:

$$u(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sqrt{1 - k(\theta)^2 \cdot \sin^2(t)} dt \quad (59)$$

Определение эллиптического интеграла второго рода:

$$u(k, \alpha) = \int_0^{\alpha(\theta)} \sqrt{1 - k(\theta)^2 \cdot \sin^2(t)} dt \quad (60)$$

Определение горизонтального перемещения балки:

$$\delta_z(\theta) = l(\theta) - \sqrt{6E \frac{I}{ql(\theta)} \cdot \sin(\theta)} \quad (61)$$

Определение вертикального перемещения балки:

$$\delta_g(\theta) = l(\theta) - \sqrt{12E \frac{I}{ql(\theta)} \cdot [k - u(k, \alpha)]} \quad (62)$$

Определение напряжения:

$$\sigma(\theta) = E \cdot \frac{I}{W} \cdot \frac{\theta}{l(\theta)} \cdot \frac{1}{(1 + \theta^2)^{1,5}} \cdot 10^3 \quad (63)$$

					Расчет напряженно- деформированного состояния нефтепровода при S- методе прокладки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

6 Испытание нефтепровода после укладки

6.1 Величина испытательного давления

Согласно [12] испытательное давление на прочность применяется в 1,5 раза эксплуатационное внутреннее давление:

$$P_{\text{исп1}} = 1,5 \times P_{\text{экс}} = \blacksquare$$

Испытательное давление на герметичность принимается равным

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Проектирование подводного нефтепровода между платформами XXXXXXXXXX на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17	Испытание нефтепровода после укладки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	65	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2Б3А		

эксплуатационному внутреннему давлению.

$$P_{\text{исп2}} = \blacksquare$$

6.2 Подготовка к испытанию нефтепровода

До начала проведения испытаний нефтепровода следующие мероприятия должны быть завершены:

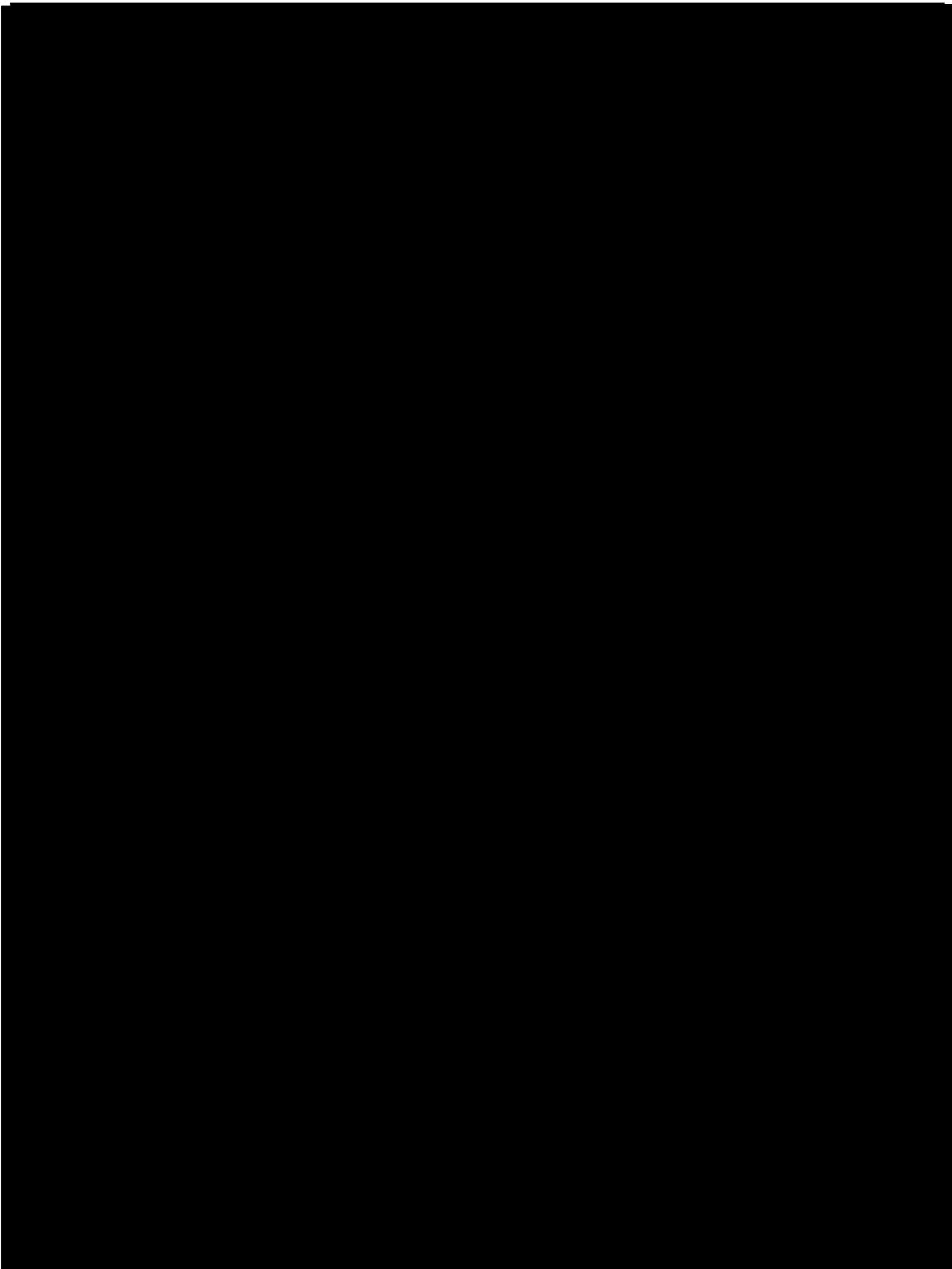
- Вода, используемая для испытаний, должна быть очищена от грязи и примесей.
- Система нефтепровода для испытаний должна быть визуально осмотрена для завершения монтажно-механической подготовки.
- Все термообработка шва после сварки должны быть завершены и подписаны до испытания нефтепровода. Подходящие дисковые, очковые и фланцевые заглушки и другие запорные устройства должны быть на месте. Клапаны будут оставлены на месте (с инструментом воздушные клапаны должны быть полностью открытое положение). Там, где установлены обратные клапаны в линии на хлопушки будут удалены из клапана и завязаны.
- Точная степень любого теста линии или частичного испытания должно быть сообщено в тестовых пакетах гидросистем. Все сварные, резьбовые и фланцевые соединения должны быть выставлены на проверку во время опрессовки. Сварные швы должны быть свободны от шлака, ржавчины и поверхностных дефектов.

Тщательное исследование проводится с целью оценки необходимости дополнительных опор во время опрессовки. Там, где постоянная нагрузка проушин и пружинных подвесок устанавливаются.

На платформе \blacksquare

Оборудование для гидроиспытаний схемы должны быть установлены в

					Испытание нефтепровода после укладки	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



							Лист
						Испытание нефтепровода после укладки	68
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			

При значении 80% испытательного давления, давления поддерживается в течение не менее 30 мин. В течение этого периода проверка на небольшие утечки будет осуществляться. Если наблюдается утечка, испытание должно быть немедленно приостановлено. Утечка должна быть устранены перед повторной проверкой системы.

После стабилизации давление увеличится до 95% испытательного давления (85,5 атм) и выдерживается ее в течение 30 мин.

Повышение давления продолжается до 100% от испытательного давления (90 атм) со скоростью не более 0,5 бара в минуту. Когда испытательное давление достигнуто 90 атм, запорный клапан на [REDACTED] должен быть закрыт, а период удержания давления начинается. Минимальное время удержания составляет 12 часов. В течение 12 часов вода не должна быть добавлена или удалена.

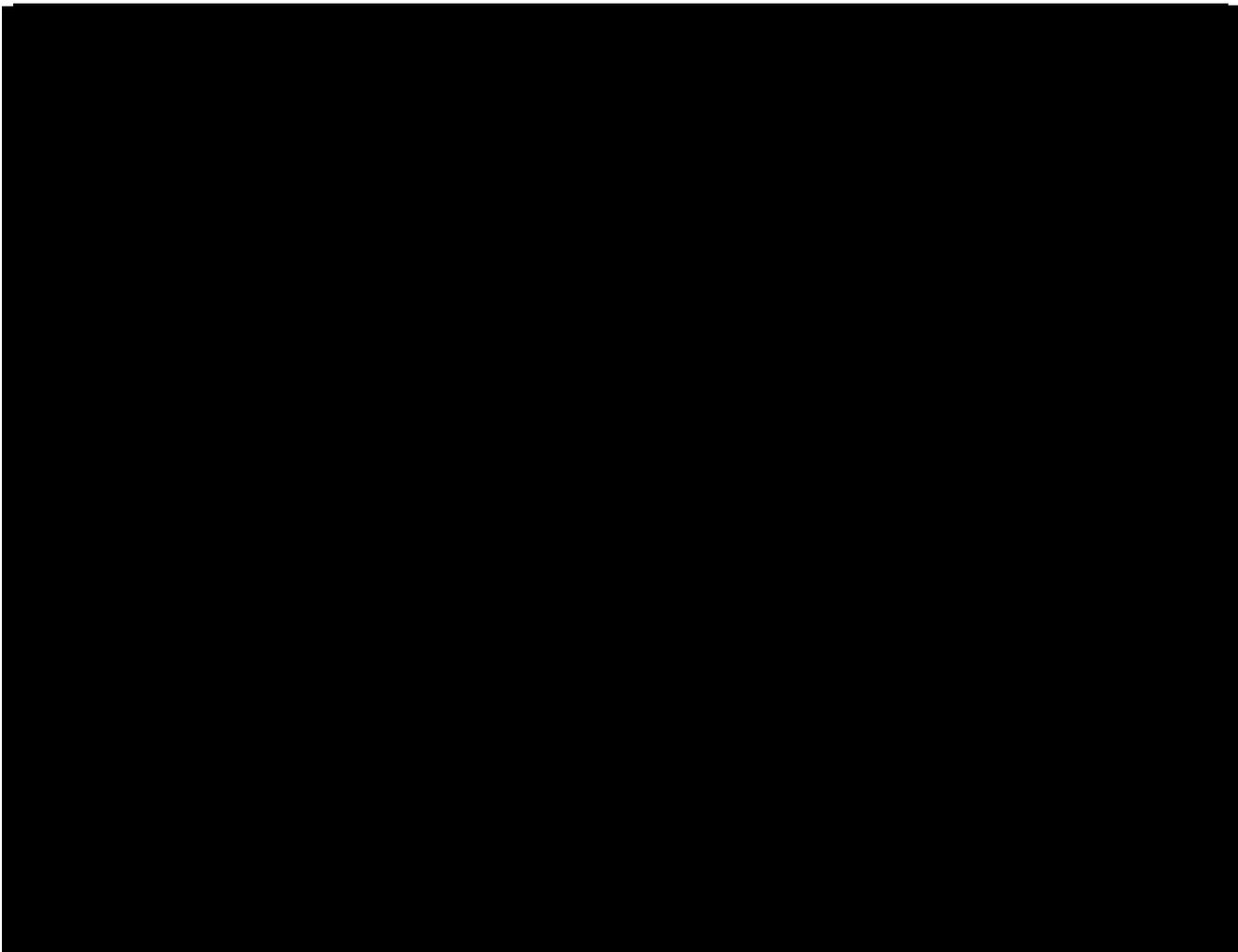
В течение периода удержания давления все фланцы, клапаны и фасонная арматура на испытательной системе должны быть визуально проверены на утечки.

В течение периода удержания давление будет записываться через каждые 30 минут. Температура морской воды будет контролироваться и записываться каждый час.

При оценке данных испытания давления поправка должна быть сделана на потери давления из-за погрешности приборов. Если потери давления в течение периода 12 часов не превышает чистый падение давления, которое составляет приближенное значение 0,5 бар для нефтепровода, то испытание удаётся.

После принятия успешного испытания нефтепровода давление должен быть снижаться до значения 60 атм со скоростью не более в два раза максимальной скорости повышения давления. Снижение давления будет осуществляться путем открытия сливного клапана на [REDACTED]

					Испытание нефтепровода после укладки	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



					Испытание нефтепровода после укладки	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 График выполнения работ при прокладке подводного нефтепровода

В таблице 6 представлен график выполнения операций при прокладке подводного нефтепровода.

Таблица 6 - Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, сутки
1	Доставка труб и оборудования в район строительства	3
2	Сварка труб в нитку	6 часов/ сут. (25 сут.)
3	Дефектоскопия сварных швов	2 часа/ сут. (25 сут.)
4	Прокладка подводного нефтепровода по дну моря	8 часов/ сут. (25 сут.)
5	Испытание уложенного нефтепровода	2

7.2 Сметная стоимость выполнения работ при прокладке подводного нефтепровода

Согласно [60], основные методы расчёта сметной стоимости работ отражены на рисунке 1.

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

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхуи		01.06.17	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	71	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17		Группа 2БЗА		

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

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

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

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

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



Рисунок 15 - Методы определения сметной стоимости [60]

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ по

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

прокладке 1-ого километра подводного нефтепровода представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями
2	Спецоборудование
3	Материалы и комплектующие
4	Оплата труда
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
6	Амортизация основных средств
7	Накладные расходы
8	Командировки и служебные разъезды
9	Прочие расходы, в т.ч.:
9.1	Оплата транспортных услуг
9.2	Оплата услуг связи
9.3	Коммунальные услуги
10	Итого собственных затрат
11	Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)
13	Налог на добавленную стоимость (НДС) 18%
14	Всего стоимость

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

Таблица 8 – Спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Сварочный агрегат	шт.			
2	Дефектоскоп	шт.			
3	Персон компьютер	шт.			
4	Прочее	шт.			
ИТОГО:					

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

Таблица 9 – Материалы и комплектующие, руб.						
№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Коли-во	Цена	Сумма	
1.1.	Стальной труб	т				
1.2.	Изоляционное покрытие	т				
1.3.	Бетонное покрытие	т				
1.4.	Прочее	шт.				
	ИТОГО:					
Таблица 10 – Оплата труда, руб.						
№	Наименование категории работников в 2017 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	руководитель					
2	специалист					
3	главный-инженер					
4	инженер					
5	рабочий					
	ИТОГО					
Таблица 11 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, руб.						
№	2017 г.	по регрессивной шкале (среднегодовой %)		Сумма		
1						
2						
3						
4						
5						
6						
	ИТОГО:					
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 74

Таблица 12 – Амортизация основных средств, руб.						
№ п/п	Наименование основных средств	Коли-во	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, руб.
1	Сварочный агрегат					
2	Дефетоскоп					
3	Персональный компьютер					
4	Прочее					
ИТОГО						
Таблица 13 – Накладные расходы, руб.						
№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов		
1	Спецоборудование					
2	Материалы и комплектующие					
3	Оплата труда					
4	Амортизация основных средств					
Всего прямых расходов						
Таблица 14 – Прочие расходы, руб.						
№ п/п	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.	
1.	Транспортные услуги					
2.	Услуги связи-2017г.					
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
						Лист 75

	Коммунальные услуги 2017гг.
3.1	Электроэнергия
3.2	Теплоснабжение
3.3	Канализация
3.4	Водоснабжение

Таблица 15 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ		
			1	2	3
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями				
2	Спецоборудование				
3	Материалы и комплектующие				
4	Оплата труда				
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды				
6	Амортизация основных средств				
7	Накладные расходы				
8	Командировки и служебные разъезды				
9	Прочие расходы, в т.ч.:				
9.1	Оплата транспортных услуг				
9.2	Оплата услуг связи				
9.3	Коммунальные услуги				
10	Итого собственных затрат				
11	Уровень рентабельности до 10%				
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)				
13	НДС 18%				
14	Всего стоимость договора				

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

7.2 Обоснование эффективности проекта сооружения подводного нефтепровода

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

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

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

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

Целью расчета эффективности инвестиционного проекта является оценка эффективности вложенных средств на проектирование линейного участка промыслового подводного нефтепровода между платформами «XXXXXXXXXX», предназначенного для перекачки нефти с средним годовым расходом 1,02 млн. т/год.

Согласно [59], основные показатели расчета эффективности проекта составляют:

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

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

Таблица 16 - Расчёт эффективности инвестиционного проекта

№	Показатели	Годы																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10									
1	Инвестиции, млн. руб																			
2	Выручка от реализации, млн. руб																			
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб																			
4	Амортизация, млн. руб																			
5	Прибыль, млн. руб																			
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб																			
7	Чистая прибыль, млн. руб																			
8	Поток наличностей, млн. руб																			
9	Чистый накопленный доход, млн. руб																			
10	Коэф. дисконтирования ($E_n=12\%$)																			
11	ЧДД наличности, млн. руб																			
12	НДД, млн. руб																			

Окончание таблицы 16											
№	Показатели	Годы									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Инвестиции, млн. руб										
2	Выручка от реализации, млн. руб										
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб										
4	Амортизация, млн. руб										
5	Прибыль, млн. руб										
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб										
7	Чистая прибыль, млн. руб										
8	Поток наличностей, млн. руб										
9	Чистый накопленный доход, млн. руб										
10	Коэф. дисконтирования (E _n =12%)										
11	ЧДД наличности, млн. руб										
12	НДД, млн. руб										
1	Инвестиции, млн. руб										
2	Выручка от реализации, млн. руб										
3	Эксплуатационные расходы, млн. руб										
4	Амортизация, млн. руб										
5	Прибыль, млн. руб										
6	Налог на прибыль (20%), млн. руб										
7	Чистая прибыль, млн. руб										
8	Поток наличностей, млн. руб										
9	Чистый накопленный доход, млн. руб										
10	Коэф. дисконтирования (E _n =12%)										
11	ЧДД наличности, млн. руб										
12	НДД, млн. руб										
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение						Лист
											79

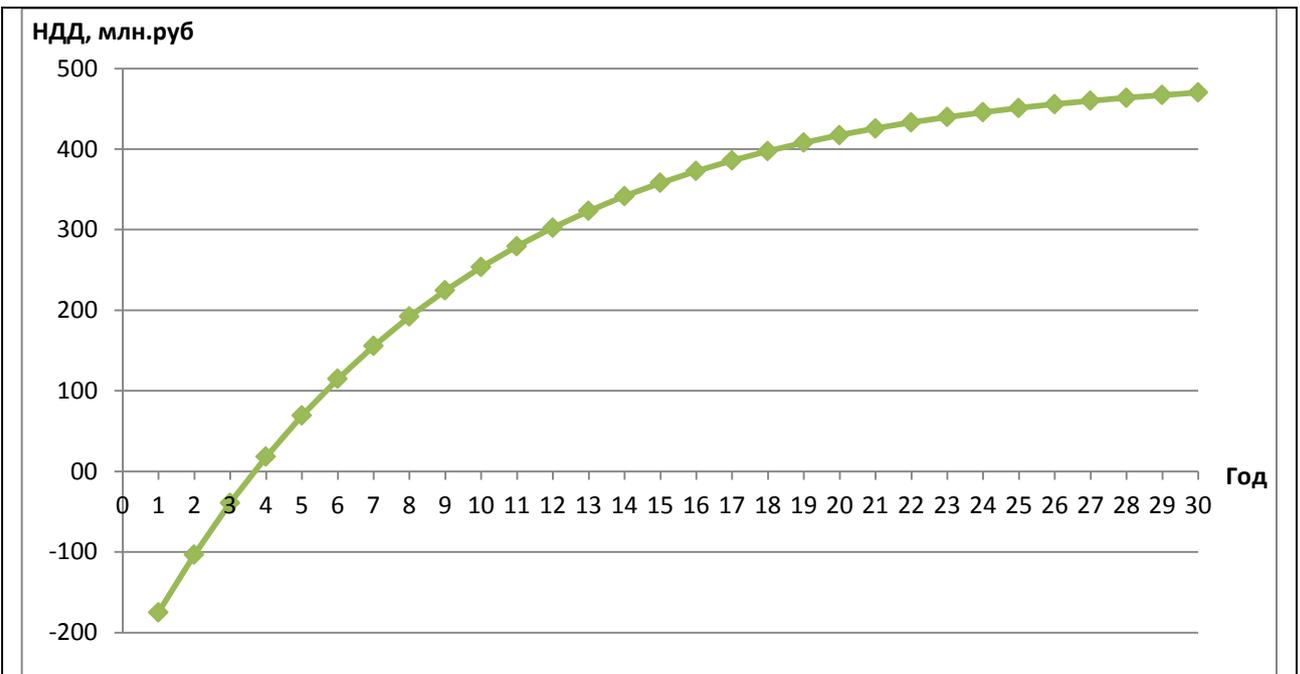


Рисунок 16 - График изменения *НДД* от времени

Согласно результатам проведенных расчетов данный инвестиционный проект эффективен. Срок окупаемости – 4 года. Индекс доходности – 2,7.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		80

8 Социальная ответственность

8.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки в таблице 8.1.

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [27])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работы при прокладке морского подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и при испытании нефтепровода после укладки	<i>Физические</i>		
		Падение с высоты	РД 31.81.10-91 [30]
		Электрический ток	РД 31.81.01-87 [33]
		Повышенное значение напряжения	РД 31.81.10-91 [30] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [34]
		Обеспечение безопасности при работах оборудования и трубопроводов, работающих под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [35] СНиП 12-04-2002 [28]
	Пожароопасность на судне	РД 31.52.18-87 [36] СНиП 21-01-02-85 [37]	

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Социальная ответственность					
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17				Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17				ДР	81	116
Консульт.								Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17						

Продолжение таблицы 17			
1	2	3	4
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [38] СНиП 2.04.05- 86 [39]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [40] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [41]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [42] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [43]
	Повышение уровней ионизирующих излучений		СП 2.6.1–758–99 [44]
	Недостаток необходимого освещения рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [45] СП 52.13330.2011 [46]
<i>Химические</i>			
	Повышенная загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [25] ГН 2.2.5.1313-03 [26]

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Отклонение показателей микроклимата на судне

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

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

излучений от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне (на судне) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [38] в соответствии категорией работ.

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

Для категории Пб:

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

Для холодного времени года:

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

Для теплого времени года:

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

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

При этом вентиляция должна обеспечивать:

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

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

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [40].

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

На судне шум мешает приему и исполнению команд. Приводит к ослаблению сумеречного и ночного зрения, нарушению функций вестибулярного аппарата и способствует преждевременному утомлению человека.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Превышение уровней вибрации

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [43] при работе с судном вибрация соответствует 2 - транспортно-технологическую вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок.

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

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

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

Повышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД).

В соответствии с СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009) [44] годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределов доз 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Эффективная доза для персонала не должна превышать за период трудовой деятельности (50 лет) - 1000 мЗв. Под годовой эффективной дозой понимается сумма эффективной дозы внешнего облучения, полученной за календарный год, и ожидаемой эффективной дозы внутреннего облучения, обусловленной поступлением в организм радионуклидов за этот же год.

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

Основные профилактические мероприятия:

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

и глаз и др.).

Недостаток необходимого освещения

К освещению относятся искусственные и естественные источники света.

Освещенность на судне включает в себя:

- а) освещенность рабочих мест. Наиболее благоприятные условия создаются при естественном освещении.
- б) освещенность в жилых и для отдыха помещениях. Здесь тоже отдается предпочтение естественному освещению. В зависимости от назначения помещения устанавливаются определенные нормы освещенности: от 50 лк в коридорах до 200 лк на рабочих панелях пультов управления [45].

Прокладку подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытание после укладки выполняют только в светлое время суток. Грузовая палуба должна быть оборудована стационарным освещением.

В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк [46].

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

Светильники следует располагать таким образом, чтобы обеспечивалась освещенность груза и палуб в соответствии с санитарными нормами и была исключена возможность их повреждения при производстве грузовых работ. Светильники должны быть защищены от механических повреждений [46].

Повышенная загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

рудничной лампы.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

В соответствии с ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК вредных применяемых газов при сварке:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3
- углерода оксида относится к 4-му классу опасности – 20 мг/м^3 . При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м^3 , при длительности работы не более 30 мин - до 100 мг/м^3 , при длительности работы не более 15 мин - 200 мг/м^3 . Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида углерода в воздухе рабочей зоны могут производиться с перерывом не менее чем в 2 ч [25].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Газоанализаторы, предназначенные для обнаружения газа в жилых и служебных помещениях, должны иметь световую и звуковую сигнализацию и выдавать сигнал на остановку вентиляторов, закрытие газонепроницаемых заслонок в системе вентиляции и кондиционирования воздуха при наличии

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

концентрации газа выше установленных пределов.

Включение световой и звуковой сигнализации этих газоанализаторов и подача сигнала на остановку вентиляторов и закрытие газонепроницаемых заслонок должны происходить при концентрации газа, соответствующей 30% от предельно допустимой. [33].

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Падения с высоты

На судне должны быть обеспечены безопасные переходы между жилыми и служебными помещениями, рабочими местами.

Во всех местах постоянного и временного пребывания людей, а также на путях сообщения должны быть предусмотрены меры по предотвращению скольжения, падения с высоты и за борт [33].

В соответствии с РД 31.81.10-91 «Правила техники безопасности на судах морского флота» безопасный доступ на судно должен обеспечиваться с помощью забортных трапов или сходней, под которыми должны быть установлены предохранительные сетки, предотвращающие падение людей в воду или на причал.

При снятии штатных настилов, трапов, поручней, лееров во избежание падения людей необходимо устанавливать временные ограждения.

Если палубный груз уложен у фальшбортов, леерного ограждения палуб судна или у комингсов люка и на такой высоте, что ограждения не могут

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

предотвратить случайное падение людей за борт или в открытый трюм, то в соответствующих местах должно быть установлено дополнительное ограждение или приняты другие меры против падения людей.

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

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

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

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

Электрический ток, повышенное значение напряжения

В соответствии с РД 31.81.01-87 Требования техники безопасности к морским судам в отношении поражения людей электрическим током различаются:

а) помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости или проводящей пыли;
- токопроводящих палуб (стальных, бетонных и т.п.);
- высокой температуры;
- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

соединения с корпусом судна металлическим частям оборудования, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой;

б) особо опасные помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- особой сырости ;
- химической активной среды;

одновременного наличия двух или более условий повышенной опасности;

в) помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют перечисленные выше условия.

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

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

Таблица 18 – Номинальные рабочие температуры окружающего воздуха для электрического оборудования судна [32]

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

При производстве работ с электрооборудованием должны использоваться электрозащитные средства - основные и дополнительные. К основным электрозащитным средствам относятся: изолирующие штанги, указатели

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

напряжения, электроизмерительные клещи и др. К дополнительным средствам относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические коврики, диэлектрические галоши и боты, изолирующие подставки, оградительные устройства, знаки безопасности, переносные заземления и др. При эксплуатации средства защиты подвергаются периодическим и внеочередным испытаниям [31].

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [34], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Рабочее давление подводного морского нефтепровода ██████████ составляет 5-6 МПа. Для его испытания на прочность после укладки применяется значение давления 9 МПа.

Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов распространяются на проектируемые стальные технологические трубопроводы, предназначенные для транспортирования жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа (0,01 кгс/см²) до условного давления 320 МПа (3200 кгс/см²) и рабочих температур от -196 до 700 °С [52].

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования, работающего под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [35].

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

В процессе проведения испытаний оборудования не допускается:

- снимать защитные ограждения;
- открывать люки, ограждения, чистить и смазывать оборудование, прикасаться к его движущимся частям;
- производить проверку и исправление электрических цепей, электрооборудования и приборов автоматики [28].

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

Пожароопасность на судне

Основными причинами возникновения пожаров на судах при работе по прокладке подводного нефтепровода и его испытании после укладки являются:

- нарушение правил производства огневых работ (сварка труб);

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

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

Проведение огневых работ следует выполнять с соблюдением требований РД 31.52.18-87 «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота» [36].

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

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02-85 [37] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара.

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

8.2 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [50] при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки в таблице 19.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 19 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Морская вода	Загрязнение сточными водами и мусором с судов, возможность разлива нефти	<p>Каждое судно, на котором предусмотрено наличие экипажа, должно быть оборудовано одной из следующих систем:</p> <ul style="list-style-type: none"> • установкой для обработки сточных вод одобренного типа, сборный(ыми) танк(ами) для хранения необработанных сточных вод и сборным(ыми) танком(ами) хозяйственно-бытовых вод; или • сборным(ыми) танком(ами) для хранения всех необработанных сточных вод и сборный(ыми) танком(ами) хозяйственно-бытовых вод. <p>Допускается наличие на судне общего(их) танка(ов) для хранения необработанных сточных и хозяйственно-бытовых вод. В этом случае сброс из этой цистерны в морских районах должен осуществляться по правилам сброса сточных вод.</p> <p>Каждое судно должно быть оборудовано (вне зависимости от наличия установки сточных и хозяйственно-бытовых вод либо сборных танков сточных и хозяйственно-бытовых вод) трубопроводом для сдачи сточных и хозяйственно-бытовых вод в приемные сооружения.</p> <p>При сливе воды после гидравлического испытания трубопровода должны соблюдаться требования [50] и СП 36.13330 [16]. При этом сбрасываемые воды должны соответствовать нормам предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ.</p> <p>На каждом судне должны быть предусмотрены устройства для сбора и хранения мусора.</p> <p>На любом судне, имеющем источники загрязнения мусором, должны быть предусмотрены специальные средства и меры по предотвращению загрязнения мусором.</p>

1	2	3				
		<p>Устройства для сбора и хранения мусора должны иметь конструкцию, обеспечивающую их легкую разгрузку и очистку.</p> <p>Устройства для сбора и хранения мусора должны размещаться в местах, удобных для сдачи мусора в приемные сооружения, транспортировки его к местам обработки или сжигания. Устройства могут быть установлены на открытой палубе или в вентилируемых помещениях, изолированных от жилых и служебных помещений. Во всех случаях мусор необходимо хранить таким образом, чтобы не возникало угрозы здоровью человека и безопасности.</p>				
Атмосферный воздух	Выбросы пыли и вредных газов из используемых машин и оборудования, при сгорании топлива	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода и регулировка двигателей.</p> <p>ПДК оксида углерода – 20 мг/м³ [26] ПДК оксидов азота – 0,06 мг/м³ [53]</p>				
Жизнедеятельность морских механизмов	нарушение среды обитания и возможность отравления растительных и животных морских миров при сбросе сточных вод и разливе топлива и нефти	<p>Запрещается сброс следующих веществ, таких как сырая и топливная нефть, тяжелое дизельное топливо и смазочные масла, гидравлические жидкости, а также смеси, содержащие любые из этих веществ, погруженные на суда с целью сброса.</p> <p>ПДК нефти в водных объектах составляет 0,05 мг/дм³ [54].</p> <p>Минимизировать количество разливов топлива и нефти в морской среде. Если разлив произойдет, необходимо быстро и эффективно проведение локализации и ликвидации разлива для снижения экологического ущерба.</p>				
<p>С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи</p>						
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Социальная ответственность	Лист 96

обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка в определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайная ситуация на акватории - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей и мореплавания, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, морским объектам, водной флоре и (или) фауне на море или внутреннем водном бассейне [47].

Источник чрезвычайной ситуации на акватории - опасное природное явление, авария на морском (речном) объекте или опасное техногенное происшествие на водном пространстве или на побережье, широко распространенная инфекционная болезнь людей, водной флоры и фауны, а также применение современных средств поражения, в результате чего возникла или может возникнуть чрезвычайная ситуация на акватории.

Авария морского объекта - опасное техногенное происшествие на морском объекте, представляющее угрозу жизни и здоровью людей, приводящее к повреждению корпуса морского объекта или его оборудования, к

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

потере мореходности либо к повреждению морским объектом берегового сооружения и загрязнению окружающей природной среды, для ликвидации или локализации которого требуется помощь поисково-спасательных и других специальных сил и средств [47].

Возможные чрезвычайные ситуации, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций

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

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

Для защиты жизни и здоровья населения в ЧС следует применять следующие основные мероприятия [51]:

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

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

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работах по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки

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,

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

включающих следующие уровни и формы проведения контроля [48]:

- 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.

Согласно статье 293 Трудового кодекса РФ [55] сезонными признаются работы, которые в силу климатических и иных природных условий выполняются в течение определенного периода (сезона), не превышающего, как правило, шести месяцев. Следовательно, работы по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки относятся к сезонным работам.

Согласно статье 295 Трудового кодекса РФ [55] работникам, занятым на сезонных работах, предоставляются оплачиваемые отпуска из расчета два рабочих дня за каждый месяц работы.

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Работодатели нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса в соответствии с законодательством РФ, коллективными договорами, локальными нормативными актами обеспечивают [56]:

- Единовременную денежную выплату для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев на производстве или профессиональных заболеваний, в размере не менее:
 - при смертельном исходе - 350 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);
 - при установлении 1 группы инвалидности - 200 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты);
 - при установлении 2 группы инвалидности - 100 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при установлении 3 группы инвалидности - 50 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при временной утрате трудоспособности более 4-х месяцев подряд - 20 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ;
 - при получении профессионального заболевания, не повлекшего установления инвалидности - 30 величин прожиточного

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

минимума в целом по РФ.

Размер единовременной денежной выплаты для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастного случая на производстве или профессионального заболевания, учитывает выплаты по соответствующим системам добровольного страхования, применяемым в Организации.

- Выплату единовременного пособия при увольнении работника в связи с выходом на пенсию.
- Содействие работникам в улучшении жилищных условий при наличии финансовых возможностей Организации в соответствии с порядком, установленным в Организации.
- Осуществление добровольного страхования работников (пенсионного, медицинского) с учетом финансово-экономического положения Организаций.

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В результате работы:

1. На основании проведенного аналитического обзора литературы обосновано применение S – метода для прокладки трубопровода для решения задач строительства морского промыслового нефтепровода между платформами ██████████ проекта ██████████ в шельфовой зоне Южно-китайского моря на среднее глубине 50 метров в соответствии с международными и российскими техническо-нормативными документами.
2. Определены основные этапы строительства и определен основной перечень машин и механизмов для прокладки участка нефтепровода по дну моря.
3. Исходя из планируемых условий эксплуатации и характеристик транспортируемой среды на основании проведенных расчетов на смятие, проверки прочности, проверки на деформацию, расчетов устойчивости подводного нефтепровода на дне моря, гидравлических расчетов и расчетов протекторной защиты, определены:
 - ✓ наружный диаметр нефтепровода – ██████████ мм;
 - ✓ толщина стенки трубы – ██████████ мм;
 - ✓ толщина изолированного покрытия – ██████████ мм;
 - ✓ толщина бетонного покрытия – ██████████ мм;
 - ✓ материал трубы – сталь ██████████;
 - ✓ количество протекторов – ██████████ шт.;
 - ✓ длина одного протектора – ██████████ м;
 - ✓ напряжение при прокладке нефтепровода S - методом – ██████████ МПа.

					«Проектирование подводного нефтепровода между платформами ██████████ на шельфе Южно-китайского моря республики Вьетнам»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ле Тхи Тху Тхун		01.06.17	Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	103	116
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П. В.		01.06.17				

4. На основе рассчитанной сметной стоимости проекта строительства подводного промыслового нефтепровода установлено, что для объем капвложений составит █████ млн. рублей и срок окупаемости проекта не будет превышать 4 года.
5. Проанализированы вредные и опасные факторы производственной среды при прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытании после укладки и также влияние процесса строительства подводного нефтепровода на окружающую среду.

					Заключение	Лист
						104
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

шельфа СРВ. Диссертация доктора техн. наук.: М., 2003. - 211 с.

11. ИСО 13623 Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки.
12. Материалы СП «Вьетсовпетро».
13. Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.
14. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. - М: ИРЦ Газпром 1998. – 32 с.
15. Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.
16. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
17. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
18. DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems.
19. ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
20. DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.
21. API 5 L. Спецификация США для стальных труб. 1995 г.
22. РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.
23. ГОСТ Р 55311-2012. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.
24. Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.
25. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
26. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

					Список использованных источников	Лист
						106
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве Часть 2. Строительное производство.
29. РД 31.84.01-90. Единые правила безопасности труда на водолазных работах.
30. РД 31.81.10-91. Правила техники безопасности на судах морского флота.
31. Об утверждении технического регламента о безопасности объектов морского транспорта.
32. СП Предупреждение несчастных случаев на судне в море и в порту.
33. РД 31.81.01-87. Требования техники безопасности к морским судам.
34. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
35. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
36. РД 31.52.18-87. Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота.
37. СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы.
38. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
40. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
42. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
43. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		107

помещениях жилых и общественных зданий.

44. СанПиН 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99.
45. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
46. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
47. ГОСТ 22.0.09-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения.
48. О принятии строительных норм и правил Российской Федерации Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования.
49. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
50. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
51. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
52. ПБ 03-585-03. Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
53. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
54. СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод.
55. Трудовой кодекс РФ.
56. Отраслевое соглашение по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации на 2014-2016 годы.
57. Крупнейшие нефтегазовые компании мира. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/72124>, свободный. – Загл. с

					Список использованных источников	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 15.04.2017 г.

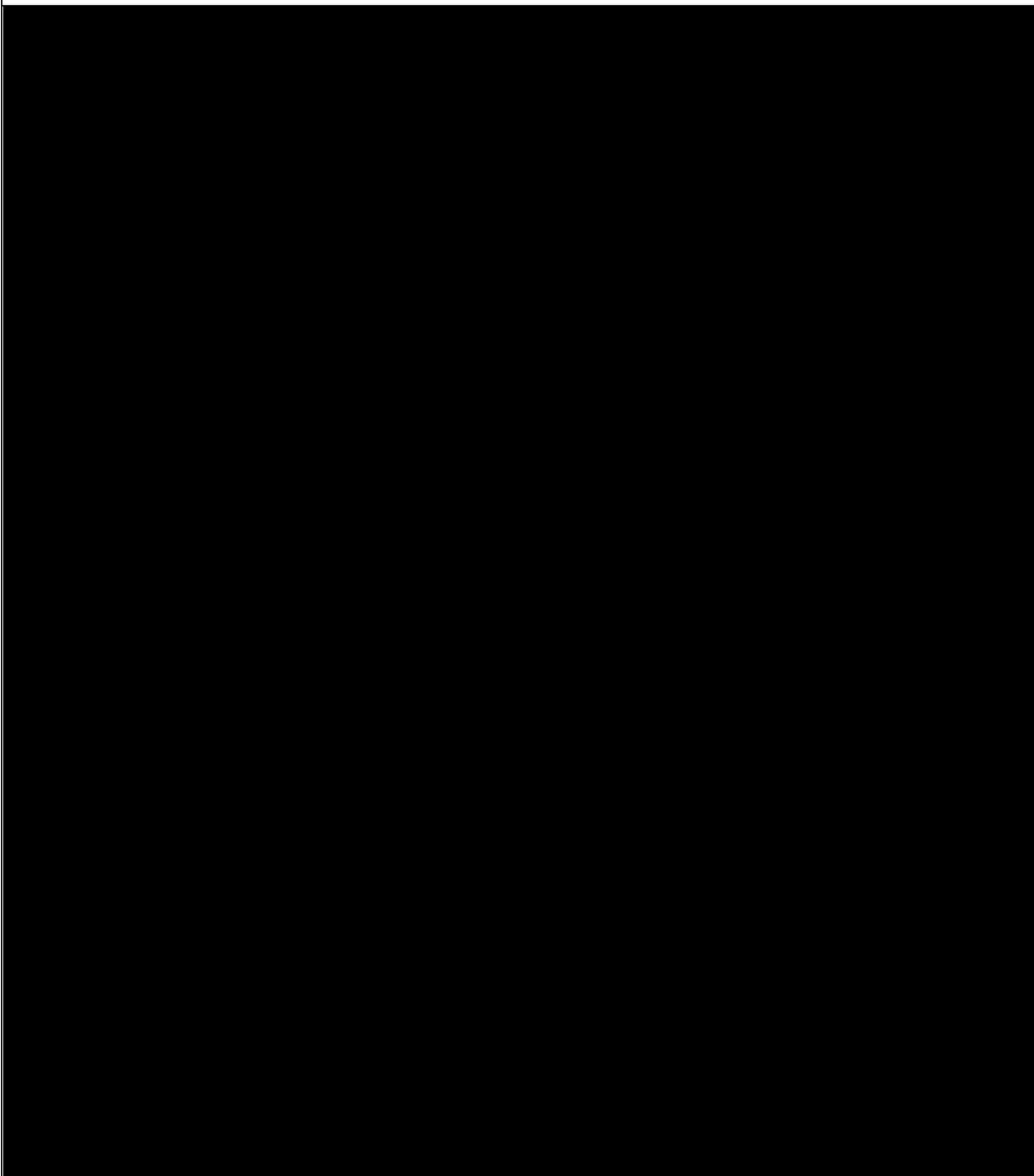
58. Налоговый кодекс РФ.

59. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г.

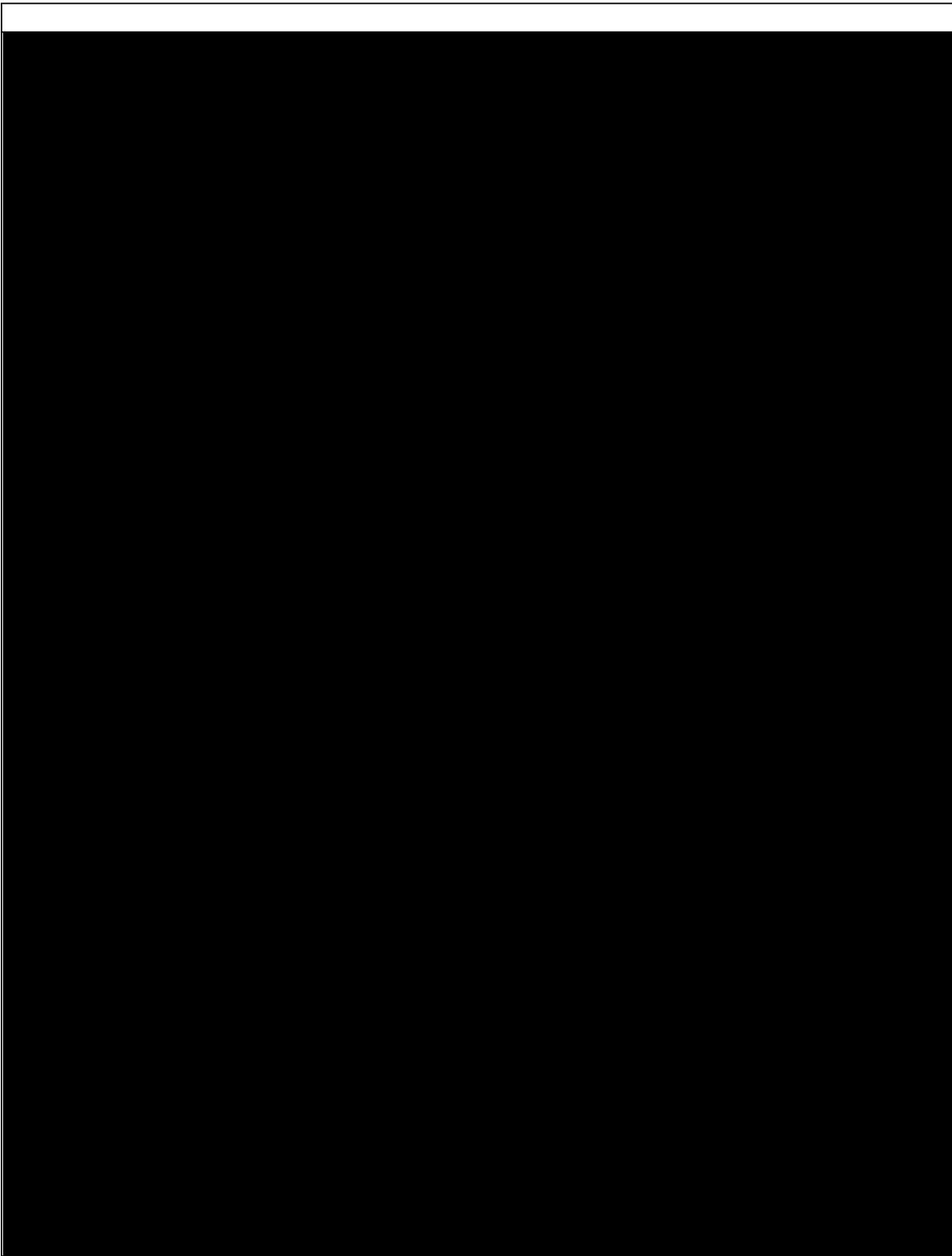
60. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко , О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибульникова и др. ; Томский политехнический университет.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

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение А
Профиль подводного нефтепровода « [REDACTED] » [12]



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		110

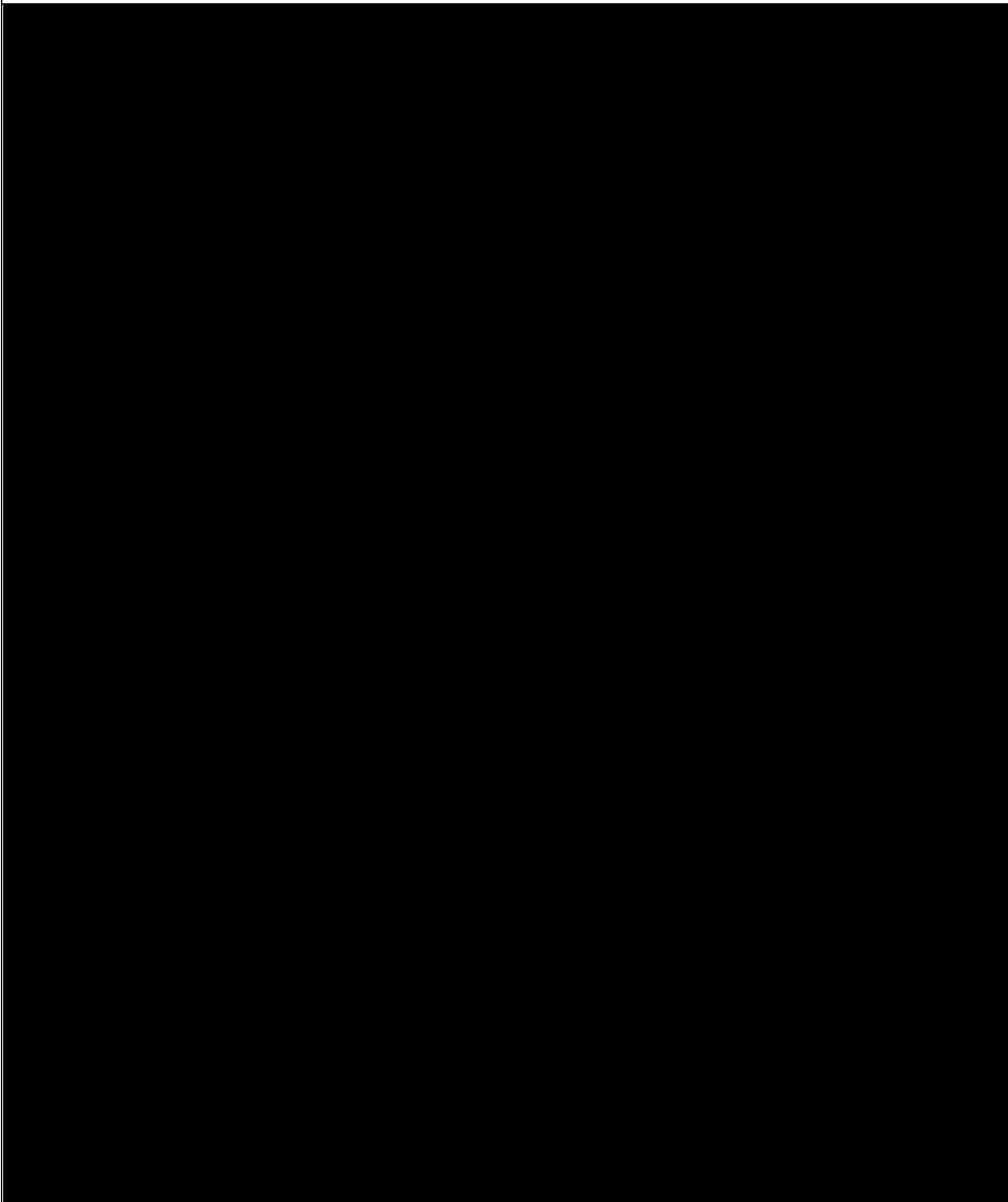


Blank white space above the footer table.

					Приложения	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Б

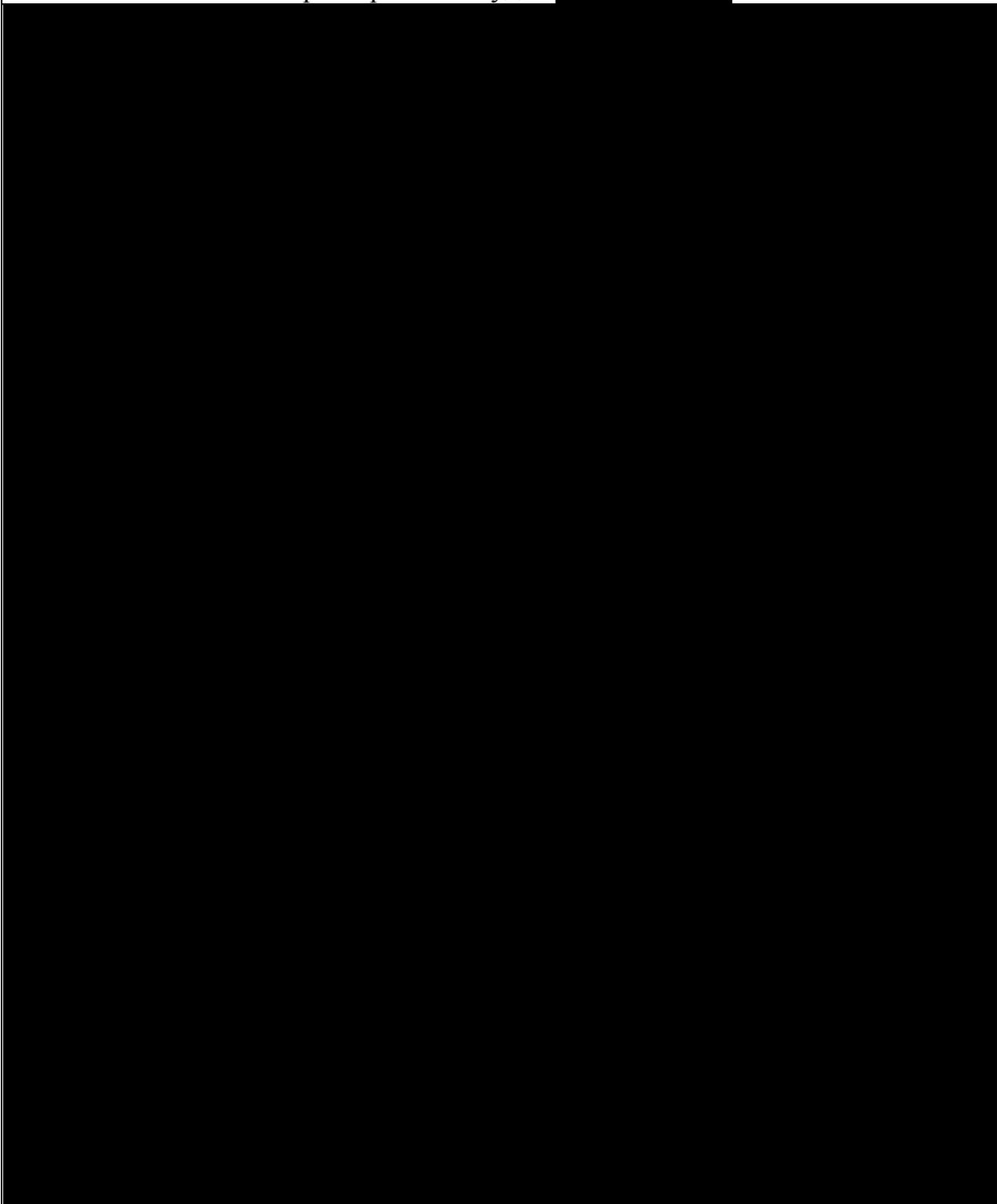
Основные характеристики трубоукладочной баржи [REDACTED]



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		112

Приложение В

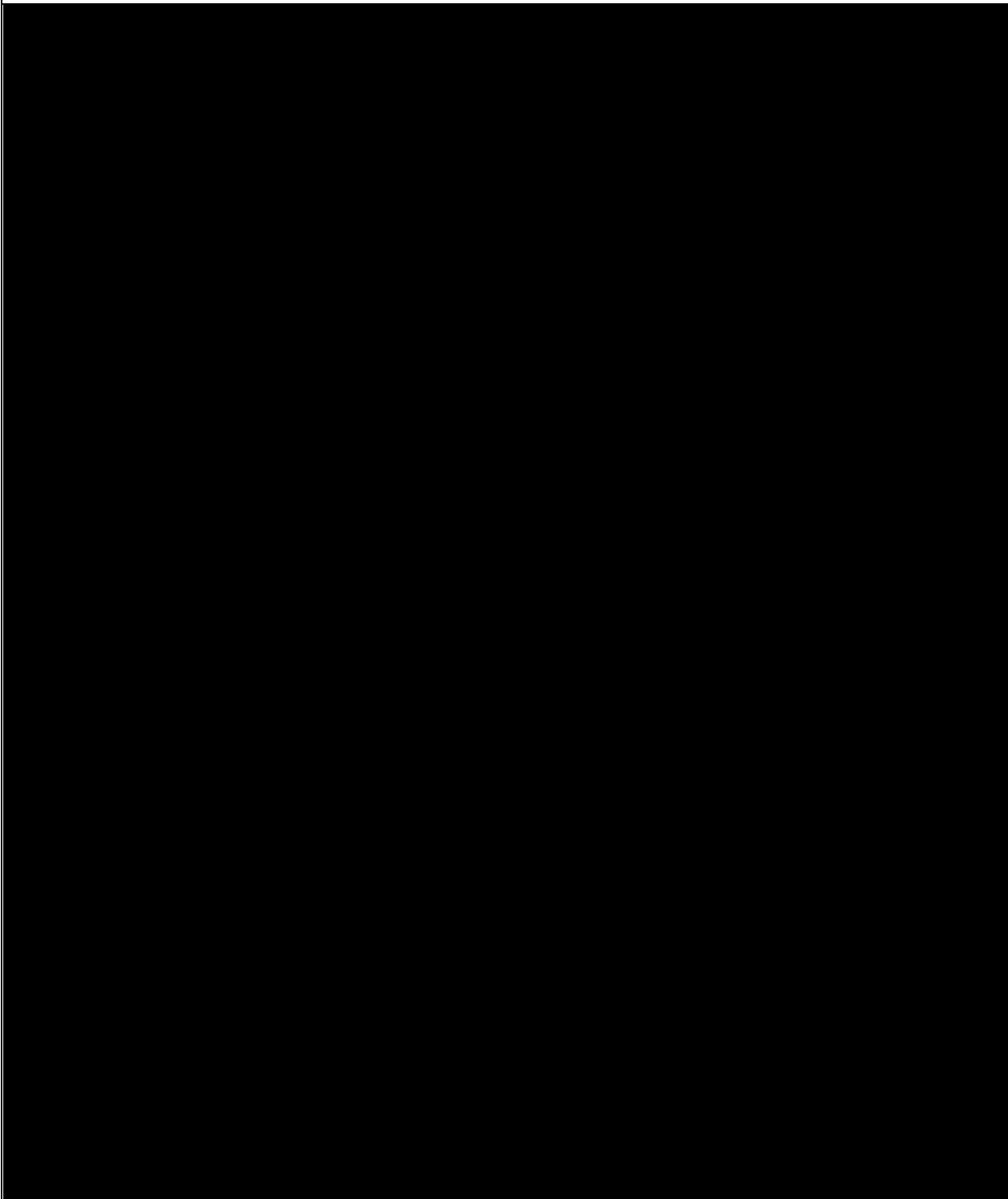
Характеристики судна



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		113

Приложение Г

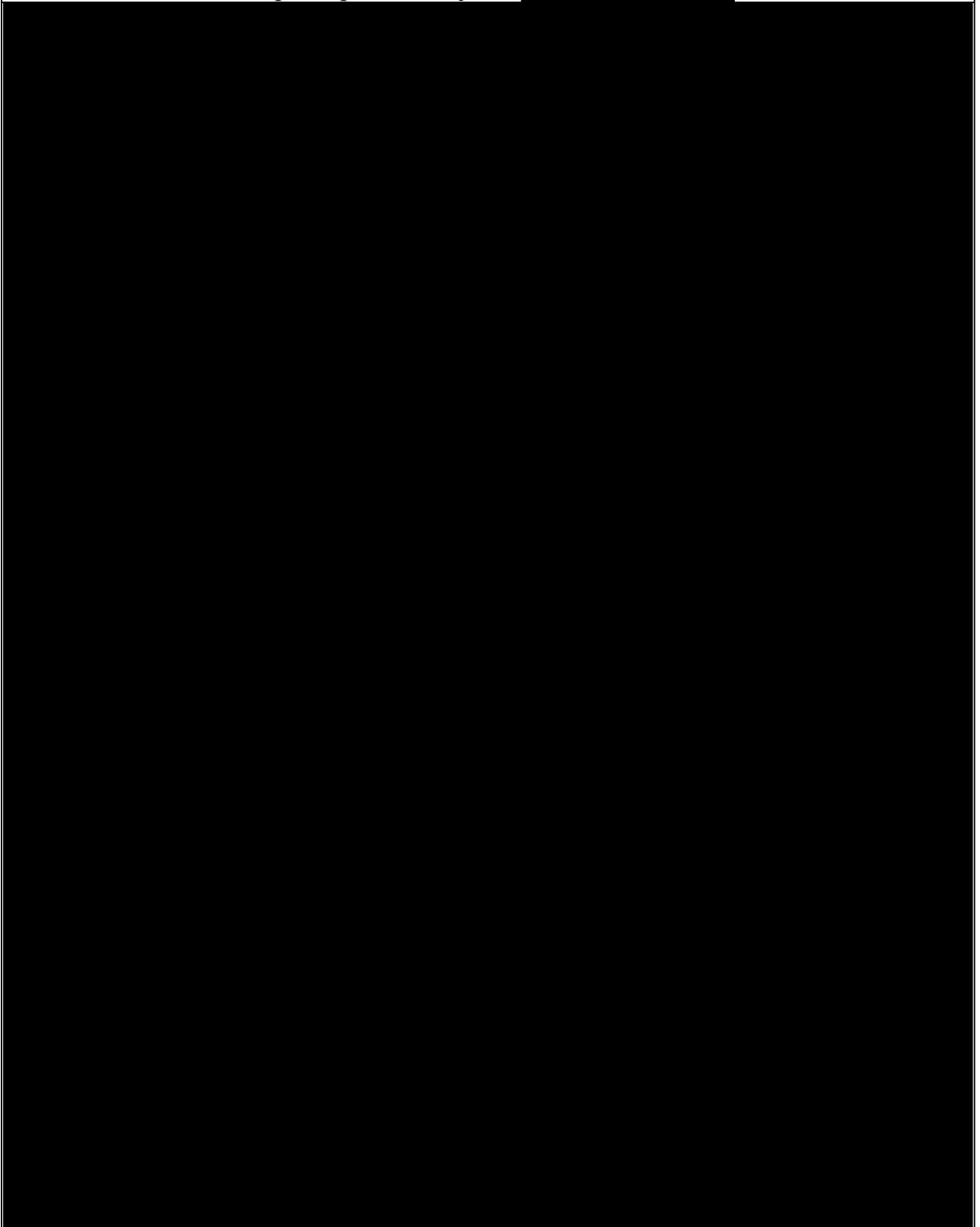
Характеристики судна [REDACTED]



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		114

Приложение Д

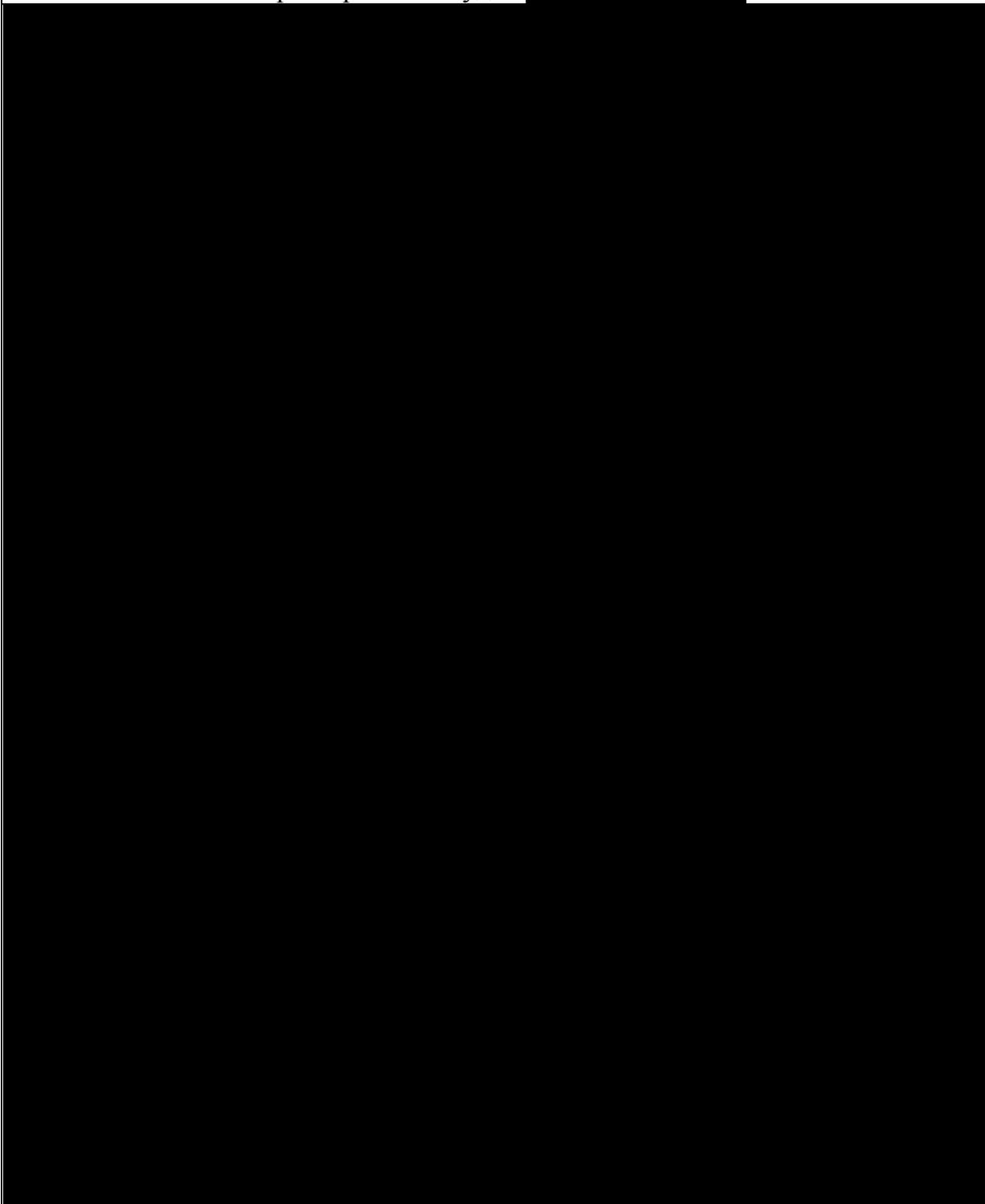
Характеристики судна



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		115

Приложение Е

Характеристики судна



					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		116