

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода»

УДК 622.692.4:539.4(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Мышкина Д.К.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2019

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		01.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		01.06.2019

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Томск – 2019 г.

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)                      \_\_\_\_\_  
 (Дата)                                      Брусник О.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Мышкиной Дарье Константиновне

Тема работы:

«Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 г. № 930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Определение влияния стационарных и нестационарных нагрузок на участок морского газопровода «Северный поток – 2»</p> <p>Технические характеристики участка морского газопровода «Северный поток – 2»:</p> <p>наружный диаметр трубы <math>D_H</math>..... 1220 мм</p> <p>расчетное эксплуатационное давление <math>P_{экс}</math>.....22МПа</p> <p>материал труб .....сталь Х70</p> <p>максимальная глубина залегания трубопровода Н.....210 м</p> <p>плотность морской воды <math>\rho_B</math>.....1025 кг/м<sup>3</sup></p> <p>коэффициент линейного расширения <math>\alpha</math> .....0,0115</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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>Провести аналитический обзор о составе работ по сооружению, эксплуатации и обслуживанию современных морских трубопроводных систем; определить факторы, влияющие на устойчивость и прочность морских трубопроводов; оценить влияние стационарных и нестационарных нагрузок на участок морского газопровода; предложить варианты конструктивных решений для уменьшения влияния различных нагрузок.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>нет</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н. В, профессор</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М. С., ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.12.2018</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Чухарева Н. В.</p>	<p>к.х.н, доцент</p>		<p>17.12.2018</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б5Б</p>	<p>Мышкина Д.К.</p>		<p>17.12.2018</p>

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Б	Мышкиной Дарье Константиновне

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: студент и руководитель.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

**Перечень графического материала**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	04.03.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		04.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5Б	Мышкина Дарья Константиновна		04.03.2019

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Б	Мышкиной Дарье Константиновне

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1 Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объектом исследования является морской трубопровод «Северный поток – 2». Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Выявить вредные и опасные проявления факторов производственной среды, возможности негативного воздействия на компоненты окружающей среды, возможные чрезвычайные ситуации на объекте.</p>
<p>2 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Привести необходимые ссылки на нормативно – техническую документацию, регулирующую указанную в данном разделе информацию по данной теме.</p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе, связанной с укладкой морских трубопроводов;</li> <li>- перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
<p>2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенное барометрическое давление в рабочей зоне;</li> <li>- повышенный уровень шума в рабочей зоне;</li> <li>- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- отклонение показателей микроклимата в производственном помещении;</li> <li>- превышение уровня вибрации.</li> </ul>
<p>2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- механические травмы при основных видах работ;</li> <li>- ожоги при сварке;</li> <li>- поражение электрическим током;</li> <li>- пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Защита селитебной зоны;</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу;</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу;</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе проектируемого решения, на различные компоненты окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия на морскую воду;</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферный воздух;</li> <li>- анализ воздействия объекта на геологическую среду;</li> <li>- анализ воздействия объекта на жизнедеятельность организмов.</li> </ul> <p>Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Проанализировать возможности возникновения ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</li> <li>- Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Мышкина Дарья Константиновна		01.03.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение Нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2019	<i>Введение</i>	5
25.01.2019	<i>Обзор литературы</i>	15
28.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
04.03.2019	<i>Расчет прочности и устойчивости морского трубопровода «Северный поток – 2»</i>	10
21.03.2019	<i>Теоретические основы влияния стационарных и нестационарных нагрузок</i>	10
12.04.2019	<i>Расчет влияния стационарных и нестационарных нагрузок</i>	15
7.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
8.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	8
27.05.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		01.06.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

*Величина заглубления:* Разница между уровнями расположения верхней образующей трубопровода и естественным уровнем грунта морского дна.

*Газопровод:* Трубопровод, транспортирующий природного газа.

*Длина провисающего участка трубопровода:* Длина трубопровода, не соприкасающегося с морским дном или опорными устройствами.

*Морской трубопровод:* Трубопровод, пролегающий в море от запорной арматуры на берегу до запорной арматуры на приеме у платформы и включающий устройства и оборудование, обеспечивающие транспортирование продукции при заданном технологическом режиме.

*Нормативная прочность:* Номинальное значение прочности материала, которое должно применяться при определении прочности конструкции.

*Нагрузка:* Любое действие, вызывающее напряжения, деформации, перемещения, смещения и т.п. в оборудовании или системе.

*Надежность морского трубопровода:* Способность трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленными проектом параметрами (давление, расход и другие) в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания.

*Отрицательная плавучесть трубопровода:* Весовой показатель, обеспечивающий погружение трубопровода на морское дно.

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19		ДР	1	107
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ТПУ гр.2Б5Б		
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

*Общая потеря устойчивости:* Режим потери устойчивости, который затрагивает существенную длину трубопровода или несколько труб и характеризуется небольшими деформациями поперечного сечения, например выпучивание трубопровода.

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

*Прокладка морского трубопровода:* Комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и возможному заглублению морского трубопровода.

*Транспорт газа:* процесс подачи газа от места его добычи, получения или хранения к потребителю.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

*Таблица 1 – Условные обозначения*

<b>Условные обозначения</b>	<b>Наименование</b>
$D_n$	Наружный диаметр, мм
$P_{\text{экс}}$	Расчетное эксплуатационное давление, МПа
$\delta$	Толщина стенки газопровода, мм
$H$	Глубина залегания трубопровода, м

**Сокращения:**

МТП – морской трубопровод;

ТУС – трубоукладочное судно;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

**Нормативные ссылки:**

ASME B31.4-2006 «Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей».

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

ASME B31.8-2003 «Система трубопроводов газа и газораспределение».

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).

ГОСТ Р 54584-2011 Средства подводного освещения. Общие технические условия.

ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.

ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.0.002-2014 ССБТ Термины и определения.

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

ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Вибрационная безопасность.

ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.

ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.

ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.

ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.

ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.

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

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

ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.

ППБ-79 Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий.

РД-75.180.00-КТН-150-10 «Регламент по вырезке и врезке «катушек» и подключение участков магистральных нефтепроводов».

РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».

РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

РД 412-81

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП П-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.

СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

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

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

ВСН 51-9-86 Проектирование морских подводных нефтегазопроводов.

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации МГ.

ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».

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

Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г.

Постановление Правительства от 19.01.2000 г. № 44.

Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.

ПОТ РО 14000-002-98 Обеспечение безопасности производственного оборудования.

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 13 рис., 23 табл., 79 источников.

*Ключевые слова:* морской нефтегазопровод, прочность, устойчивость, стационарные нагрузки, нестационарные нагрузки.

*Объект исследования:* участок морского газопровода «Северный поток – 2».

*Цель работы:* оценка влияния стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования.

*Методы и методики проведения работ:* Расчетная часть выполнена в соответствии с Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов, ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования (DNV-OS-F101-2000), НД № 2-020301-004. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов, СП 378.1325800.2017. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.

*В процессе исследования проводились:* Аналитический обзор о перспективности развития морской нефтегазовой структуры, рассмотрение современных методов строительства, эксплуатации и мониторинга морских нефтегазопроводов; обеспечение безопасной и высокотехнологичной работы сооружений, технологический расчет на прочность и устойчивость, оценка влияния стационарных и нестационарных нагрузок.

*В результате исследования:* Выполнен расчет толщин стенок морского трубопровода и бетонного покрытия. Проведена оценка влияния нагрузок на участок морского газопровода и предложены варианты по снижению этого влияния.

*Область применения:* Морские трубопроводные системы.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	6	107
Консульт.						ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

## ABSTRACT

Final qualifying work: 107 pages, 13 figures, 23 tables, 79 sources.

*Key words:* offshore oil and gas pipeline, strength, stability, stationary loads, non-stationary loads.

*The object of the study.* The offshore gas pipeline section "Nord Stream - 2".

*Work purpose:* To assess the impact of stationary and non-stationary loads on the object of study.

*Basic constructive, technological and technical-operational characteristics:* The estimated part is made in accordance with P 412-81 Recommendations for the design and construction of offshore oil and gas pipelines, GOST R 54382-2011 Oil and gas industry. Underwater pipeline systems. General technical requirements (DNV-OS-F101-2000), ND № 2-020301-004. Rules of classification and construction of offshore underwater pipelines, SP 378.1325800.2017. Offshore pipeline. Rules of design and construction.

*In the course of the research were carried out:* An analytical review of the prospects for the development of marine oil and gas structure, consideration of modern methods of construction, operation and monitoring of offshore oil and gas pipelines; ensuring safe and high-tech operation of facilities, technological calculation of strength and stability, assessment of the impact of stationary and non-stationary loads.

*As a result of a research:* The calculation of the wall thickness of the offshore pipeline and concrete pavement. The impact of loads on the section of the offshore gas pipeline has been assessed and options to reduce this impact have been proposed.

*Scope:* Marine pipeline systems.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	7	107
Консульт.						ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

## Оглавление

Введение .....	10
1 Обзор литературы .....	12
1.1 Перспективы развития современных морских проектов .....	12
1.2 Особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов .....	14
1.2.1 Нормативно-правовое обеспечение при проектировании, строительстве и эксплуатации МТП .....	19
1.2.2 Основные этапы строительства МТП .....	25
1.2.3 Общая характеристика оборудования для строительства МТП .....	35
1.2.4 Особенности эксплуатации МТП .....	43
1.2.5 Общая характеристика оборудования для контроля состояния МТП .....	45
2 Характеристика объекта исследования .....	50
3. Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость .....	53
3.1 Расчет прочности трубопровода .....	53
3.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря .....	55
4 Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования .....	59
4.1 Теоретические основы .....	59
4.2 Расчетное обоснование .....	61
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	68
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	68
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	68
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	69
5.1.3 SWOT-анализ .....	71
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	72
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	72
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	73
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	74
5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	75
5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	79

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата		Литера	Лист	Листов
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Оглавление	ДР	8	107
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19				
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				
						ТПУ гр.2Б5Б		

6. Социальная ответственность .....	82
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	82
6.2 Профессиональная социальная безопасность .....	83
6.2.1 Вредные производственные факторы.....	83
6.2.2 Опасные производственные факторы .....	87
6.3 Экологическая безопасность на МТП .....	89
6.3.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием МТП	89
6.4 Чрезвычайные ситуации на МТП .....	90
6.4.1 Пожары и взрывы на МТП.....	90
6.4.2 Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации .....	90
6.5 Выводы.....	91
Заключение .....	92
Список использованных источников .....	93
Приложения .....	97

## Введение

*Актуальность.* Специфические особенности развития инфраструктуры шельфовой зоны обусловлены объемом залежей углеводородов и особенностями природно-климатических условий. Наиболее перспективным и сложным, с точки зрения температурных условий окружающей среды районом, является зона арктического шельфа, которая привлекает как российских специалистов, так и международных инженеров-технологов. В настоящее время научное сообщество активно готовит базу данных по специфике эксплуатации морских трубопроводов и объектов, расположенных на территориях многолетней мерзлоты и Арктики [1-3]. Появляются работы, связанные с обеспечением безопасности эксплуатируемых (или планируемых) объектов в условиях ледовой экзарации [4]. Больше внимание уделяется вопросам инфраструктурной связи «шельф-материк». Все это хорошо согласуется с вектором развития северных территорий РФ и отражается в нормативно-правовой базе. Например, в документе «Перспективы энергетической стратегии России на период до 2030 года», указано, что к 2030 году РФ намерена добывать на до 30 млн тонн «арктической» нефти и 130 млрд кубов «арктического» газа [5]. Выполнение намеченной программы возможно только путем создания надежной морской инфраструктуры, основным объектом которой являются морские нефтегазопроводы (НГП) и продуктопроводы (ПП).

Освоение нефтяных и газовых месторождений, по сравнению с освоением месторождений на суше, имеют свою специфику, которая, в соответствии с [6], обусловлена не только особыми климатическими условиями и удаленностью месторождений от существующей инфраструктуры,

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	10	107
Консульт.						ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

влияющими на сезонность строительных работ, но особыми требованиями промышленной и экологической безопасности. Поэтому, исходя из выше изложенного, все работы, направленные на решение указанных задач, обеспечивающих надежность трубопроводных систем для шельфовой зоны с низкими температурами окружающей среды, являются *актуальными*.

*Целью* данной работы является определение влияния постоянно действующих и кратковременных нагрузок на прочность и устойчивость участка морского газопровода.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие *задачи*:

- проведение литературного обзора по тематике ВКР;
- характеристика объекта исследования;
- анализ нормативно-технической документации по сооружению морских трубопроводов;
- теоретические основы технологических расчетов морских трубопроводов для обеспечения безопасных условий эксплуатации;
- расчет параметров надежности и устойчивости для выбранного участка морского газопровода;
- определение влияния стационарных и нестационарных нагрузок на участок морского газопровода;
- выявление опасных и вредных производственных факторов, возникающих при работе на трубоукладочном судне при прокладке морского трубопровода, а также мероприятий с помощью, которых возможно устранить эти факторы.

*Объект исследования:* морской газопровод «Северный поток – 2».

*Предмет исследования:* участок трубопровода, расположенный в экономической зоне Швеции рядом с островом Готланд.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

# 1 Обзор литературы

## 1.1 Перспективы развития современных морских проектов

Освоение и добыча углеводородов на морском шельфе в Мировом океане имеют уже довольно длительную историю. В настоящее время на акватории шельфа добывается примерно 35% от общемирового объема добычи углеводородных ресурсов (УР). Динамика роста нефтедобычи в море в настоящее время более чем в 5 раз превышает динамику роста добычи на суше. В соответствии с данными [7] к 2020 г. в мире ожидается прирост морской добычи углеводородов до 65%.

Для современной экономики России проблема освоения УР континентального шельфа имеет возрастающее значение, что обусловлено ее территориальными особенностями и большими площадями шельфовой зоны, связано с уникальными природно-климатическими условиями и наличием огромных объемов разведанных запасов нефти, газа и газовых гидратов.

К таким территориям относится территория арктического шельфа. Арктика приобретает все большее значение в силу геополитических, оборонных, экономических и социальных факторов. Но следует отметить, что данный район относится к районам с осложненными природными, геологическими условиями. К этому региону предъявляются повышенные экологические требования.

Исходя из данных [8], площадь континентального шельфа РФ более 6 млн км<sup>2</sup>, в том числе из них около 2/3 территории является перспективными районами по добыче нефти и природного газа. Так, по данным Министерства природных ресурсов России, на Баренцево и Карское моря приходится 80%

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	12	107
Консульт.						ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

ресурсов УВ от континентального шельфа России. Начальные извлекаемые ресурсы УВ на шельфе России оцениваются в диапазоне от 90 до 100 млрд т условного топлива, в том числе 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м<sup>3</sup> газа. Это, согласно [8], около 20-25% от общего объема мировых ресурсов углеводородов.

На рисунке 1.1 представлены данные о шельфовой добыче УВ в России.



Рисунок 1.1 – Шельфовая добыча углеводородов в России [9]

Рассмотрим историю развития строительства морских трубопроводов (МТП). Развитие добычи нефти и газа на многих морях привело к необходимости строительства МТП различного назначения.

В нашей стране ведутся крупномасштабные работы по сооружению МТП. Были реализованы крупные проекты сооружения морских газопроводов, которые сейчас активно поставляют природный газ и нефть как в пределах РФ, так и в зарубежные страны. Краткое описание некоторых проектов морских трубопроводов приводим в приложении А.

## 1.2 Особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов

Освоение нефтяных и газовых месторождений, по сравнению с освоением месторождений на суше, имеют свою специфику, связанную с: особыми климатическими условиями; сезонностью проведения работ при строительстве; 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 также требуют привлечения другой техники по сравнению с подземным или наземным способом прокладки, привлечения высококвалифицированных специалистов для формирования команды на основе опыта международной деятельности в указанной сфере [17].

В соответствии с данными [18], специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с многообразием природных условий морского шельфа. К таким особенностям относят следующие факторы:

### 1. Рельеф дна

Если участок дна, по которому прокладывается МТП, имеет неровности, то над впадинами образуются пролёты, которые могут прогнуться под своим весом, что приводит к деформации или разрушению. Также могут возникать интенсивные вибрации в пролетах под влиянием донных течений. Для прекращения таких явлений перед укладкой МТП проводят выравнивание дна. Также применяют донные настилы, отсыпку каменных берм, установку подпорок.

### 2. Механические свойства грунта

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Если несущая способность грунта слабая, МТП может заглубиться в него так, что осуществление инспекций, технического обслуживания и предполагаемых врезок будет затруднено или невозможно. Но, если взглянуть на ситуацию под другим углом, в скалистом морском дне тяжело прокладывать траншею для укладки МТП, а так же оно может повредить внешнее покрытие трубы. На рисунке 1.2 представлены варианты заглубления трубопровода в зависимости от свойств грунта.

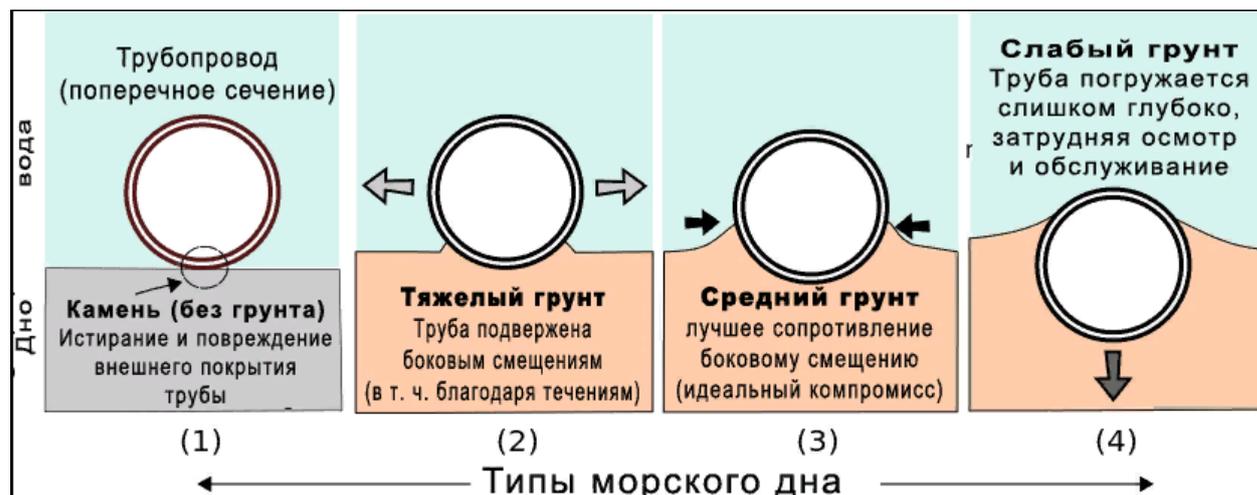


Рисунок 1.2 – Сценарии взаимодействия между МТП и морским дном

### 3. Динамика рельефа дна

Песчаные волны и мегарифели со временем дрейфуют, так что МТП, уложенный на гребне песчаной волны, через некоторое время может переместиться во впадину. Изменение этих объектов сложно предугадать, поэтому лучше обходить такие области.

### 4. Подводные оползни

Опри появляются на крутых склонах. Могут быть вызваны землетрясениями, либо являться результатом высоких скоростей седиментации. Сдвиг грунта, вызванный оползнем, может привести к разрушению трубы.

### 5. Течения и волны

Сильные течения и волны препятствуют прокладке трубопровода.

## 6. Ледовая экзарация

В замерзающих водах на мелководье часто наблюдаются дрейфующие льды. При перемещении они выпахивают дно, и могут повредить уложенный на дно или заглубленный неглубоко под дно МТП. Также опасным для трубопровода может быть такое явление, как штрудель - хлынувшая в него вода может вымыть почву из-под трубы, создавая тем самым свободный пролёт. На таких участках трубопровод нужно укладывать в достаточно глубокие закрытые траншеи.

Помимо природных факторов существуют и техногенные факторы (таблица 1.1), которые стоит учитывать при проектировании и строительстве морских трубопроводов.

*Таблица 1.1 – Техногенные факторы, влияющие на прокладку МТП[19]*

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

Фактор	Описание
Другие МТП	требуется применение специальных конструкций в месте пересечения проектируемого трубопровода с существующим для предотвращения их контакта, либо неблагоприятных гидродинамических эффектов. Их 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 МТП, особенно вблизи гаваней;
Военные аспекты	в некоторых районах морского дна находятся морские мины и прочие боеприпасы, оставшиеся там после произошедших ранее боевых действий; 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 МТП необходимо проанализировать условия района проектирования, выбрать и обосновать основные конструктивные параметры трубопровода, такие как диаметр, толщина стенки и материал трубы, определить нагрузки и воздействия морской среды на его защиту от морской коррозии и другие эксплуатационные характеристики.

Диаметр трубы МТП, как правило, находится в пределах от 76 мм до 1800 мм. Толщина стенок находится в диапазоне от 10 мм до 75 мм. Материал - сталь, одним из основных критериев отбора является хорошая свариваемость. Трубы обычно защищают специальными покрытиями от внешней коррозии, такими как битумная мастика, эпоксидная смола, полиуретан и полиэтилен.

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		17

Дополнительно используется протекторная защита. Бетонное или стекловолоконное покрытие приводит дополнительную защиту от абразивного износа. Бетонное покрытие является также устройством для обеспечения отрицательной плавучести МТП в морской воде [18-21].

При проектировании и строительстве надежность и безопасность МТП 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. Иначе говоря, стоит обеспечить их стабильное положение. В таблице 1.2 отражены следующие методы стабилизации положения МТП.

*Таблица 1.2 – Методы стабилизации положения МТП[22]*

<b>Метод</b>	<b>Сущность</b>
Закрытые траншеи	Для защиты трубопровода от якорей, тралов, течений и плавучих льдов его погружают в траншею, после чего её закапывают. Траншея может быть выкопана до укладки в неё трубы, либо после укладки. Засыпают траншеи либо щебёнкой со специальных судов, либо грунтом, вынутым при прокладке траншеи. Существенным недостатком укладки трубопровода в закрытую траншею является затруднение внешнего осмотра труб и определения места утечки.
Маты	Маты могут быть проложены как под трубопроводом, так и над ним, в зависимости от грунта. Маты способствуют накоплению песка, подобно морским водорослям. Их используют для предотвращения вымывания грунта. Бетонные маты применяются для удержания трубопровода на месте и уменьшения вымывания. Как правило, изготовлены из большого количества блоков, соединённых между собой стальной сеткой. Комбинированные маты - бетонные маты с прикреплёнными сверху матами.
Грунтовые анкеры	На трубопровод надеваются специальные хомуты, притягивающие его ко дну посредством винтовых анкеров.
Утяжелители	Применяются охватывающие утяжелители, изготавливаемые из чугуна либо железобетона. Кроме этого, сами трубы часто монтируются в "бетонной рубашке", которая является утяжелителем трубы для фиксации ее положения
Мешки с балластом	Мешки с песчано-цементной смесью либо щебнем могут быть уложены как под трубопроводам, так и по его сторонам для обеспечения вертикальной либо боковой поддержки.
Насыпка щебня	Для уменьшения размыва и удержания от бокового сдвига некоторые участки трубопровода могут быть засыпаны гравием.

### 1.2.1 Нормативно-правовое обеспечение при проектировании, строительстве и эксплуатации МТП

По итогам анализа действующей нормативно-правовой базы в части требований федеральных органов власти и надзорных органов к организации и производству работ по обследованию, эксплуатации и ремонту МТП, можно отметить некоторые моменты.

СП 36.13330.2012 [22] регулирует переходы магистральных трубопроводов через естественные препятствия. При этом только в общих чертах повествуется, что подводные переходы стоит проектировать на основании данных гидрологических и инженерно-геологических изысканий. Проектная отметка верха забалластированного трубопровода должна быть на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок для водоема.

В какой-то мере МТП являются гидротехническими сооружениями, поэтому некоторые правила, оговоренные в СНиП 2.06.01-86 [23], могут быть использованы и для трубопроводов. СП 38.13330.2012 [24] помогает найти нагрузку от волн на лежащие на дне трубопроводы или стояки. Кроме строительных норм и правил были созданы другие нормативные документы.

Российские правила по проектированию и строительству МПТ (РД 412-81) [25] регулируют величину заглубления трубопроводов в определенных пределах: «не менее 1 м на всем участке трубопровода и не менее 2 м в береговой зоне. В районах, в которых возможно вспахивание льдом донного грунта, трубопровод должен быть заглублен на величину, превышающую возможную глубину проникновения льда в грунт». Требования ВСН 51-9-86 [26] предъявляют более жесткие рамки: «трубопровод должен быть заглублен на 1 м ниже глубины возможного проникновения льда в грунт».

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19

На практике, например, в проекте «Сахалин-2» [27], применяются специально разработанные технические условия, но их несовершенство весьма очевидно, и их использование служит одной из причин заминки начала строительства.

Помимо этого, для транспорта природного газа с п-ва Ямал в промышленно-развитый центр России и далее в страны Западной Европы был разработан проект газотранспортной системы магистральных газопроводов Ямал-Европа с пересечением трассы через Байдарацкую губу Карского моря. В этом проекте было предусмотрено строительство восьми параллельных ниток (с учетом резервных) диаметром 1220 мм и рабочим давлением 7,4 МПа, протяженностью около 67 км с максимальной глубиной моря 23 м.

При решении такой задачи перехода через Байдарацкую губу был наработан весьма ценный опыт проектирования МТП и определены требования к созданию и освоению новых технологий и технических средств строительства и эксплуатации МТП для предстоящего освоения шельфа арктических морей. Это значит, что в настоящее время существуют необходимые предпосылки для результативного управления временными, материальными, трудовыми и финансовыми затратами по проектам, а также их качеством, что требует координации во времени и пространстве проектных технико-экономических параметров, представленных в систематизированном виде на рисунке 1.3.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



*Рисунок 1.3 – Блок-схема предварительных расчетов проектных параметров МТП*

В данное время проходит улучшение всей существующей нормативной базы строительства путем актуализации СНиП и ГОСТ, внедрения стандартов Европейского союза, а также создание единой нормативной базы Таможенного союза России, Белоруссии и Казахстана и ЕврАзЭС.

Правовой базой эксплуатации МТП являются Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г. и постановление Правительства РФ от 19.01.2000 г. № 44.

В соответствии с данными документами система эксплуатации МТП должна образовываться и работать с соблюдением требований, предусмотренных водным законодательством, и в порядке, разработанном Правительством РФ, а также на основе действующей в РФ нормативно-технической документации (НТД), внутренней нормативной документации ЭО (филиала ЭО), а также признанных в РФ международных стандартов.

В РФ в области проектирования, строительства и эксплуатации МТП применяются нормативные документы, указанные в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Нормативные документы МТП, действующие в РФ

Международные документы	Документ ЕЭК ООН «Руководящие принципы и надлежащая практика обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов»
	ИСО 13623-2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы транспортировки по трубопроводам»
	ИСО 5623 «Нефтяная и газовая промышленность. Трубопроводные системы транспортировки»
	ИСО 21809 «Наружные покрытия для заглубленных или подводных трубопроводов, используемых в трубопроводных транспортных системах»
	ИСО 12944-6 «Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем»
	ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования
	ASME B31.4-2006 «Трубопроводные системы для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей»
	ASME B31.8-2003 «Система трубопроводов газа и газораспределение»
	CAN-Z183-M86 «Системы нефтегазопроводов»
Ведомственные документы	ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода
	Концепция технического регулирования в ПАО «Газпром» (утверждена приказом ПАО «Газпром» от 17.09.2009 №302)
	СТО ГАЗПРОМ 2-3-7-050-2006 (DNV-OS-F101) Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы (утверждена приказом ПАО «Газпром» от 30.01.2006)
	СТО ГАЗПРОМ 2-3-5-454-2010 Стандарт организации. Правила эксплуатации магистральных газопроводов (утверждена приказом ПАО «Газпром» от 30.01.2006)
	Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов

На практике обширно эксплуатируются международные стандарты:

- ISO 13623, ISO 13628, ISO 14723-2003;
- ASME B31.4;
- стандарты DNV, включая Правила планирования и выполнения морских операций;
- стандарты CAN/CSA-S475-93 (Канадская ассоциация стандартизации).  
Морские операции. Морские сооружения;

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

– Германский Ллойд. Правила классификации и постройки. III. Морская техника. Кроме указанных в таблице, имеется около 70 других нормативных документов, имеющих отношение к различным аспектам жизненного цикла МТП.

Важнейшим действующим на государственном уровне документом является ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.[28] ГОСТ является переводом с английского на русский норвежского стандарта DNV-OS-F101-2000, 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, определяющим функциональные требования для морских трубопроводов.

Также стоит обратить внимание на то, что выборочное применение международных требований не всегда возможно по причине разнородности подходов в России и за рубежом к регулированию безопасности на одних и также объектах.

Наиболее полные нормы и правила разработаны для трубопроводов, прокладываемых в Северном море, Мексиканском заливе, на побережьях Японии и Австралии. Это связано с тем, что наибольшее число морских трубопроводов проложено в Северном море и Мексиканском заливе, где и выполнялись основные работы по заглоблению трубопроводов.

Проектирование может быть разбито на последовательные этапы:

– предварительное проектирование трубопровода с учетом всех технологических требований и минимальной стоимости;

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- рассмотрение опасных воздействий, которым может подвергнуться проектируемое сооружение;
- анализ вероятности повреждения трубопровода в сопоставлении с возможным ущербом, включая загрязнение окружающей среды;
- пересмотр предварительного проекта, если соответствующие решения по укладке окажутся недостаточными;
- определение требований по укладке и способов укладки, отвечающих конечным результатам анализа повреждений, проведенного по специальным критериям;
- изучение возможности самопроизвольного заглубления трубы, если требуемый слой грунта не менее 0,2 м;
- анализ естественной засыпки в случае, если потребуется рытье траншеи.

Во многих случаях требования по заглублению морских трубопроводов рассматриваются законодательными организациями в каждом отдельном случае. Решение принимается на основании детального рассмотрения возможных воздействий на трубопровод, которые могут вызвать его повреждение. При этом учитывается, в какой степени заглубление трубопровода должно уменьшить опасность его повреждения[8].

За рубежом установлено достаточно жесткое регулирование эксплуатации МТП. Основные документы из числа общепризнанных международных стандартов (изданных в США, Великобритании, Норвегии, Нидерландах и т.д.), указаны в таблице 1.4. В Европе регулирование эксплуатации морских газопроводов реализуются в форме Директив Европейского Союза, которые утверждаются членами Европейского Союза.

При этом широко используется метод ссылок на действующие специальные нормативные документы по магистральному морскому трубопроводному транспорту, получившие положительную оценку по

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

результатам длительного применения (примерно 20 стандартов серии ISO, стандарты США, Норвегии, Канады и др.), такие как:

- 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 стандарты компании Det Norske Veritas (DNV). В частности, на их основе создан морской участок СЕГ и проектируется газопровод со Штокмановского ГКМ.

### 1.2.2 Основные этапы строительства МТП

В научной литературе [29-31], научных трудах [32] подвергаются рассмотрению вопросы проектирования и технологии строительства МТП. Каждый проект строительства МТП уникален в части конструкторских решений, условий прокладки и выбранной схемы производства строительных операций.

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В работе Лаврентьевой А.Н. [33] при рассмотрении модели сооружения МТП было совершено обобщение используемых в практике методов и технологий производства работ и построены технологические схемы работы строительных потоков для каждого из методов. На их основе разработана модель сооружения МТП в виде организационной модели функционирования технологических процессов применительно к пересечению береговой линии, укладке плети трубопровода на мелководном и глубоководном участках. Строительно-монтажные работы к строительству и разворачиванию работ, работы основного периода, связанные с монтажом и укладкой трубопровода, и работы завершающего периода [29].

Основные этапы работ подготовительного, основного и завершающего периода отражены в таблице 1.4.

*Таблица 1.4 – Состав работ подготовительного, основного и завершающего периода*

<b>Период</b>	<b>Состав работ</b>
Подготовительный	<ul style="list-style-type: none"> <li>– возведение временных вспомогательных объектов инфраструктуры,</li> <li>– организация площадки для изготовления, наращивания и спуска длинномерных плетей, доставка на площадку труб, оборудования, расходных материалов,</li> <li>– мобилизация флота,</li> <li>– изготовление и проверка оснастки для транспортировки и укладки плетей,</li> <li>– испытание устройств позиционирования <u>плавсредств</u>, обеспечивающих укладку и заглубление трубопровода,</li> <li>– исследование дна.</li> </ul>
Основной	<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка береговой части траншеи,</li> <li>– разработка подводной траншеи,</li> <li>– изготовление длинномерных секций из одиночных труб,</li> <li>– исследование дна траншеи,</li> <li>– укладка трубопровода,</li> <li>– засыпка трубопровода.</li> </ul>
Завершающий	<ul style="list-style-type: none"> <li>– работы по испытанию трубопровода,</li> <li>– пусконаладочные работы.</li> </ul>

Строительный поток является технологическим процессом, под которым имеется в виду технический способ выполнения работ с использованием определенных методов производства работ. Строительство морского трубопровода по методам производств работ принято делить на три участка: участок пересечения береговой линии; мелководный участок и глубоководный участок.

Практика строительства морского трубопровода показывает, что к методам пересечения береговой линии причисляются:

- укладка трубопровода в открытую траншею на участке пересечения береговой линии и в мелководной зоне методом протаскивания (буксировки) трубопровода по дну или методом погружения трубопровода с поверхности водоема (буксировка на поверхности) с помощью буев, понтонов и других вспомогательных плавсредств,
- бестраншейные методы пересечения береговой линии: метод наклонно-направленного бурения (ННБ) и метод микротоннелирования.

К самому частому методу строительства морского трубопровода на глубоководном участке причисляется J- метод укладки трубопроводов, а на мелководном S – метод. Данные методы относятся к методам укладки с ТУС. Также существует прокладка трубопровода методом сматывания его с барабана, расположенного на ТУС.

В зависимости от технологических операций укладки плети в открытую траншею при пересечении береговой линии выделяют три организационно-технологические схемы выполнения работ [30, 34]:

- 1) монтаж трубопровода на ТУС в море и протаскивание его на берег, используя лебедки ТУС и обратный блок, расположенный на берегу;
- 2) монтаж трубопровода на ТУС в море и протаскивание его на берег при помощи лебедок, которые установлены на берегу;

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3) монтаж трубопровода на берегу и протаскивание с берега в море, используя лебедки ТУС.

Строительные потоки при укладке трубопровода в открытую траншею на участке пересечения береговой линии и в прибрежной (мелководной) зоне методом протаскивания(буксировки) трубопровода изобразим в виде шести основных потоков, отображенных на рисунке 1.3.

<b>Метод протаскивания(буксировки) трубопровода в прибрежной (мелководной) зоне</b>	
<b>Поток 1</b>	земляные работы по разработке береговой части траншеи и подводной до проектных отметок, устройство спусковой дорожки
<b>Поток 2</b>	сварка обетонированных труб с заводской изоляцией на берегу
<b>Поток 3</b>	изоляция сварных швов на берегу
<b>Поток 4</b>	балластировка путем установки в места стыков грузов (бетонных полуколец и др.) на берегу
<b>Поток 5</b>	укладка трубопровода – подача плетей на спусковые дорожки трубоукладчиками, оснащение трубопровода оголовком, блоком, понтонами, проверка готовности подводной траншеи, установка и закрепление тяговых средств, прокладка тяговых тросов с закреплением их на оголовке трубопровода; протаскивание в зоне пересечения берега и придонной зоне тяговыми лебедками, установленными на ТУС, контроль положения уложенного трубопровода и проверка соответствия его проекту
<b>Поток 6</b>	земляные работы – засыпка трубопровода

*Рисунок 1.3 – Порядок действий при прокладке МТП методом протаскивания*

Если процесс протаскивания по дну требуется остановить по каким-либо причинам, для предупреждения присоса трубопровода его следует протаскивать на участки 5-6 м.

Возможные строительные потоки при укладке трубопровода в открытую траншею на участке пересечения береговой линии и в прибрежной (мелководной) зоне при использовании метода погружения трубопровода с поверхности водоема (буксировка на поверхности) указаны на рисунке 1.4.

**Метод погружения трубопровода с поверхности водоема (буксировка на поверхности) в прибрежной (мелководной) зоне**

**Поток 1**

земляные работы по разработке береговой части траншеи и подводной до проектных отметок, устройство спусковой дорожки

**Поток 2**

сварка обетонированных труб с заводской изоляцией на берегу

**Поток 3**

изоляция сварных швов на берегу

**Поток 4**

балластировка (футеровка) труб без бетонного покрытия, оснащение плети разгружающими понтонами

**Поток 5**

укладка трубопровода в створ подводной траншеи – крепление трубы тросами-оттяжками от лебедок, необходимые для удерживания трубы в створе, и тяговыми тросами для протаскивания, подача плетей на спусковые дорожки ТУС, спуск трубы по береговой спусковой дорожке или с помощью ТУС или спуск плетей на воду с опор, оборудованных подъемными устройствами, протаскивание в зоне пересечения берега и придонной зоне тяговыми лебедками, установленными на ТУС, погружение на дно плети путем отстропки понтонов и доставка их на берег путем перемещения плавучих опор.

**Поток 6**

земляные работы – засыпка трубопровода

*Рисунок 1.4 – Порядок действий при прокладке МТП методом погружения*

В случае использования монтажа трубопровода на ТУС в море строительные потоки на участке пересечения береговой линии будут отличаться от ранее описанных потоков: 1) направлением движения потоков с моря на берег, а не с берега в море, 2) использованием лебедок ТУС и обратного блока на берегу или лебедками на берегу вместо применения только лебедок ТУС.

Строительные потоки на участке пересечения береговой линии, выполняемые бестраншейными методами, по функциональным характеристикам схожи, поэтому для них приведем один вариант строительных потоков, отображенных на рисунке 1.5.

**Метод ННБ или микротуннелирования в прибрежной (мелководной) зоне**

**Поток 1**

бурение по заданному расчетному профилю пионерной скважины

**Поток 2**

последовательное расширение скважины до требуемого диаметра набором расширителей

**Поток 3**

перемещение разработанного грунта с водой (или бентонитовым раствором) на поверхность на место начала бурения

**Поток 4**

протаскивание трубопровода, смонтированного на берегу, через рабочую скважину

*Рисунок 1.5 – Порядок действий при прокладке МТП методом ННБ или микротоннелированием*

В практике строительства МТП часто применяют метод укладки трубопроводов с ТУС. Разберем возможные строительные потоки на мелководном участке при использовании S - метода укладки трубопроводов с ТУС [30, 34, 35]. Представим их в виде схемы на рисунке 1.6.

## S - метод укладки трубопроводов с ТУС на мелководном участке

<b>Поток 1</b>	доставка труб с берега на ТУС - погрузка изолированных, обетонированных труб с берега на транспортное судно, доставка труб к ТУС, перегрузка труб на ТУС, входной контроль труб
<b>Поток 2</b>	установка ТУС на начальную точку строительства с помощью систем динамического позиционирования или систем якорного позиционирования (средства безъякорного удержания ТУС)
<b>Поток 3</b>	сварка труб в нитку на палубе ТУС - чистка кромок труб и задание геометрически правильной кромки под сварной шов, установка труб на первый сварочный пост, установка внутреннего центрирующего зажима и закрепление автоматических сварочных агрегатов, процесс сварки, перемещение на второй сварочный пост
<b>Поток 4</b>	продвижение судна для перемещения трубы на второй сварочный пост. Передвижение судна по трассе с помощью якорной системы, якоря которой переключаются вспомогательными буксирами или системой динамического позиционирования
<b>ПЗ (второй сварочный пост)</b>	создание дополнительных проходов, заполняющих разделку, перемещение на третий сварочный стык, проведение неразрушающего контроля
<b>Поток 4</b>	передвижение судна после принятия стыка и перемещение стыка на участок нанесения изоляционного покрытия
<b>Поток 5</b>	нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки на палубе ТУС, контроль изоляции
<b>Поток 6</b>	установка протекторов на палубе ТУС
<b>Поток 4</b>	продвижение судна
<b>Поток 7</b>	укладка трубопровода: спуск в море по роликовым опорам, которые находятся на палубе ТУС в зоне выполнения потоков 3-5, укладка плети по проектным отметкам, которая осуществляется с помощью приборов контроля и систем управления трассы. Спуск осуществляется без применения стрингеров на небольших глубинах непосредственно с криволинейного спускового устройства или с применением стингеров
<b>Поток 8</b>	земляные работы - засыпка трубопровода

*Рисунок 1.6 – Порядок действий при прокладке МТП на мелководном участке при использовании S - метода*

Потоки ПЗ- П6 продолжают повторяться до этапа окончания работ на глубоководном участке.

В случае модификации технологии строительного потока П6 в части спуска плети с ТУС в море переменяются технологические операции в потоках ПЗ-П5, но их виды сохраняются. При спуске плети с ТУС с применением наклонных спусковых рампы, позволяющих изменять угол схода трубопровода

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

с судна в больших границах, строительные потоки ПЗ-П5, где происходит наращивание трубопровода, осуществляются с помощью кранов, установленных на ТУС, а сварка стыка новой секции с опущенным в море трубопроводом производится на рампе.

На глубоководном участке используется J – метод укладки с вертикальным способом опускания трубы с помощью кранов, установленных на ТУС. Строительные потоки в J – методе [30,34,35] представлены на рисунке 1.7.

### J - метод укладки трубопроводов с ТУС на глубоководном участке

<b>Поток 1</b>	доставка труб с берега на ТУС - погрузка изолированных, обетонированных труб с берега на транспортное судно, доставка труб к ТУС, перегрузка труб на ТУС, входной контроль труб
<b>Поток 2</b>	установка ТУС на начальную точку строительства с помощью систем динамического позиционирования или систем якорного позиционирования (средства безъякорного удержания ТУС)
<b>Поток 3</b>	сварка труб в нитку на палубе ТУС - чистка кромок труб и задание геометрически правильной кромки под сварной шов, установка труб на первый сварочный пост, установка внутреннего центрирующего зажима и закрепление автоматических сварочных агрегатов, процесс сварки, перемещение на второй сварочный пост
<b>Поток 4</b>	продвижение судна для перемещения трубы на второй сварочный пост. Передвижение судна по трассе с помощью якорной системы, якоря которой перекадываются вспомогательными буксирами или системой динамического позиционирования
<b>ПЗ (второй сварочный пост)</b>	создание дополнительных проходов, заполняющих разделку, перемещение на третий сварочный стык, проведение неразрушающего контроля
<b>Поток 4</b>	передвижение судна после принятия стыка и перемещение стыка на участок нанесения изоляционного покрытия
<b>Поток 5</b>	нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки на палубе ТУС, контроль изоляции
<b>Поток 6</b>	установка протекторов на палубе ТУС
<b>Поток 4</b>	продвижение судна
<b>Поток 7</b>	подача плети трубопровода на загрузочную стрелу и подъем плети на вертикальную установку J-образной укладки
<b>Поток 3</b>	сварка трубопровода, проведение неразрушающего контроля
<b>Поток 5</b>	нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки на палубе ТУС, контроль изоляции
<b>Поток 6</b>	опускание плети трубопровода через установку с помощью устройств натяжения труб или опорной рамы
<b>Поток 8</b>	земляные работы – засыпка трубопровода

*Рисунок 1.7 – Порядок действий при прокладке МТП на глубоководном участке при использовании J - метода*

После окончания укладки плети трубопровода методом протаскивания на участке пересечения береговой линии и укладки не менее 1 км трубопровода с помощью ТУС на мелководном участке возможно выполнение работ по стыковке трубопровода данных участков. Разберем возможные строительные потоки при стыковке участков трубопровода, уложенных с помощью ТУС и методом протаскивания. Они представлены на рисунке 1.8.

<b>Стыковка участков трубопровода, уложенных с помощью суден и методом протаскивания</b>	
<b>Поток 1</b>	установка монтажной платформы, оборудованной грузоподъемными кранами, плавкранов и иной техники на точку стыковки трубопровода
<b>Поток 2</b>	подъем концов стыкуемых участков с помощью кранов и разгружающих понтонов, установленных на концах участков трубопровода
<b>Поток 3</b>	закрепление трубопровода полухомутами на платформе, удаление оголовков
<b>Поток 4</b>	сварочные работы, неразрушающий контроль
<b>Поток 5</b>	изоляционные работы
<b>Поток 6</b>	спуск трубы на дно - укладка (погружение) состыкованного участка с помощью кранов на дно моря в разработанную траншею
<b>Поток 7</b>	засыпка трубопровода

*Рисунок 1.8 – Стыковка участков трубопровода, уложенных с помощью суден и методом протаскивания*

Стыковка трубопровода на мелководном и глубоководном участках проводится путем подводной сварки и включает следующие потоки работ (рисунок 1.9).

## Стыковка трубопровода на мелководном и глубоководном участках

<b>Поток 1</b>	исследование морского дна
<b>Поток 2</b>	исследование морского дна
<b>Поток 3</b>	установка надувных заглушек на торцах каждой секции трубопровода для изоляции сухой части камеры от воды в трубе
<b>Поток 4</b>	обработка кромок торцов секций труб
<b>Поток 5</b>	подъем и центровка секций перед началом сварки
<b>Поток 6</b>	сварка секций- соединение секций труб внутри подводной сварочной камеры, завершение сварки
<b>Поток 7</b>	подъем сварочного оборудования

*Рисунок 1.9 – Стыковка трубопровода на мелководном и глубоководном участках*

В результате анализа методов производства работ подготовительного, основного и завершающего периода в каждом из методов мной была составлена схема строительства морского трубопровода в виде наглядного изображения всех методов прокладки с учетом прибрежного, мелководного и глубоководного участков строительства (рисунок 1.10).

В верхней части отображены периоды строительства (1, 2, 3). Ниже представлены методы прокладки МТП, использующиеся для пересечения береговой линии и мелководных участков. Затем идут методы укладки с ТУС на мелководных и глубоководных участках. Между участками береговой, мелководной и глубоководной прокладки обозначены стыковочные соединения.

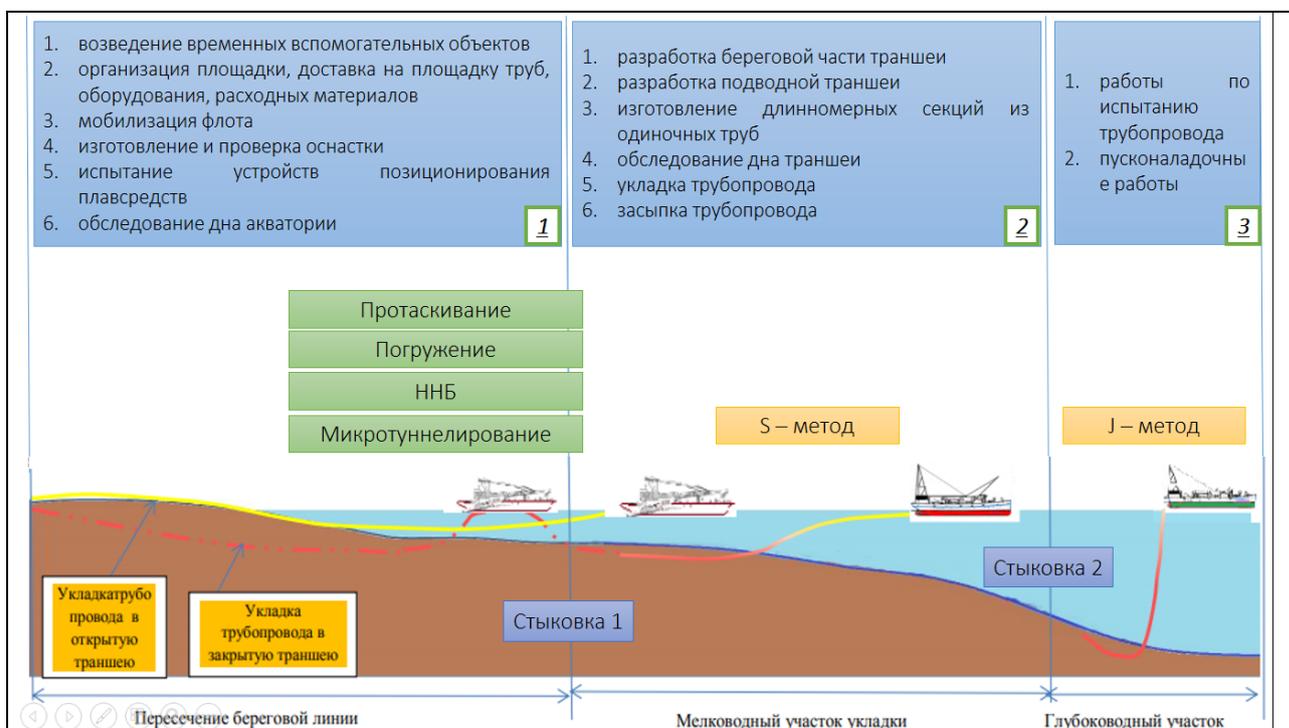


Рисунок 1.10 – Модель сооружения морского трубопровода

### 1.2.3 Общая характеристика оборудования для строительства МТП

Оборудование, используемое для прокладки МТП, условно можно разделить на четыре категории.

К первой категории относится строительный поток для выполнения земляных работ в море.

Трубопроводы, прокладываемые по морскому дну без заглубления, в большей степени подвержены воздействиям подводных течений и коррозии, чем заглубленные в грунт.

В настоящее время используют два основных метода заглубления подводных трубопроводов в грунт. Первый аналогичен наземному: морской трубопровод укладывают в заранее разработанную траншею, которую затем засыпают. Недостаток этого метода заключается в том, что земснаряды не могут быть применены при работе на глубинах более 20 м.

При втором способе трубопровод укладывают непосредственно на дно, а специально оборудованное судно следует вдоль этой трассы, размывая и отсасывая из-под него грунт при помощи мощных струйных насосов с

давлением около 100 кг/см<sup>2</sup>. Основным недостатком этого способа заключается в необходимости использования судов со сложным автоматизированным оборудованием, стоимость сооружения и эксплуатации которых высока из-за узкой области их применения [32].

В последнее время широкое применение получил взрывной метод, который позволяет образовывать траншеи протяженностью 1000—2000 м и глубиной около 2 м. Этот метод применяют самостоятельно и в сочетании с первым при разработке скальных и труднодоступных участков трассы. Окончательная доводка траншеи осуществляется грейферным земснарядом. Засыпка траншеи в этих случаях производится при помощи специального устройства, буксируемого по дну, грунтом, извлеченным на первом этапе работ.

Технология заглубления подводных трубопроводов, предварительно проложенных по дну водоема, включает в себя следующие операции:

- спуск рабочего органа или всего трубозаглубительного агрегата на трубопровод;
- предварительную установку агрегата на трубопроводе;
- пуск механизмов для разработки грунта и заглубления агрегата с его установкой в рабочее положение;
- пуск ходовых и грунторазрабатывающих механизмов агрегата и заглубление трубопровода;
- повторные (при необходимости) проходы агрегата с реверсированием направления его движения для заглубления трубопровода на требуемую величину;
- демонтаж трубозаглубителя с трубопровода и его подъем на базовое судно [29].

Одним из основных параметров, определяющих универсальность трубозаглубителя, возможную глубину работы и сложность его конструкции,

					Обзор литературы	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

является степень его автономности при работе. По этому параметру трубозаглубители можно подразделить на следующие классы:

1. Грунтозаборные устройства, конструктивно связанные с судном-носителем жесткой рамой, по которой производится подача рабочей жидкости или транспортировка разработанного грунта.

2. Грунтозаборные устройства, конструктивно не связанные с судном-носителем; спуск их на трубопровод производится с борта судна-носителя.

3. Автономные земснаряды с погружным гидро- или электроприводом рабочих устройств и движителей [31].

Земснаряды. Земснаряд фирмы «Sub Sea oil Services» — S.S.O.S. (Италия), также называемый S-23, общей длиной 17 м может работать на глубине до 60 м. Для транспортировки земснаряд может быть разобран на отдельные блоки, наибольший из которых весит 35 т.

Земснаряд S-23 оборудован средствами плавучести, благодаря которым его можно буксировать на место производства работ и погружать на дно путем заполнения водой балластных резервуаров. Отрицательную плавучесть земснаряда, который на воздухе весит 61 т, можно регулировать в пределах от 0 до 50 т.

Земснаряд S-23 объединяет свойства бульдозера и водолазного колокола. На понтоне, имеющем затопляемые продольные отсеки, смонтирована сферическая водолазная камера, из которой водолаз осуществляет контроль и управление производством подводно-технических работ. Внутри камеры поддерживают нормальное атмосферное давление. Механическую работу под водой и разработку траншеи вдоль трассы осуществляют фрезерным рыхлителем, который при помощи кронштейна закреплен на переднем конце понтона. Рыхлитель может перемещаться в вертикальном или горизонтальном направлении, обеспечивая глубину прорези от 0 до 2,4 м и ширину от 1,8 до 4,5 м. Фрезерный рыхлитель спроектирован для образования прорези с

					Обзор литературы	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

наклонными стенками в дне из мягкого грунта. Рабочая скорость движения снаряда составляет 128 м/ч, производительность по грунту в зависимости от его вида — до 250 м<sup>3</sup>/ч. Снаряд S-23 перемещают по дну при помощи двух лебедок и тяговых тросов, прикрепленных к якорям или сваям. Данный способ перемещения можно использовать при любом рельефе дна.

Снаряд S-23 обслуживает надводное судно, оснащенное генератором. Силовой кабель, магистраль воздухообеспечения и коммуникационный кабель, соединяющие S-23 с судном, скреплены вместе [34].

Для заглубления трубопроводов, предварительно проложенных по дну, итальянская компания «Sub Sea oil Services» разработала подводный земснаряд В-70. В отличие от S-23 для его установки не требуется обслуживающий персонал. Машину собирают на трубопроводе, лежащем на дне моря. При помощи затопляемых отсеков салазки машины устанавливают над трубопроводом таким образом, чтобы обеспечить возможность разработки под ним грунта посредством 4 фрезерных рыхлителей, расположенных под трубопроводом по обе стороны от его продольной оси. Разрабатываемый грунт удаляют по дополнительному трубопроводу с помощью сжатого воздуха. Разработке грунта способствуют водяные сопла, установленные вокруг рыхлителей. Компрессор расположен на борту вспомогательного судна, которое служит также для перемещения снаряда В-70 при помощи тягового троса и лебедки с гидравлическим приводом. Скорость перемещения над трубопроводом может достигать 30 м/ч.

Компанией «American Marine and Mashinery» (США) разработан земснаряд с поднимаемой домкратами рабочей платформой, предназначенный для работы в зоне прибоя. Земснаряд снабжен опорами высотой 9 м и может работать на глубинах до 6 м. Нижний корпус установлен на восьми тракторных колесах, обеспечивающих перемещение земснаряда вдоль разрабатываемого котлована без опускания платформы на домкратах.

					Обзор литературы	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Дизельный двигатель мощностью 500 л. с. приводит в движение установленный на палубе насос с трубопроводами диаметром 25 см.

Траншеекопатели. В ФРГ разработан подводный траншеекопатель, предназначенный для работы на глубинах до 4800 м. Траншеекопатель смонтирован на гусеничном ходу и связан шлангом с промежуточной подводной станцией, расположенной на глубине 48 м. Вынимаемый из траншеи грунт поступает в промежуточную станцию, а оттуда его перекачивают на вспомогательное надводное судно.

На ходовой части траншеекопателя установлена кабина управления контрольными приборами, системой освещения и телекамерой. К кабине присоединена стрела длиной 15 м с укрепленной на ней землесосной или режущей головкой. Поворачивая кабину, можно подготовить траншею шириной до 20 м. Подъем и опускание стрелы с землесосной головкой осуществляют гидравлическим приводом [37].

Внутри промежуточной станции, выполненной в виде вертикальной капсулы длиной 25 м, поддерживают атмосферное давление. Капсулу располагают таким образом, чтобы пульпа поступала только за счет перепада гидростатического напора. В промежуточной станции происходит разделение грунта и воды, которые затем подают на надводное судно.

В основании капсулы расположена балластная цистерна, при помощи которой капсулу можно поднимать и опускать на любую заданную глубину. С траншеекопателем капсула соединена силовыми кабелями и проводами системы управления. С надводным судном капсула связана трубопроводом для подачи разработанного грунта на поверхность и трубопроводами большого диаметра, обеспечивающими доступ в капсулу обслуживающего персонала, а также подачу необходимых материалов. По этим же трубопроводам проходят силовые кабели и коммуникации.

					Обзор литературы	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Платформы. Голландской фирмой «I. H.C.Holland» создан проект шагающей платформы, предназначенной для дноуглубительных работ в условиях, когда плавучий земснаряд не способен их выполнить из-за сильных волн и течений.

L-образный понтон имеет три опоры. Подъемная рама разрыхлителя прикреплена так, что может поворачиваться между двумя сторонами понтона. Поворот рамы производится с помощью лебедок или стальных канатов, а ее подъем и спуск — с помощью гидравлических цилиндров. Грунтовой насос установлен внутри рамы разрыхлителя. Понтон имеет машинное отделение, рабочее место для ремонта разрыхлителя, бункер, склад и жилые помещения.

Платформа предназначена для разработки грунта на максимальной глубине 25 м; ширина прорези грунта при одном проходе равна 41 м.

Устройство разрыхлителя рассчитано на большие напряжения, что позволяет эффективно разрабатывать грунт, состоящий из уплотненного песка, глины и скальных пород. В мягком грунте производительность можно увеличить установкой большого разрыхлителя [4].

Платформа перемещается при помощи трех двойных роторных свай. Максимальная скорость ее передвижения около 8,8 м/ч. Наибольшая длина L-образного понтона 30 м. Рама разрыхлителя в поднятом положении выступает на 22 м. Длина опоры 38 м. При глубине всасывания 25 м и проникании разрыхлителя на 2 м платформу можно поднять на 4 м выше уровня воды. Грунтовой насос и разрыхлитель приводятся в действие электродвигателем мощностью 500 л.с.

Буровзрывной метод. При разработке подводных траншей в скальных породах морского дна часто применяют буровзрывной метод. Однако в сложных условиях приливных течений и волнений моря не всегда возможно проведение буровых работ со специальных судов. В таких случаях приходится находить новые решения и создавать специальные технические средства.

					Обзор литературы	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

По заказу компании ARAMCO фирма DRENCO (ФРГ) предложила способ разработки скальной породы на дне моря при помощи буровзрывных работ и черпания.

С учетом неблагоприятных метеорологических условий в районе строительства была применена самоподнимающаяся платформа. Корпус платформы представляет собой сварную конструкцию, опирающуюся на 3 опоры решетчатого типа. На нижнем конце опоры смонтирован резервуар диаметром 5,5 м и высотой 3,0 м. Буровые станки установлены на двух вращающихся консолях длиной 38 м, представляющих собой спаренные балки коробчатого сечения. Опорой консолей служит стальная конструкция высотой 23 м с двумя поворотными мачтами. На этих мачтах установлено по два гидроцилиндра, обеспечивающих поворот консолей на 180°. Общий вес платформы, включая опоры, дополнительные устройства для буровых станков, консоли и надстройки, составляет около 770 т [28].

Буровой станок смонтирован на подвижной тележке с электрическим приводом. Тележка может перемещаться по всей длине консоли. Буровая колонна, состоящая из обсадной трубы, жестко соединенной с буровой тележкой и подвешенной внутри нее на тросе буровой штангой, проходит сквозь 1,5-метровую щель между коробчатыми балками. Буровая колонна имеет переменное сечение: в верхней части диаметр 550 мм, в средней — 380 мм. Нижняя часть длиной 3 м и диаметром 185 мм снабжена кольцевой буровой коронкой. Для дробления керна внутри обсадной трубы вращается тяжелая буровая штанга длиной 6 м и весом 1,8 т. Штанга, подвешенная на тросе, может передвигаться независимо от обсадной трубы. Трехступенчатая буровая коронка штанги в процессе бурения опережает обсадную трубу примерно на 20 см. Крутящий момент обсадной трубы передается на коронку штанги через три косых захвата.

					Обзор литературы	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

После достижения заданной глубины бурения буровую штангу поднимают и открывают загрузочный клапан в обсадной трубе. В освобожденную полость обсадной трубы опускается взрывной заряд весом 12,5 кг. После подъема обсадной трубы примерно на 4,5 м над уровнем дна приводят в действие электрический запал.

После взрыва буровой станок переводится в следующую позицию поворотом консоли или передвижением буровой тележки. Время бурения одного шпура в зависимости от глубины бурения и крепости породы составляет 10—15 мин. С одной позиции можно пробурить до 440 шпуров, что соответствует 2400 м<sup>2</sup> взрываемой поверхности.

Черпание раздробленной скальной породы производили землечерпалкой, подготовленной для работы на большой глубине при значительных нагрузках.

Подводный бульдозер. Японской компанией «Komatsu» разработан подводный бульдозер, который может успешно работать на глубинах до 60 м.

Бульдозер оснащен двигателем с турбонадувом модели «Komatsu S6D155». В отличие от двигателя стандартного исполнения были модифицированы вентилятор и воздухопровод, а также установлен воздушный компрессор, обслуживающий систему управления [25].

Большая мощность и тяжелый вес машины в целом обеспечивают высокую производительность разработки выемок с перемещением большого количества грунта.

Для предотвращения уноса перемещаемого грунта водой подводный бульдозер оснащен фартучным устройством для захвата и перемещения грунта. В корпусах силовой линии (гидротрансформатор, коробка передач, карданная передача и т. д.) предусмотрен регулировочный механизм, с помощью которого автоматически создают внутреннее давление, равное наружному давлению воды 0,3-0,45 кг/см<sup>2</sup> для защиты уплотнений и предупреждения попадания воды.

					Обзор литературы	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

### 1.2.4 Особенности эксплуатации МТП

Основной особенностью эксплуатации МТП является постоянная внешняя нагрузка от гидростатического давления. В этих условиях большое значение приобретает механическая способность трубы выдерживать внешнее давление при наличии изгибных деформаций, возникающих при укладке трубопровода на неровное морское дно. В данной ситуации стоит обратить внимание на некоторые факты:

- необходимо обеспечить повышенный запас прочности, так как доступность глубоководного ремонта в процессе эксплуатации усложнена условиями окружающей среды, да и затраты на ремонт намного выше, чем схожий показатель при строительстве, что связано с нуждой мобилизации ремонтного оборудования;
- в отличие от стадии строительства практически отсутствует возможность контроля за напряженно-деформированным состоянием трубопровода;
- переменное внутреннее давление зависит от режима эксплуатации [36].

Также необходимо уделять внимание свободным пролетам, образующимся на стадии строительства. Они могут изменять свою конфигурацию во время эксплуатации из-за ряда причин: геологические процессы на морском дне, изменение режимов эксплуатации.

Все нежелательные воздействия должны быть изучены еще на стадии проектирования. Проведение периодических контрольно-диагностических работ поможет контролировать в ходе эксплуатации МТП эти изменения.

Организации, эксплуатирующие МТП, изготавливают и публикуют инструкции по эксплуатации, осмотру и ремонту до ввода в действие МТП.

Для обнаружения утечки может понадобиться постоянный замер через равные промежутки времени количества транспортируемого продукта, а

					Обзор литературы	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

также замер температуры продукта в различных точках трубопроводной системы в различные интервалы времени.

Ремонтные и профилактические работы проводятся, опираясь на данные, полученной при периодических и специальных осмотрах трубопровода.

Периодичность и содержание осмотров зависит от данных факторов:

- тип осмотра;
- транспортируемый продукта;
- трасса трубопровода (интенсивность движения судов, глубина укладки);
- эксплуатация трубопроводной системы;
- условия монтажа трубопровода и стояка;
- степень возможности повреждения или степени изнашивания за счет коррозии, эрозии и т.п.

Эти осмотры производятся ежегодно, если нет необходимости их проведения чаще одного раза в год.

Наружный осмотр незаглубленного трубопровода производят для обнаружения дефектов на трубе, в системе электрохимической защиты или на утяжеляющем покрытии (анкерах). Для обнаружения вмятин на трубопроводе используют калибры. Если расположение трубопровода делает невозможным осмотр, то замеры определяют внутренними приборами типа ерша. При этом все механические соединения, изогнутые участки проектируются таким образом, чтобы был возможен запуск и прием ерша [37].

Подвергаются испытанию и периодически контролируются приборы для снижения давления, выпускные клапаны, автоматические отсекающие клапаны и другие предохранительные элементы.

Если после приемки трубопровода при установленных условиях ухудшается безопасность, прочность и стабильность трубопровода из-за его деформации, то совершают специальный внеочередное обследование трубопровода. При необходимости ремонтные работы производят по

					Обзор литературы	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

правилам для вновь сооруженных трубопроводов. После окончания ремонтных работ необходимо провести испытания под давлением.

Трубопровод принимают в эксплуатацию после завершения всех работ, предусмотренных проектом, в том числе средства электрохимической защиты, технологической связи, устройств контроля автоматики и телемеханики.

### **1.2.5 Общая характеристика оборудования для контроля состояния МТП**

Инспекция газопровода – неотъемлемая часть системы контроля целостности. Составной частью технического обслуживания газопровода является внешний визуальный осмотр с помощью дистанционно управляемого аппарата (ROV), спускаемого с судна. ROV снабжены датчиками и камерами для передачи изображения со дна на исследовательское судно и устройствами для инструментальной проверки труб [38].

Определяемые при обследовании параметры подводного трубопровода [39]:

1. Отклонения геометрии трубы (гофры, вмятины, выпуклости, радиусы поворотов);
2. Фактическое пространственное положение подводного трубопровода/перехода;
3. Наличие оголенных участков трубы;
4. Внутренний профиль трубы;
5. Толщина стенки трубы и коррозионные повреждения;
6. Изображение внутренней поверхности трубы.

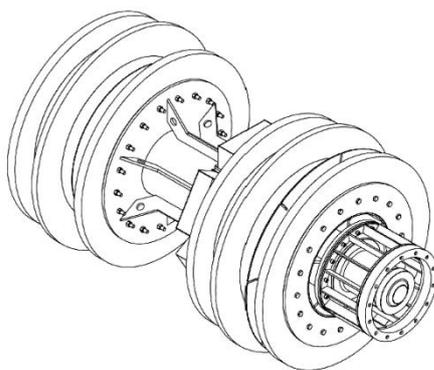
Механическая целостность газопровода подтверждается с помощью внутренней инспекции. Для проведения внутренней инспекции используются «интеллектуальные» поршни (PIG - Pipeline Inspection Gauge), которые запускаются в трубопровод и перемещаются с потоком транспортируемого флюида [38]. Оборудование, которым оснащены поршни, способны выявлять малейшие изменения в состоянии трубопровода, подтверждать отсутствие

					Обзор литературы	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

механических повреждений и коррозии, а также определять географические координаты для проверки смещения газопровода относительно проектного первоначального положения.

Представим пример поршня, применяемого для газопровода «Северный поток». Все применяемые для внутренней инспекции поршни произведены компанией ROSEN Group специально для газопровода «Северный поток» [40]. Для подтверждения функциональности и технических характеристик устройства прошли испытания в тестовом трубопроводе с неровностями на металлических стенках труб и в бетонном покрытии, а также пневматические испытания.

В ходе инспекции используются три разных устройства: калибровочное (рисунок 1.11), очистное и диагностическое. Они выявляют места потенциального возникновения коррозии и износа металла, а также измеряют изгибы газопровода с помощью встроенного инерциального измерительного модуля.



*Рисунок 1.11 – Калибровочный поршень с пластиной для труб  
диаметром 48 дюймов*

Основной контроль выполняется так называемым комбинированным «интеллектуальным» устройством (рисунок 1.12), которое оснащено датчиками, выполняющими различные функции контроля механической целостности газопровода. Устройство непрерывно измеряет пройденное расстояние при помощи встроенных колесиков, что позволяет сопоставить

					Обзор литературы	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

проводимые измерения с конкретной точкой газопровода. При этом устройство лучше всего функционирует при скорости перемещения порядка 1,5 м/с, активная система контроля измеряет скорость и управляет байпасом, который замедляет скорость движения поршня. Масса устройства составляет 7,3 т, а длина – 6,6 м [40,41]. Поршень оснащен аккумулятором и запоминающим устройством большой емкости, который записывает данные для последующего анализа.



*Рисунок 1.12 – Диагностическое устройство высокого разрешения*

Модуль определения внутренней геометрии выявляет и характеризует любые отклонения от исходной формы трубы, даже если они составляют менее миллиметра. Устройство используется для обнаружения изменений внутреннего диаметра, овальности и углублений, а также фиксирует их положение.

Датчик поверхностной коррозии внутренней стенки – бесконтактный датчик, сканирующий поверхность труб на наличие участков с потерей металла. Небольшие дефекты на внутренней поверхности труб приводят к изменению расстояния между датчиком и трубой, которое измеряется датчиком.

Магнитный диагностический модуль позволяет обнаружить потери металла или коррозию стенки стальной трубы за счет создания сильного магнитного поля, которое намагничивает стенку трубы, а электромагнитный датчик фиксирует изменения в создаваемом сталью трубы вторичном магнитном поле.

Для контроля геометрии газопровода используется инерциальный навигационный модуль, работающий на основе измерения усилия на внутреннем гироскопическом датчике, возникающего при его перемещении по кривой внутри трубопровода. В случае изменения геометрии применяют меры по стабилизации трубопровода (например, назначают засыпку гравием для предотвращения сдвига трубы).

Кроме внутренних диагностических устройств в настоящее время в мировой нефтегазовой промышленности эксплуатируется более 500 необитаемых подводных аппаратов (НПА) 30 различных типов [42].

Обратимся к международной практике. Одним из самых перспективных направлений является развитие автономных подводных аппаратов длительного действия (autonomous underwater vehicles - AUV), это транспортное средство работает без привязки к поверхности, и оно содержит достаточно оборудования для замены ROV.

Основная цель этой программы - разработать AUV, который будет акустически и визуально проверять подводные трубопроводы и любые ухудшения, влияющие на морской пол (скольжение или смещение, на котором они лежат) [43].

AUV уже используются для инспекции трубопроводов в Северном море. Их проблема заключается в том, что срок службы батареи по-прежнему измеряется в часах. Многочисленные разработки были выполнены различными океанографическими организациями для разработки солнечных и волновых приводов AUV.

					Обзор литературы	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Еще одно новшество: бесконтактный датчик, который измеряет электрический потенциал, используется для контроля катодной защиты трубопроводов от коррозии [43].

Для успешного поддержания целостности подводного трубопровода Северного моря могут потребоваться радикальные меры, вот один из возможных примеров. Среднесрочная цель – развитие интеллектуальных трубопроводов. Такие трубопроводы используют встроенную волоконную оптику и другие датчики, встроенные в структуру трубопровода, и могут предоставлять информацию в реальном времени о давлении и температуре трубопровода. В настоящее время над этим работают несколько организаций.

Современные интеллектуальные системы контроля подводных трубопроводов используют различные методы неразрушающего контроля для проверки трубопроводов для различных потенциальных недостатков и дефектов. Основная проблема создания подводных систем контроля связана с оптимизацией, особенно когда идет речь о продвижении будущих разработок в ультра-глубокие оффшорные и очень отдаленные районы.

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49



Новый проект будет спланирован таким образом, чтобы минимизировать любое воздействие на экологию Балтийского моря. Будет проведена тщательная оценка потенциального воздействия строительных работ на окружающую среду с учетом результатов, полученных при планировании оптимального маршрута.



Рисунок 2.1 – Трасса трубопровода «Северный поток»

					Характеристика объекта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

Таблица 2.1 – Параметры

Параметр	Значение
наружный диаметр трубы $D_H$ , мм	1220
расчетное эксплуатационное давление $P_{экс}$ , МПа	22
материал труб	сталь X70
плотность стали $\rho_{ст}$ , кг/м <sup>3</sup>	7850
предел текучести стали $\sigma_T$ , МПа	482
предел прочности стали $\sigma_{вр}$ , МПа	565
модуль упругости (модуль Юнга) $E$ , Па	$2 \cdot 10^6$
коэффициент Пуассона	0,3
средняя длина одной секции стальной трубы, м	12
коэффициент линейного расширения $\alpha$	0,0115
плотность морской воды $\rho_B$ , кг/м <sup>3</sup>	1025
максимальная глубина залегания трубопровода $H$ , м	210

					Характеристика объекта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52



$R_1^H$  - нормативное сопротивление при растяжении.  $R_1^H$  равно минимальному значению временного сопротивления  $R_1^H = \sigma_{вр} = 565$  МПа .

Подставим значения в формулу (3.2):

$$R_1 = \frac{565 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,21} = 275,16 \text{ МПа}$$

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

$$p = p_{\text{экс}} - p_{\text{в}}, \quad (3.3)$$

где  $p_{\text{экс}}$  – расчетное внутреннее эксплуатационное давление, кгс/см<sup>2</sup> принимаемое согласно проекта 224 кгс/см<sup>2</sup>;

$p_{\text{в}}$  – давление столба воды над рассматриваемой точкой трубопровода, кгс/см<sup>2</sup> .

$$p = p_{\text{экс}} - p_{\text{в}} = p_{\text{экс}} - \rho \cdot g \cdot H = 224 - 20 = 204 \text{ кгс/см}^2$$

Расчетная толщина стенки газопровода по внутреннему давлению по формуле (1)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 204 \cdot 120}{2(2806 + 1,1 \cdot 204)} = 4,44 \text{ см}$$

Толщина стенки газопровода по внешнему давлению производится из условия:

$$\delta \geq \sqrt[3]{\frac{4 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H \cdot r^3}{E}}, \quad (3.4)$$

где  $r$  – наружный радиус трубы, см;

$H$  – глубина моря, см;

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

$\rho_{\text{в}}$  – плотность морской воды, кг/см<sup>3</sup>;

$E$  – модуль упругости материала трубопровода, кг/см<sup>2</sup>.

$$\delta \geq \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 0,001025 \cdot 0,981 \cdot 20000 \cdot 61^3}{2 \cdot 10^6}} = 2,09 \text{ см}$$

Из полученного расчетного значения толщины стенки трубы по внутреннему и внешнему давлениям принимаем  $\delta = 40$  мм.

### 3.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря

Устойчивость на дне моря МТП 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 [45] минимальная толщина бетонного покрытия должна быть 40 мм. Поскольку наружный диаметр газопровода большой (1220 мм), берем толщину бетонного покрытия, равную 70 мм и марку бетона М600. Он является бетоном нового поколения. Бетон марки М600 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 МТП основана на DNV-RP-E305 [46]. При подобранной толщине бетонного покрытия устойчивость на дне моря под действием волнения и течения будет обеспечена если выполнится следующее условие:

$$\frac{\left(\frac{W_s}{F_w} - F_L\right) \cdot \mu_{Lat}}{F_D + F_I} \geq 1,0, \quad (3.5)$$

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где  $\mu_{Lat}$  – 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:

$$F_D = 1/2 \cdot \rho_B \cdot D \cdot C_D \cdot |U_s \cos\theta + U_c| (U_s \cos\theta + U_c), \quad (3.6)$$

$$F_L = 1/2 \cdot \rho_B \cdot D \cdot C_L \cdot (U_s \cos\theta + U_c)^2, \quad (3.7)$$

$$F_I = \pi/4 \cdot \rho_B \cdot D^2 \cdot C_M \cdot A_s \cdot \sin\theta, \quad (3.8)$$

где  $\rho_B$  – плотность морской воды, кг/м<sup>3</sup>;

$D$  – лобовое сопротивление, Н/м;

$U_s$  – амплитуда придонной скорости, равная 0,025 м/с;

$U_c$  – скорость течения, перпендикулярная трубопроводу, равная 0,12 м/с;

$A_s$  – значимое ускорение, перпендикулярная нефтепроводу, равное ( $T_U$  – период волнового течения, равный 7,56 с)

$$A_s = \frac{2\pi U_s}{T_U} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,025}{7,56} = 0,021 \text{ м/с}^2$$

$\theta$  – фазовый угол гидродинамической силы, равный 30 С°;

$C_L$  – коэффициент подъемной силы, равный 0,9;

$C_D$  – коэффициент лобового сопротивления, равный 0,96;

$C_M$  – коэффициент инерции, равный 3,28.

Так как:

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- на внутреннюю поверхность стальной трубы нанесен антифрикционный слой толщиной 1 мм.
- наружный слой трубопровода толщиной 60—110 мм (слой бетонной рубашки; под бетонной рубашкой — коррозионноустойчивый слой) [5], то  $D = 1220 + 70 = 1290$  мм

Подставим все значения в формулы (3.6), (3.7), (3.8):

$$F_D = 1/2 \cdot 1025 \cdot 1,290 \cdot 0,96 \cdot |0,025 \cdot \cos 30^\circ + 0,12| (0,025 \cdot \cos 30^\circ + 0,12) = 12,73 \text{ Н/м}$$

$$F_L = 1/2 \cdot 1025 \cdot 1,290 \cdot 0,9 \cdot (0,025 \cdot \cos 30^\circ + 0,12)^2 = 11,94 \text{ Н/м}$$

$$F_I = \pi/4 \cdot 1025 \cdot 1,290^2 \cdot 3,28 \cdot 0,021 \cdot \sin 30^\circ = 46,14 \text{ Н/м}$$

$F_w$  – поверочный коэффициент, подобранный из графика 5.12 DNV RP E305 [46], принимаем 1,2

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

$$W_s = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot (\rho_{ст} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2) + \rho_{из} \cdot (D_{из}^2 - D_H^2) + \rho_6 \cdot (D_6^2 - D_{из}^2)), \quad (3.9)$$

Для нахождения  $D_{из}$  необходимо определить объём изоляции одного метра газопровода по формуле:

$$V_{из} = \frac{q_{из}}{\rho_{из} \cdot g}, \quad (3.10)$$

где  $\rho_{из} = 2250 \text{ кг/м}^3$  - плотность изоляции;

$q_{из}$  – вес изоляции, принимаемый равным 11% от собственного веса газопровода, т.е.  $q_{тр} \cdot 0,11 = 9963 \cdot 0,11 = 1096 \text{ кг}$  (расчет в главе 3.4)

Поставляем значения в формулу (3.10):

$$V_{из} = \frac{1096}{2250 \cdot 9,81} = 0,049 \text{ м}^3$$

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

Толщина изоляционного покрытия: 10 мм

$D_{из}$  – 1,230 м – диаметр изоляционного газопровода;

$D_{из} = D_{из} + 2\delta_6$  – диаметр забетонированного газопровода;

$\rho_{из}$  - 2250 кг/м<sup>3</sup> - плотность изоляционного покрытия;

$\rho_6$  - 2500 кг/м<sup>3</sup> - плотность бетонного покрытия.

Поставим все значения в формулу (9):

$$W_s = \frac{\pi}{4} \cdot 9,81 \cdot (7850 \cdot (1,220^2 - 1,157^2) + 2250 \cdot (1,230^2 - 1,220^2) + 2500 \cdot (1,290^2 - 1,230^2)) = 128,79 \text{ Н/м}$$

Поставим все значения в формулу (5), получаем

$$\frac{\left(\frac{128,79}{1,2} - 11,94\right) \cdot 0,7}{12,73 + 46,14} = 1,13 \geq 1,0$$

Следовательно, толщина бетонного покрытия подобрана верно.

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

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность и устойчивость	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		58



того, в расчетах МТП на период строительства следует учесть также нагрузки от строительных механизмов и нагрузки, возникающие в процессе гидростатических испытаний. Все нагрузки опираются на основе данных инженерных изысканий в зоне прохождения трассы трубопровода (инженерно-геологические, метеорологические, сейсмические и другие виды). При этом в соответствии с [47], нагрузки и воздействия должны подбираться с учетом прогнозного изменения условий окружающей среды и технологического режима транспортировки углеводородов.

*Таблица 4.1 – Нагрузки, действующие на морской трубопровод*

Постоянно действующие нагрузки	собственный вес трубопровода, арматуры и устройств
	предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб, предварительное растяжение компенсаторов и др.)
	выталкивающая сила водной среды
	гидростатическое давление воды
	температурные воздействия
	вес и давление грунта засыпки
Временным длительные нагрузки	внутреннее давление
	вес транспортируемого продукта или воды
	температурный перепад
Кратковременные и особые нагрузки	снеговые
	ветровые
	пропуск очистных устройств
	испытание трубопроводов
	сейсмические
	деформация грунтов морского дна
	оползневые процессы

## 4.2 Расчетное обоснование

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

### 1. Собственный вес трубопровода

Собственный вес трубопровода учитывается в расчетах как вес единицы длины труб

$$q_{\text{тр}} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \cdot \gamma_{\text{ст}} , \quad (4.1)$$

где  $n$  – коэффициент перегрузок от собственного веса труб, равный 1,1;

$D_{\text{н}}$  – наружный диаметр труб, м;

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

$\gamma_{\text{ст}}$  – удельный вес применяемой стали, равный  $\rho_{\text{ст}} \cdot g$ , Н/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ст}}$  – плотность стали.

Получаем:

$$q_{\text{тр}} = 1,1 \cdot \frac{\pi}{4} (1,220^2 - 1,157^2) \cdot 7850 \cdot 9,81 = 9963 \text{ Н}$$

### 2. Вес изоляционного покрытия

Вес изоляционного покрытия рассчитан по следующей формуле:

$$q_{\text{из}} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2) \cdot \gamma_{\text{из}} , \quad (4.2)$$

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

$D_{\text{из}}$  – диаметр изолированного трубопровода, м;

$D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м.

$\gamma_{\text{из}}$  – удельный вес изоляции, равный  $\rho_{\text{из}} \cdot g$ , Н/м<sup>3</sup>;

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

$\rho_{\text{из}}$  – ПЛОТНОСТЬ ИЗОЛЯЦИИ.

Получаем:

$$q_{\text{из}} = 1,1 \cdot \frac{\pi}{4} (1,230^2 - 1,220^2) \cdot 2250 \cdot 9,81 = 476,2 \text{ Н}$$

### 3. Вес бетонного покрытия

Точнее вес бетонного покрытия рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{б}} = n \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{б}}^2 - D_{\text{из}}^2) \cdot \gamma_{\text{б}} , \quad (4.3)$$

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

$D_{\text{б}}$  – диаметр забетонированного трубопровода, м.

$D_{\text{из}}$  – диаметр изолированного трубопровода, м;

$\gamma_{\text{б}}$  – удельный вес бетона, равный  $\rho_{\text{б}} \cdot g$ , Н/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона.

Принимаем толщину бетона  $\delta_{\text{б}} = 70$  мм, плотность бетона  $\rho_{\text{б}} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>.

Получаем

$$q_{\text{б}} = 1,1 \cdot \frac{\pi}{4} (1,290^2 - 1,230^2) \cdot 2500 \cdot 9,81 = 3203,6 \text{ Н}$$

### 4. Гидростатическое давление воды на единицу длины труб

Давление воды определяется весом столба воды над подводным трубопроводом

$$q_{\text{ГС}} = n \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h \cdot D_{\text{б}} , \quad (4.4)$$

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

$D_{\text{б}}$  – диаметр забетонированного трубопровода, м,

$\gamma_{\text{в}}$  – удельный вес морской воды, Н/м<sup>3</sup>;

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

$h$  – высота столба воды над рассматриваемой точкой, м.

Получаем

$$q_{гс} = 1,1 \cdot 1,025 \cdot 9,81 \cdot 200 \cdot 1,290 = 2853,7 \text{ Н}$$

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

$$q_{в} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_{в} \cdot D_{б}^2, \quad (4.5)$$

где  $D_{б}$  – диаметр забетонированного трубопровода, м,

$\gamma_{в}$  – удельный вес морской воды, Н/м<sup>3</sup>.

Получаем

$$q_{в} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,025 \cdot 9,81 \cdot 1,29^2 = 13,14 \text{ Н}$$

Временные нагрузки включают в собой следующие:

1. Внутреннее давление

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

Кольцевые напряжения определяются по следующей формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (4.6)$$

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

$P$  – нормативное значение внутреннего давления, МПа;

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

$\delta$  – толщина стенки трубопровода, м.

Получаем

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,12 \cdot 22 \cdot 1,157}{2 \cdot 63} = 0,24 \text{ МПа}$$

Продольные напряжения находим по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}, \quad (4.7)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона, принимаемый равным 0,3;

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

Получаем

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 0,24 = 0,072 \text{ МПа}$$

2. Вес перекачиваемого газа на единицу длины труб

$$q_{\text{н}} = n \cdot 100 \cdot P \cdot D_{\text{вн}}^2, \quad (4.8)$$

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

$P$  – нормативное значение внутреннего давления, МПа;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м.

Получаем

$$q_{\text{н}} = 1 \cdot 100 \cdot 22 \cdot 1,157^2 = 2945 \text{ Н}$$

Рассмотрим формулы для расчета некоторых нагрузок, воздействующих на морской трубопровод, взятые из источника [50].

1. Воздействие течения на трубопровод можно определить, вычислив погонные нагрузки, которые рассчитываются по формулам (4.9-4.11):

– горизонтальные нагрузки:

$$F_{c,h} = c_x \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a, \quad (4.9)$$

– вертикальные нагрузки:

$$F_{c,v} = c_z \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a, \quad (4.10)$$

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

– суммарные нагрузки от течения:

$$F_c = \sqrt{F_{c,h}^2 + F_{c,v}^2} , \quad (4.11)$$

где  $V_c$  – проекция расчетной скорости течения на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода, определенная для данного географического района с обеспеченностью  $10^{-2}$  1/год на основании инженерных изысканий, м/с;

$\rho_w$  – плотность морской воды, кг/м<sup>3</sup>;

$c_x, c_z$  – коэффициенты сопротивления трубопровода;

$D_a$  – наружный диаметр трубы, м.

2. Воздействие волн и ветра вычисляют как погонные нагрузки от ударов волн на поверхность трубопровода в зоне всплеска по следующей формуле (4.12):

$$F_{sl} = 1,6\rho_w V_{sl}^2 D_a , \quad (4.12)$$

где  $V_{sl}$  – проекция расчетной скорости поверхностного волнового движения частиц воды на нормаль к оси трубопровода, определенная для данного географического района с обеспеченностью  $10^{-2}$  1/год для наиболее волноопасного направления на основании инженерных изысканий, м/с.

3. Переменные гидродинамические нагрузки, вызванные вихревой вибрацией — срывом вихрей с поверхности трубы при ее обтекании потоком воды. Для определения динамического отклика подводных трубопроводов, находящихся в условиях вихревой вибрации, должны быть определены следующие гидродинамические параметры (4.13-4.15):

– приведенная скорость

$$V_R = \frac{(V_c + V_w)}{f_0 D_a} , \quad (4.13)$$

– коэффициент скорости потока

$$\alpha = \frac{V_c}{(V_c + V_w)} , \quad (4.14)$$

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

– коэффициент устойчивости

$$K_S = \frac{4\pi m_e \zeta_T}{\rho_w D_a^2}, \quad (4.15)$$

где  $f_0$  – собственная частота данной формы колебаний,  $c^{-1}$ ;

$V_w$  – проекция расчетной скорости волнового движения частиц воды на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода, определенная для данного географического района с обеспеченностью  $10^{-2}$  1/год для наиболее волноопасного направления на основании инженерных изысканий, м/с;

$m_e$  – эффективная масса, кг/м;

$\zeta_T$  – полный коэффициент демпфирования данной формы колебания.

При расчете характеристик морского трубопровода «Северный поток – 2» были получены следующие значения (таблица 4.2):

Таблица 4.2 – Расчетные значения

Нормативный документ	Параметр	Формула	Значение
НД № 2-020301-004	Воздействие течения:		
	• горизонтальная нагрузка:	$F_{c,h} = c_x \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a$	393,975 кг/с <sup>2</sup>
	• вертикальная нагрузка:	$F_{c,v} = c_z \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a$	350,2 кг/с <sup>2</sup>
	• суммарная нагрузка:	$F_c = \sqrt{F_{c,h}^2 + F_{c,v}^2}$	527,12 кг/с <sup>2</sup>
	Воздействие волн и ветра	$F_{sl} = 1,6 \rho_w V_{sl}^2 D_a$	3586 кг/с <sup>2</sup>
	Переменные гидродинамические нагрузки:		
	• приведенная скорость:	$V_R = \frac{(V_c + V_w)}{f_0 D_a}$	0,4
	• коэффициент скорости потока:	$\alpha = \frac{V_c}{(V_c + V_w)}$	0,46
	• коэффициент устойчивости:	$K_S = \frac{4\pi m_e \zeta_T}{\rho_w D_a^2}$	$0,3 \cdot 10^{-5}$

В соответствии с полученными данными делаем вывод, что влияние

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

стационарных и нестационарных нагрузок в целом существенной влияют на участок морского газопровода. Эту ситуацию можно решить следующим образом:

- увеличение толщины стенки трубопровода;
- увеличение толщины стенки бетонного покрытия.

Увеличение толщины стенки трубопровода повлечет существенные экономические потери, так как затраты стали на 200 000 труб будут весьма обширны.

Увеличение толщины бетонного слоя справится с данной задачей лучше. Этот вариант предполагает меньшие финансовые затраты, обеспечит большую устойчивость морского трубопровода на неровном дне, а также улучшит защиту трубопроводной системы от внешних повреждений

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на объект исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Для данной работы целью будет проектирование трубопровода «Северный поток – 2».

### **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Газопроводы «Северный поток» и «Северный поток – 2» – это оптимальные маршруты экспорта Российского газа в Европу, связывающие напрямую Россию и Германию.

Целевыми рынками поставок по этим газопроводам являются Германия,

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	68	107
Консульт.		Трубникова Н.В.		01.06.19		ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны.

Сегментировать рынок можно по странам, потребляющим газ, и по странам, экспортирующим его (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка

		Страны-импортеры		
		Россия	Норвегия	США
Страны потребители	Япония			
	Германия			
	Великобритания			
	Китай			
	Италия			

На сегодняшний день в мире существует большое количество морских трубопроводов. Но проект «Северный поток – 2» позволит поставлять больше количество газа в Европу (особое значение это имеет для Германии) напрямую, а не через Украину. Сейчас у России заключен договор с Украиной, в котором Украина не обязуется платить за газ, поставляющийся через ее границы, а также имеет определенный процент денежных отчислений от продаж странам ЕС. При введении проекта «Северный поток – 2» в эксплуатацию Россия намерена снизить поставку газа через Украину до 5%.

### 5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проанализируем три строящихся в данное время трубопровода: «Северный поток – 2», «Турецкий поток» и «Сила Сибири».

Оценочная карта, в которой отображены результаты анализа, представлена в виде таблицы 5.2.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

$$K = \sum B_i B_i, \quad (5.1)$$

где

$K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_n$	$B_{n1}$	$B_{n2}$	$K_n$	$K_{n1}$	$K_{n2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Производительность	0,12	5	3	4	0,60	0,36	0,48
2. Простота строительства	0,08	3	2	5	0,24	0,16	0,40
3. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,20	0,20	0,25
4. Безопасность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
5. Район строительства	0,10	3	3	4	0,30	0,30	0,40
6. Надежность	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,40
7. Время строительства	0,07	4	5	3	0,28	0,35	0,21
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность	0,08	5	5	3	0,40	0,40	0,24
2. Цена	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. Перспективность использования	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,40	0,40	0,40
5. Срок выхода на рынок	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
<b>Итого:</b>	1	52	49	50	4,37	4,04	4,08

\* $B_n$  – «Северный поток – 2»

$B_{n1}$  – «Турецкий поток»

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

Бп2 – «Сила Сибири»

По таблице 5.2 видно, что наиболее эффективным проектом является «Северный поток – 2», это связано с тем, что данный проект имеет хорошую окупаемость в течении 9 лет, высокую производительность, выход к странам ЕС, новейшее оборудование и помощь стран ЕС как в финансировании, так и в строительстве.

Главным недостатком морских трубопроводных проектов является условия прокладки. Экология, климат, территориальные участки разных стран предполагают использование многочисленной современной техники, большого количества квалифицированных рабочих и согласование с главами всех стран, через чьи воды проходит трасса данного объекта.

### 5.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Матрица SWOT

					Сильные стороны проекта: С1. Большая перспектива развития	Слабые стороны проекта:
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

	С2. Востребованность проекта странами ЕС С3. Высокая производительность С4. Долгий срок службы С5. Высокий уровень технического оснащения проекта	Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Тяжелые условия строительства и эксплуатации Сл3. Ограниченность производительности размером судна
<b>Возможности:</b> В1. Поставка газа странам ЕС В2. Развитие технологий в данной отрасли В3. Обмен опытом разработки с другими конструкторами и исследовательскими заведениями В4. Выгодная экономическая позиция для РФ	1. Привлечение средств государства для реализации данного проекта 2. Обмен опытом разработок помогает создавать продукт с наилучшими параметрами.	1. Оптимизация технологии укладки морского трубопровода на дно 2. Отбор высококвалифицированных специалистов 3. Сотрудничество с иностранными компаниями
<b>Угрозы:</b> У1. Рост стоимости импортных комплектующих; У2. Угрозы санкций со стороны США; У3. Экономическая ситуация между странами, влияющая на законность проекта;	1. Страны, заинтересованные в строительстве, поддержат Россию от нападков США 2. Страны, заинтересованные в данной разработке, могут покрыть недостаток финансирования	1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений 3. Развитие отечественных технологий и производства

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник
	7	Компьютерное моделирование	Дипломник
	8	Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	11	Разработка принципиальной схемы криогенных танков	Дипломник
	12	Выбор и расчет конструкции	Дипломник
	13	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Дипломник
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Подготовка ВКР	Дипломник

### 5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (5.2)$$

где

$t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

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

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Также вычисляется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{p i} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

где

$T_{p i}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов представлены в таблице 5.5.

### 5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{к i} = T_{p i} \cdot k_{кал} \quad (5.4)$$

где

$T_{к i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{p i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (5.5)$$

где

$T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		74

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения приведены в приложении В.

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (приложение Г).

#### 5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### *Расчет материальных затрат НТИ*

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, (5.6)$$

где

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

### **Основная заработная плата исполнителей темы**

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 5.7.

*Таблица 5.7 – Расчет основной заработной платы*

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	6	10	12	1450	1450	1450	8700	14500	17400
2	Дипломник	127	147	147	559	559	559	70993	82173	82173
Итого								79693	96673	99573

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (5.7)$$

Для руководителя:  $Z_{осн} = 1450 \cdot 6 = 8700$  руб.

Для дипломника:  $Z_{осн} = 559 \cdot 127 = 70993$  руб.

где

$Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} \quad (5.8)$$

Для руководителя:  $Z_{дн} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450$  руб.

Для дипломника:  $Z_{дн} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559$  руб.

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

где

$Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$k_p$  – районный коэффициент;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

### ***Дополнительная заработная плата исполнителей темы***

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (5.9)$$

Для руководителя:  $Z_{\text{доп}} = 8700 \cdot 0,12 = 1044$  руб.

Для дипломника:  $Z_{\text{доп}} = 70993 \cdot 0,12 = 8519$  руб.

где

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 5.8.

***Таблица 5.8 – Расчет дополнительной заработной платы***

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1044	1740	2088
2	Дипломник	8519	9861	9861

### ***Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)***

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (5.10)$$

где

Для руководителя:  $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (8700 + 1044) = 2641$  руб.

Для дипломника:  $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (70993 + 8519) = 21548$  руб.

$k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

***Таблица 5.9 – Отчисления во внебюджетные фонды***

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

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	8700	14500	17400	1044	1740	2088
Дипломник	70993	82173	82173	8519	9861	9861
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1 %					
Итого:	24188	29342	30222			

### ***Накладные расходы***

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}} \quad (5.11)$$

$$Z_{\text{накл}} = (31500 + 8700 + 70993 + 1044 + 8519 + 24188) \cdot 0,16 \\ = 23191 \text{ руб.}$$

где

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### ***Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта***

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 5.10.

*Таблица 5.10 – Расчет бюджета затрат НИИ*

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	31500	31500	31500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79693	96673	99573
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9563	11601	11949
4. Отчисления во внебюджетные фонды	24188	29342	30222

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

5. Накладные расходы	23191	27059	27719
6. Бюджет затрат НИИ	168135	196175	200963

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ составил 168135 руб.

### 5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.12)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{168135 \text{ руб.}}{200963 \text{ руб.}} = 0,84, \quad (5.13)$$

где

$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где

$I_{pi}$  - интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта реализации научного исследования;

$a_i$  - весовой коэффициент  $i$ -го варианта реализации научного исследования;

$b_i$  - бальная оценка  $i$ -го варианта реализации научного исследования;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

таблице 5.11.

*Таблица 5.11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта*

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	3	3
3. Безопасность	0,2	5	5	5
4. Энергосбережение	0,2	4	3	4
5. Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	23	20	20

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп.1} = 4,7; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}};$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 5.12).

Сравнительная эффективность проекта:

$$Э_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}.$$

*Таблица 5.12 – Сравнительная эффективность разработки*

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,1	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	5,6	4,2	4,1

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4	1,2	1,1
---	--	-----	-----	-----

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

## 6. Социальная ответственность

Объектом исследования в данной работе является трубопровод, проложенный по дну Балтийского моря. Исследуемый трубопровод, по которому транспортирует газ, изготовлен из стали и проложен на морское дно с помощью ТУС.

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

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [51]:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования и 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.

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	82	107
Консульт.		Черемискина М.С.		01.06.19		ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [52].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [53].

## **6.2 Профессиональная социальная безопасность**

Согласно ГОСТ 12.0.003-15 опасные и вредные факторы по природе действия подразделяются на химические, физические, биологические и психофизиологические (приложение Д) [54].

### **6.2.1 Вредные производственные факторы**

#### ***Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне***

Любые эксплуатационные работы на МТП проводятся на глубине, поэтому одним из важных вредных факторов является повышенное давление. При стандартных атмосферных условиях барометрическое давление на уровне моря составляет 101,3 кПа.

При повышении давления выше критического происходит разрушение сосуда, то есть возможен его взрыв. Это может привести к большим материальным затратам и возможным травмам со стороны работающего персонала. Чтобы предотвратить такое явление, нужно производить контроль за давлением. Замеры давления производятся в заранее намеченных точках, которые определяются эксплуатационной организацией, учитывая опыт эксплуатации.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Измерения давления следует производить одновременно во всех точках, предусмотренных схемой замеров. Продолжительность проведения работ не должна превышать 1 ч. Результаты измерений давления заносят в специальный журнал [74].

### ***Повышенный уровень шума на рабочем месте***

Шумом является беспорядочное сочетание различных по уровню и частоте звуков. Шум на производстве создают различные механизмы и машины. Шум также может возникать при работе электромагнитных устройств, при истечении воздуха и газов, а также при движении воды и жидкости [56].

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения, слуха; повышается кровяное давление; понижается внимание.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77: снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств), глушители.

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши, противозумный шлем, наушники [60].

### ***Повышенная загазованность воздуха рабочей среды***

При ремонте перехода газопровода через водную преграду основным опасным производственным фактором является химический – испарение, утечка вредных веществ при выбросе газа.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для нефти данный параметр составляет 300 мг/м<sup>3</sup>. Предельно

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

допустимая концентрация (ПДК) содержания метана (СН<sub>4</sub>) в воздухе рабочей зоны -7000 мг/м<sup>2</sup> [67].

Анализ воздушной среды проводится газоанализатором с периодичностью: при проведении газоопасных работ не реже чем через каждые 60 мин; при проведении огневых работ не реже чем через каждые 30 мин. Анализ воздушной среды проводится перед началом работ, после окончания работ, после каждого перерыва в работе и по первому требованию работников [75].

В качестве коллективного средства защиты используются вентиляционные установки, автоматический контроль, сигнализация. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [67].

***Воздействие на организм недостаточной освещенности рабочей зоны***

Прокладку подводного МТП с ТУС 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 [76].

Аварийное освещение предусматривается на случай отключения рабочего для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае должна составлять не менее 2лк, во втором – не менее 0,5лк.

Средства подводного освещения (СПО) должны сочетать простоту конструкции, минимально возможные габариты и массу с обеспечением необходимого доступа для осмотра и замены отдельных узлов в процессе эксплуатации. Конструкция СПО должна быть герметичной, прочной и рассчитанной на гидростатическое давление, соответствующее предельной глубине погружения с коэффициентом запаса, равным 1,5. Для защиты

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

стационарных СПО от механических повреждений должны быть предусмотрены защитные ограждения: сетки, выгородки и другие устройства [51].

### ***Отклонение показателей микроклимата на рабочем судне***

Параметры микроклимата в рабочей зоне (на судне) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [63] 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 МТП с ТУС относятся к категории Пб.

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

### ***Превышение уровня вибрации***

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [16] при работе с судном вибрация соответствует 2 - транспортно-технологическую вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок.

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 м/с<sup>2</sup> (116 дБ) и предельно допустимые значения виброскорости 0,013 м/с (108 дБ).

Наиболее эффективным способом борьбы с вибрацией является: установка амортизаторов и демпферов; размещение механизмов, работающих

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

с повышенной вибрацией в изолированных помещениях; использование индивидуальных средств защиты от вибрации: виброизолирующие коврики, специальная обувь на вибродемпфирующей подошве.

## **6.2.2 Опасные производственные факторы**

### ***Механические травмы при основных видах работ***

При проведении земляных, погрузочно-разгрузочных работ возможность получения механических травм очень высока. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и соблюдать все требования к машинам, указанных в ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации [77].

До начала работ с использованием машин необходимо определить рабочую зону машины, границы опасной зоны, средства связи машиниста с рабочими, обслуживающими машину, и машинистами других машин.

При использовании машин в режимах, установленных эксплуатационной документацией, уровни шума, вибрации, запыленности, загазованности не должны превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.1.012-2004, ГОСТ 12.1.005-88 [56], [65], [67].

### ***Ожоги при сварке***

При сооружении подводных переходов МТП широкое применение получила ручная электродуговая сварка. С увеличением глубины и давления окружающей среды устойчивость дуги не нарушается, возрастает только напряжение и увеличивается ток [71].

В качестве источников питания используют однопостовые и многопостовые сварочные агрегаты, сварочные преобразователи и трансформаторы, имеющие напряжение холостого хода 70-110 В.

Меры безопасности при сварке:

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- электродуговая сварка происходит при очень высокой температуре, поэтому, во избежание ожогов, не прикасаться к неостывшим деталям голыми руками;
- одежда во время работы обязательно должна быть сухой, иначе может произойти поражение электрическим током;
- для защиты глаз используют только специальной маской с фильтрующими стеклами;
- никогда не производить сварку рядом с местами хранения горючих веществ [71].

### ***Поражение электрическим током***

Особое место на предприятиях занимают несчастные случаи в результате поражения электрическим током.

Основными факторами, определяющими опасность поражения электрическим током и исход поражения, являются: а) сила тока; б) продолжительность воздействия тока; в) частота тока; г) пути прохождения тока через организм; д) состояние организма [71].

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная и индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой [71].

### ***Пожаро- и взрывоопасность***

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [72].

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий жизненного цикла объектов [72].

Опасными факторами являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода [72].

Средства пожаротушения: огнетушители, ящики с песком, войлок (кошма), пожарные рукава, асбестовое полотно.

Для извещения о пожаре должна предусматриваться: автоматическая или кнопочная электрическая пожарная сигнализация; телефонная связь [78].

### **6.3 Экологическая безопасность на МТП**

Сооружение и эксплуатация морских трубопроводов имеет воздействие на окружающую среду, которая представлена в приложении Е.

#### **6.3.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием МТП**

Строительство, эксплуатация морских трубопроводов, а также попадания нефтепродуктов в морские воды может сильно повлиять на организмы, которые там обитают. При строительстве трубопроводов изменяется рельеф дна, следовательно, это влияет на живые организмы, обитающие в воде. Воздействие на морскую среду связано с временным перемещением донного грунта, с повышением мутности и осаждением изъятых грунта на дно, также при укладке трубопровода на дно происходит взмучивание [79].

Определенное увеличение фонового шума при эксплуатации трубопровода может снизить способность рыб и морских млекопитающих определять звуки и сигналы, которыми они обмениваются между собой и которые им необходимы для биоиндикации. Основным видом реакции на

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

такие шумы обычно бывает избегание животными и рыбами привычных мест обитания на тот или иной срок [79].

## **6.4 Чрезвычайные ситуации на МТП**

### **6.4.1 Пожары и взрывы на МТП**

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования [60].

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии [61].

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ [61].

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны соответствовать проекту и находиться в исправном состоянии [62].

### **6.4.2 Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации**

На МТП к чрезвычайным ситуациям относят аварийные разливы нефти.

Для ликвидации аварий на подводном переходе магистрального трубопровода (ППМТ), с разгерметизацией нефтепровода и выходом нефти, необходимо:

- остановить перекачку нефти;
- закрыть береговые задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода;
- установить ограждения, препятствующие распространению нефти в водном объекте и организовать сбор разлившейся нефти;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- определить место и характер повреждения подводного перехода;
- определить объемы ожидаемой утечки;
- организовать доставку людей и технических средств к месту аварии;
- организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка ППМТ одним из способов, указанных ПЛА;
- испытать отремонтированный участок нефтепровода [73].

### **6.5 Выводы**

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91



## Список использованных источников

1. И.Ю. Олтян, Т.Л. Ляховец, Н.Н. Посохов. Комплексное обеспечение безопасности морских объектов Штокмановского газоконденсатного месторождения (часть 2) // Технологии гражданской безопасности. – 2010. – Вып. №4 (34).
2. Т.И. Лаптева. Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – Вып. № 7 (53).
3. Т.И. Лаптева. Силовое взаимодействие морских трубопроводов с промерзающими многолетнемерзлыми породами в прибрежной зоне шельфа // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – Вып. № 7 (53).
4. М. А. Наумов, Д. А. Онищенко. Требования к исходным данным, необходимым для моделирования воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы // Арктика: экология и экономика. –2010. – Вып. № 2 (10).
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
6. Воронина Е.П. Анализ риска при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2012. – Вып. 1. С.159-168.
7. Дмитриевский А.Н., Забанбарк А. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов акваторий морей и океанов // Труды Пятой международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России» (РАО-01). – СПб., 2001. – С.26-27.
8. Воронина Е.П. Анализ риска при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2012. – Вып. 1. С.159-168.
9. Шельфовая добыча углеводородов в России. Дата обращения: 21.12.2018. Официальный сайт: [https://www.liveinternet.ru/users/mister\\_bluecat/page7.html](https://www.liveinternet.ru/users/mister_bluecat/page7.html)
10. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
11. «Северный поток». Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Северный\\_поток](https://ru.wikipedia.org/wiki/Северный_поток)
12. «Голубой поток». Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: <http://gmkaluga.ru/goluboj-potok-let-t-188>
13. «Джубга — Лазаревское — Сочи». Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: <http://www.gazprom.ru/press/news/2011/february/article110153/>
14. Обустройство месторождений акватории Обской и Тазовской губ и полуострова Ямал. Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: [http://www.gazprom.ru/f/posts/01/509532/yamal\\_brochure.pdf](http://www.gazprom.ru/f/posts/01/509532/yamal_brochure.pdf)

					Влияние стационарных и нестационарных нагрузок на прочность и устойчивость морского нефтегазопровода			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мышкина Д.К.		01.06.19	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.19		ДР	93	107
Консульт.						ТПУ гр.2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

15. Обустройство Штокмановского месторождения. Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: <http://www.gazprom.ru/projects/shtokmanovskoye/>
16. «Турецкий поток». Дата обращения: 27.12.2018. Официальный сайт: <http://времяроссии.рф/node/4806>
17. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 1. Конструирование. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 555 с
18. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
19. Нгуен Ван Шон. Обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама. Диссертация кандидата техн. наук. - Москва, 2007. - 220 с.
20. Доан Дык Ня. Оценка рисков в проектах подводных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама. Диссертация кандидата техн. наук.: М., 2015. - 102 с.
21. Лам Куанг Тьен. Теория и практика сооружения и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа в условиях.
22. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
23. СНиП 2.06.01-86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования.
24. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*
25. РД 412-81Рекомендации по проектированию и строительству морских нефтегазопроводов.
26. ВСН 51-9-86 Проектирование морских подводных нефтегазопроводов.
27. СРП ПО ПРОЕКТУ «САХАЛИН-2». РОССИЙСКОЕ УЧАСТИЕ. РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ
28. ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования/
29. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 2. Технология строительства. – М.: ООО Недр-Бизнесцентр, 2007. – 408 с.
30. Горяинов Ю.А., Васильев Г.Г., Федоров А.С. Морские трубопроводы: учебник. – М.: Недр, 2011. – 131 с.
31. Морская транспортировка природного газа / Мещерин И. В. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009.
32. Каид В.А. Методы построения функций принадлежности нечетких множеств // Известия ЮФУ. Технические науки. – – С. 144-152.
33. Лаврентьева А.Н. Разработка методики оценки технологических рисков на стадии строительства морских трубопроводов.
34. Горяинов Ю.А. Управление проектами строительства морских газонефтепроводов: дисс. ... д-ра тех. наук. – М., 2005. – 335 с.
35. URS-EIA-REP-204635 SouthStream «Гл. 5 Описание проекта».
36. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации МГ.
37. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

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

38. Агеев М.Д., Киселев Л.В., Матвиенко Ю.В. и др. Автономные подводные работы. Системы и технологии / Под. общ. ред. М.Д. Агеева. М.: Наука, 2005. 398 с/
39. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов
40. Лушников Д.Л. «Голубой поток» - газопровод в Черном море// Подводные технологии и мир океана. 2005. № 1. С.46-50
41. Энергия для Европы. Проект Nord Stream: 2005-1012 // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/proekt/gazoprovod-severnyi-potok/> (дата обращения: 29.04.2019).
42. Kevin Donald Survey Operations – Pipeline Inspection [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.ths.org.uk/documents/ths.org.uk/downloads/hydrofest\\_2012\\_\(6\)\\_pipeline\\_inspectio\\_n.pdf/](https://www.ths.org.uk/documents/ths.org.uk/downloads/hydrofest_2012_(6)_pipeline_inspectio_n.pdf/) (дата обращения: 29.04.2019).
43. Daniel Byrd Deep Offshore. An AUV to Inspect Pipelines. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ep.total.com/en/areas/deep-offshore/auv-optimize-pipeline-inspections/> (дата обращения: 29.04.2019)
44. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
45. DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems.
46. DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.
47. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. - М: ИРЦ Газпром 1998. – 32 с.
48. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.
49. СП 378.1325800.2017. МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ. Правила проектирования и строительства.
50. НД № 2-020301-004. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов.
51. ГОСТ Р 54584-2011 Средства подводного освещения. Общие технические условия.
52. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
53. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
54. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
55. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.
56. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
57. ПОТ РО 14000-002-98 Обеспечение безопасности производственного оборудования.
58. ГОСТ 12.0.002-2014 ССБТ Термины и определения.
59. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума.
60. СНиП П-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
61. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
62. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
63. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
64. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
65. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Вибрационная безопасность.

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

66. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях и общественных зданий.
67. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
68. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.
69. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.
70. ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.
71. ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".
72. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
73. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
74. ГОСТ Р 54382 – 2011 Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
75. РД-75.180.00-КТН-150-10 «Регламент по вырезке и врезке «катушек» и подключение участков магистральных нефтепроводов».
76. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
77. ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
78. ППБ-79 Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий.
79. ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.

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

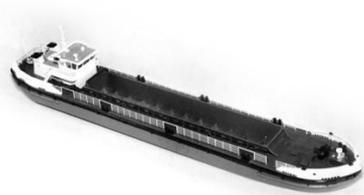


Продолжение таблицы А

Обустройство месторождений акватории Обской и Тазовской губ и полуострова Ямал	ведется строительство		Переход через Байдарацкую губу, восемь параллельных ниток с диаметром 1220 мм и рабочим давлением 7,4 МПа. На подводном участке протяженностью около 67 км, максимальная глубина моря составляет 23 м. Укладка прибрежных участков: в предварительно разработанную траншею [14]
Обустройство Штокмановского месторождения	ведется строительство		Разработка разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать 23,7 млрд м <sup>3</sup> газа, второй — 47,4 млрд м <sup>3</sup> . В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность — 71,1 млрд м <sup>3</sup> газа в год [15]
Турецкий поток	2017-2019 гг.	15,75 млрд м <sup>3</sup> в год каждая из двух ниток	Протяженность трубопровода из двух ниток составит около 1100 км с диаметром труб 810 мм и максимальной глубиной укладки 2200 метров. Длина морского участка — 910 км, из которых 660 км проходит по старому коридору «Южного потока» и 250 км в новом коридоре в направлении европейской части Турции [16]

Приложение Б

Таблица Б – Оборудование для прокладки МТП

№	Наименование	Внешний вид
1	Фрезерный земснаряд	
2	Грейферный кран	
3	Грунтоотвозочная шаланда	
4	Траншеекопатель	
5	Подводный бульдозер	

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

## Приложение В

Таблица В – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях			Длительность работ в календарных днях		
	$t_{\min}$ , чел-дни			$t_{\max}$ , чел-дни			$t_{\text{ожи}}$ , чел-дни				$T_{pi}$			$T_{ki}$		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Составление и утверждение технического задания	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	12	13	12	20	22	21	15	17	16	Дипломник	15	17	16	22	25	24
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	1	2	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	1	2
Выбор направления исследований	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	2	1	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	2	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	4	5	5	12	12	15	7	8	9	Дипломник	7	8	9	10	12	13
Компьютерное моделирование	3	4	3	8	9	8	5	6	5	Дипломник	5	6	5	7	9	7
Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Дипломник	1	1	1	1	1	1
Оценка эффективности полученных результатов	1	2	2	1	3	3	1	2	2	Руководитель, дипломник	1	2	2	1	4	4
Определение целесообразности проведения ОКР	2	2	3	3	3	4	2	2	3	Руководитель, дипломник	1	1	2	1	1	3

*Продолжение таблицы В*

Разработка схемы прокладки подводного трубопровода	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Диплом-ник	13	14	15	19	21	22
Выбор и расчет конструкции	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Диплом-ник	13	14	15	19	21	22
Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Диплом-ник	1	1	1	1	1	1
Подготовка ВКР	25	27	26	38	42	40	30	33	32	Диплом-ник	30	33	32	44	49	47



*Продолжение таблицы Г*

13	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Диплом-ник	1															
14	Подготовка ВКР	Диплом-ник	44															

Приложение Д

Таблица Д – Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ по замене поврежденного участка трубопровода [54].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<b>Подготовительные работы:</b> 1. Обследование трубопровода внутритручными магнитными и/или ультразвуковыми дефектоскопами; 2. Земляные работы; 3. Удаление грунта засыпки; 4. Организация связи ремонтной бригады; 5. Выравнивание трубопровода; 6. Снятие изоляции и бетонного покрытия.		1. Механические травмы при основных видах работ	ГОСТ 12.4.011-89[55] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [56] ПОТ РО 14000-002- 98[57]
	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89[55] ГОСТ 12.0.002- 2014[58]
	2. Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003- 2014[56] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [59] СНиП П-12-77[60]
	3. Воздействие на организм недостаточной освещенности рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[61] СП 52.13330.2011[62]
	4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96[63] СНиП 2.04.05- 86[64]
	5. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [65] СН 2.2.4/2.1.8.566- 96[16]
<b>Основные работы:</b> 1. Сварочномонтажные работы; 2. Гидроиспытание трубопровода;	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89[55] ГОСТ 12.0.002- 2014[58]
	2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[67]
	3. Воздействие на организм недостаточной освещенности рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[61] СП 52.13330.2011[62]

Продолжение таблицы Д

		1.Ожоги при сварке	ГОСТ 12.1.038-82[68] ГОСТ 12.4.011-89[55] ГОСТ 5264-80[69]
		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79[70] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [71] ГОСТ 12.1.038-82[68] ГОСТ 12.4.011-89[55]
		3. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[72] ГОСТ 12.1.011-78[73]
<b>Изоляционно-укладочные работы:</b> 1.Укладка трубопровода на грунт и защита от внешнего воздействия	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89 [55] ГОСТ 12.0.002- 2014[58]
	2.Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003– 2014[56] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [59] СНиП П-12-77[60]
	3.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[67]
	4.Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [65] СН 2.2.4/2.1.8.566- 96[66]
		1.Механические травмы;	ГОСТ 12.4.011-89[55] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[56]
		2.Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79[70] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [71] ГОСТ 12.1.038-82[68] ГОСТ 12.4.011-89[55]
		3.Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[72] ГОСТ 12.1.011-78[73]

Приложение Е

Таблица Е – Воздействие морского трубопровода на окружающую среду [29]

Воздействие	Источник воздействия	Мероприятия по снижению воздействия
Воздействие на морскую воду	<ul style="list-style-type: none"> <li>– забор морской воды для производственных и хозяйственно-бытовых целей;</li> <li>– сброс нормативно-очищенных хозяйственно-бытовых и технических вод;</li> <li>– дноуглубительные работы при разработке траншеи;</li> <li>– укладка трубопроводов на дно.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– контроль за сбросом сточных вод и удалением мусора за борт на судах;</li> <li>– использование установок очистки сточных вод, соответствующих требованиям Российского морского регистра судоходства;</li> <li>– забор воды на гидравлические испытания в минимально необходимых объемах и минимальные сроки;</li> <li>– при проведении гидравлических испытаний постоянно контролируют показатели;</li> <li>– проведение регулярных наблюдений прибрежной территории, состояния вод и морского дна по трассе трубопроводов.</li> </ul>
Воздействие на атмосферный воздух	<ul style="list-style-type: none"> <li>– маневрирование установочных и вспомогательных судов;</li> <li>– работа морской землечерпалки траншекопателя;</li> <li>– работа дизельгенераторов судов для обеспечения электроэнергией оборудования;</li> <li>– работа двигателей вертолета;</li> <li>– работа плазменных аппаратов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ;</li> <li>– использование только исправную технику, прошедшую контроль токсичности отработанных газов;</li> <li>– осмотр и регулировка топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива;</li> <li>– осуществление выбросов дизельных двигателей через патрубки, установленные выше уровня верхней палубы;</li> <li>– запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу [29].</li> </ul>

Продолжение таблицы Е

<p>Воздействие на геологическую среду (изменение рельефа дна)</p>	<p>– строительство траншей для прокладки трубопроводов; – установка концевого манифольда МТП; – активизация экзогенных геологических процессов; – нарушение гидро- и литодинамических условий.</p>	<p>– для наблюдения за литодинамическими процессами вдоль трассы трубопровода организываются литомониторинг; – требование к защите подводных конструкций от тралового воздействия является обязательным для конструкций, расположенных за пределами запретной зоны технологического судна; – защита подводного трубопровода от коррозии обеспечивается сочетанием окраски/покрытия и катодной защиты с учетом особенностей примененных конструкционных материалов.</p>
<p>Воздействие на жизнедеятельность микроорганизмов</p>	<p>– забор воды для гидроиспытания трубопровода; – уничтожение бентоса при оседании на дно взвеси и при укладке на морское дно трубопровода; – полная либо частичная трансформация местообитаний; – эффект присутствия судов и самого человека, шум работающей техники; – нарушение трофических, топических и иных связей в зооценозах.</p>	<p>– проведение работ в период, когда нерест у рыб практически завершен; – отсутствие гнездовых колоний птиц на морском побережье на участке проведения работ; – использование сертифицированного оборудования, технические характеристики которого обеспечивают соблюдение нормируемых уровней звукового давления и вибраций; – использование виброизолирующих опор, упругих прокладок, специальных ограждений, глушителей, шумоизолирующих корпусов, защитных кожухов на двигателях и конструктивных разрывов между работающим оборудованием; – до начала строительных работ организуется экологическое обучение и инструктаж обслуживающего персонала.</p>