

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов»

УДК 621.644.07 (204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Барон Ф.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	К.Т.Н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСНГ ШБИП ТПУ	Клемашева Е.И.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Фех А.И.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	К.П.Н		

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код</i>	<i>Результат освоения ООП</i>	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</i>
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 (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)</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(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9)  ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	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  (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.

(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Барон Фаина Сергеевна

Тема работы:

<b>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</b>
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

### 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>Объектом исследования является морской трубопровод в процессе его укладки. Продукт транспортировки – нефть марки Brent.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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>Обзор методов строительства морских трубопроводов. Изучение прокладки трубопровода в особых условиях. Расчет толщины стенки подводного трубопровода. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.</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>Клемашева Е.И. , доцент ОСНГ ШБИП ТПУ</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А.И., старший преподаватель</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.03.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент ОНД</p>	<p>Саруев А.Л.</p>	<p>К.Т.Н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б7А</p>	<p>Барон Фаина Сергеевна</p>		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Барон Фаине Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»  Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

<b>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><b>Объект исследования:</b> морские трубопроводы в процессе проектирования, строительства и эксплуатации</p> <p><b>Область применения:</b> транспортировка нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021);</li> <li>– РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть";</li> <li>– ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности. Основные положения;</li> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума и вибрации</li> <li>– отклонение показателей климата на открытом воздухе</li> <li>– утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону</li> <li>– тяжесть и напряженность физического труда</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве</li> <li>– поражение электрическим током</li> <li>– действие электрической дуги и металлических искр при сварке</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>При организации проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов воздействие на окружающую среду</p>

	<p>оказывают производственные процессы.          Проанализировать:          – воздействие объекта на атмосферу (выбросы);          – воздействие объекта на гидросферу (сбросы);          – воздействие объекта на литосферу (отходы)</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>– анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте и выбор наиболее типичной ситуации;          – разработка первичных мер по предупреждению ЧС;          – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Барон Фаина Сергеевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Барон Фаине Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 65000000 руб
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, инструмента, норм амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30,2%; Налог на добавленную стоимость 18%.

<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологий по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности очистки внутренней полости нефтепровода.

<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>
1. <i>Организационная структура управления</i> 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> 3. <i>Бюджет проекта</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7А	Барон Фаина Сергеевна		

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2021	<i>Введение</i>	10
17.04.2021	<i>Методы укладки морского трубопровода. Прокладка в РФ.</i>	20
25.04.2021	<i>Расчет на прочности при проектировании морских трубопроводов</i>	20
02.04..2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.03.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
01.05.2021	<i>Заключение</i>	10
25.05.2021	<i>Презентация</i>	20

**СОСТАВИЛ:**  
**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент.		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 31 рис., 21 табл., 8 схем, 41 источник, 4 приложения.

Ключевые слова: морской трубопровод, нефтепровод, газопровод, S-метод, J-метод, барабанный метод, буксировка, прочность, методы исследования, расчет, безопасность

Объектом исследования являются морские трубопроводы в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

Целью выпускной работы является изучение методов строительства морских трубопроводов для обеспечения промышленной безопасности и предупреждения чрезвычайных ситуаций в процессе строительства и определение напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, обеспечивающих их работоспособность.

В работе изучена документация по методам строительства морских трубопроводов. Рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием, процесс строительства морских трубопроводов.

В результате работы произведен расчет толщины подводного трубопровода, расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.

Область применения: данная работа описывает правила проектирования и строительства морских стальных трубопроводов для транспортировки УВ в морях, а также на континентальных шельфа

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					9	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2Б7А		

Значимость работы: проведена количественная оценка устойчивости трубопровода на определения толщины стенки и устойчивость под действием гидравлического давления.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Определения, обозначения, сокращения

В настоящей работе применены следующие обозначения и сокращения:

**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.

**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.

**Прокладка морского трубопровода** - комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и возможному заглублению морского трубопровода.

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

**Давление расчетное** - аксимальное избыточное давление, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных параметров, обеспечивающих надежную эксплуатацию морского трубопровода в течение расчетного ресурса.

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

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					11	
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

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

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

В работе применены следующие обозначения:

НП - нефтепровод

ТУС – трубоукладочное судно

МН – магистральный нефтепровод

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода

АКП – антикоррозионное покрытие

ТО – техническое обслуживание

СОД – средства очистки и диагностики

СИЗ – средства индивидуальной защиты

УЗО – устройство защитного отклонения

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# Оглавление

Введение.....	15
1. Литературный обзор.....	17
1.1 Современные методы укладки морского трубопровода.....	17
1.1.1. Укладка трубопровода S-методом .....	18
1.1.2. Укладка трубопровода J-методом.....	21
1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом .....	27
1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей .....	28
1.2 Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием .....	32
1.3 Методы производства строительных работ .....	39
1.4 Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания .....	40
1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка .....	42
1.6. Земляные работы после укладки трубопровода.....	44
1.7. Врезка трубопроводных секций .....	48
1.8. Испытания и подготовка к эксплуатации.....	52
1.9 Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских трубопроводов .....	55
2. Полезные ископаемые Арктических шельфов .....	59
2.1 Особые условия при проектировании морских трубопроводов РФ .....	59
3. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов .....	64
3.1 Расчет толщины стенки подводного трубопровода.....	64
3.2. Расчет стального подводного нефте/газопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления.....	68
4. Проектный расчет стенки трубопровода .....	70
4.1 Расчет толщины стенки трубопровода .....	70
4.2 Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления.....	73
5. Социальная ответственность .....	76
Введение.....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	77
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	77
5.2 Производственная безопасность.....	79
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению .....	80
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ....	84
5.3 Экологическая безопасность.....	86
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
Заключение.....	91
6. Финансовый Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	92

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

6.1 Предпроектный анализ .....	92
6.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта.....	92
6.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	93
6.2.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ .....	93
6.3 Бюджет строительства морского трубопровода .....	94
6.3.1 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом.....	94
6.3.2 Материальные затраты.....	95
6.3.3 Расчет затрат на специальное оборудование.....	95
6.3.4 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды .....	96
6.3.5 Расчет прочих прямых расходов.....	98
6.3.6 Расчет рентабельности, договорной цены и НДС.....	99
6.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии .....	100
Вывод .....	103
Заключение.....	104
Список используемой литературы .....	105
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>109</b>

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Введение

В настоящее время разработка и освоение ресурсов на морском шельфе и доставка их до потребителей определяет необходимость строения морской транспортной инфраструктуры. Использование такой системы связана с рисками финансового и техногенного характеров. Это и определяет актуальность задачи оценки технологических рисков при сооружении морского трубопровода как организационно – технической основы предупреждения чрезвычайных ситуаций.

При использовании морского месторождения одна из задач состоит в выборе метода транспортировки. На сегодняшний день на выбор представлены два: либо танкерами, либо трубопровод. Естественно, предпочтение отдают второму методу. Во-первых, это более безопасно. Аварии на судах являются куда более опасными, чем аварии на трубопроводах. Во-вторых, подача по трубопроводам дает возможность бесперебойной поставки ресурса до потребителя, не зависимо от погодных условий [10].

На данное время существует одно главное требование к морским трубопроводам. Оно заключается в обеспечении их последующей надежной и безопасной работоспособности при долгосрочной эксплуатации. Выполнение данного требования, к сожалению, ведет к очень большим затратам как на строительство, так и на ремонт трубопровода.

Объектом исследования являются морские трубопроводы в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

Предметом исследования являются методы и алгоритмы решения задач оценки прочности, устойчивости и контроля работоспособности морских трубопроводов при их проектировании и эксплуатации.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					15	
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Целью выпускной работы является изучение методов строительства морских трубопроводов для обеспечения промышленной безопасности и предупреждения чрезвычайных ситуаций в процессе строительства и определение напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, обеспечивающих их работоспособность.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

- Обзор методов строительства морского трубопровода, достоинства/недостатки;
- изучение прокладки трубопровода в особых условиях;
- расчет толщины стенки подводного трубопровода;
- расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



# 1. Литературный обзор

На сегодняшний день перспективы освоения шельфа очень и очень велики. Сейчас известно, что разведанные запасы УВ оцениваются в  $\frac{1}{4}$  всех запасов. Россия владеет, примерно, до 25% запасов нефти.

Стоит иметь в виду, что Мировой океан изучен лишь на 10%. Россия отстает от своих нефтяных коллег и разработка арктического шельфа происходит очень медленно. Наверное, это связано с тем, что на данный момент достаточно ископаемых, которые дают сухопутные запасы, но они истощаются.

На данный момент из разведанных мест арктических шельфов России, примерно 50% хранится в Баренцевом и 35% в Карском морях. На сегодняшние дни арктические шельфы России дают уже более миллиона тон УВ.

Естественно, существуют некоторые проблемы, с которыми столкнулись при разработке шельфа:

- геологическая - на ресурсы Арктики претендуют несколько государств
- экологические проблемы – вывоз спецтехники, упаковка материалов, техногенный мусор.

При рассмотрении данной темы использовались источники, например: СП 378.1325800.2017 «Морские трубопроводы», «Морские трубопроводы» Ю.А. Васильев, статья «Установка морских трубопроводов» Р.Р.Хайруллин.

## 1.1 Современные методы укладки морского трубопровода

Строительство под водой-непростая задача, которую нужно решить. Для этого необходимо проанализировать несколько причин, определяющих

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					17	
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

организацию строительства: наличие техники, проектирование и назначение трубопровода, гидрометеорологические и геологические условия строительной площадки, строение морского дна, время работы и т. д. [2]

В последние годы все чаще применяются принципиально разработанные методы прокладки трубопровода в морских акваториях. Во время проектирования и строительства надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечивается повышенными требованиями в отношении тех, которые проложены на суше. Он должен быть помещен на дно моря, чтобы обеспечить рабочие возможности на многие года.

Согласно СП "Морские трубопроводы" выбор метода укладки морских трубопроводов должен проводиться на технологической осуществимости, экономической эффективности и экологической безопасности.

При прокладке нефтепровода нужно учитывать ряд характеристик: глубина залегания, размеры трубопровода, условия прокладки. В связи с этим существует несколько методов прокладки морского трубопровода : [11,12]

1. S –метод;
2. J-метод;
3. барабанный метод;
4. буксировка плетей.

Для прокладки трубопровода на большие глубины рекомендуется применять способы по S- и J-образным кривым с использованием ТУС (барж). [8]

### 1.1.1. Укладка трубопровода S-методом

Одним из основных методов укладки морского трубопровода был S-метод. В настоящее время эта технология уплотнения пользуется большой популярностью, поскольку большинство специальных трубных плит используют метод «наращивания» трубопровода на горизонтальную сборочную линию, а затем спускаются под напряжением вдоль жала. Эта технология, под названием S-это

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

метод, потому что ось трубопровода делает линию, которая по форме напоминает букву S английского алфавита. Ось – два участка, которые имеют разные знаки кривизны: зона провиса и перегиба (рис. 1.1). [3]

Изгиб в двух точках трубопровода требует тщательного и точного контроля положения баржи относительно нижней точки контакта. Также необходимо тщательно выбирать уровень натяжения трубы, иначе велика вероятность повреждения трубопровода. Достаточное усилие натяжения обеспечивается натяжными роликами и регулируемым прямым съемником. [8]

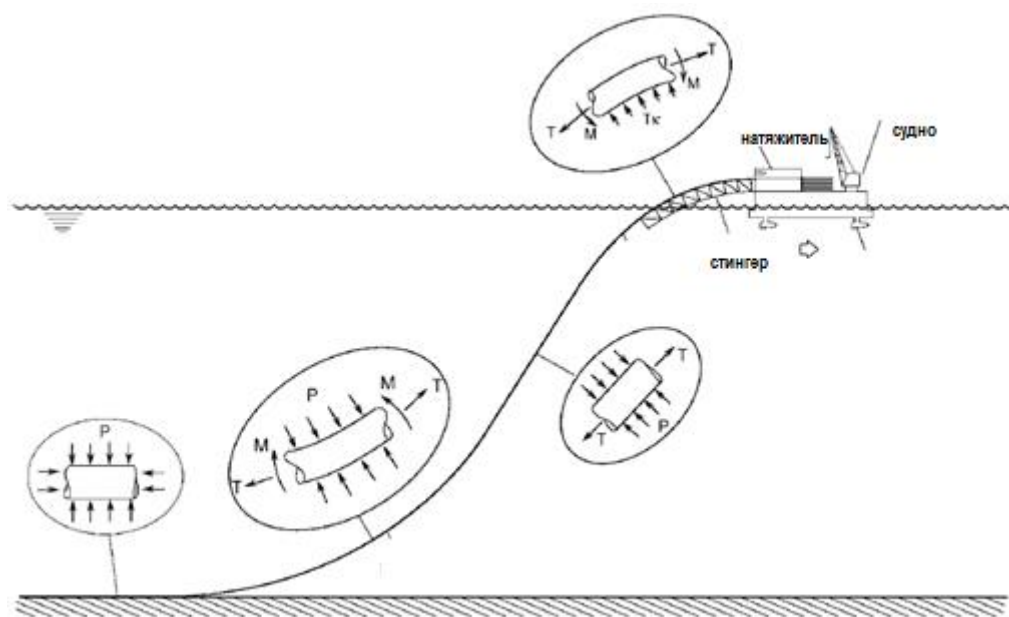


Рисунок 1.1 – Укладка трубопровода S-методом [9]

Технология этого метода: строительство нефтепровода с последовательной сваркой секций труб. На борту судна имеется несколько сварочных постов, предназначенных для сварки 12- и 24-метровых секций изолированных труб. [10] Сварка струн и все сварочные работы выполняются на той части палубы, которая находится под наклоном, оборудованной роликовыми опорами, которая одновременно является спускоподъемным устройством. Во время прокладки трубопровода труба собирается на месте укладки, на палубе ТУС, где находится все необходимое сварочное оборудование, модули обнаружения дефектов, оборудование для покрытия стыков труб и т.д. Во время движения судна трубу опускают в воду, где ее сгибают до касания с морским дном. [10] В случае

					Литературный обзор	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимости прерывания прокладки трубопровода к готовому к опусканию трубопроводу приваривают заглушку, добиваясь герметичности, с помощью специальных держателей, и опускают ее на дно. После возобновления работы монтажник зацепляет пробки и подтягивает плеть [9].

Прокладка S-образных кривых осуществляется на глубине до двух километров и длине до шести километров в день.

Чтобы регулировать степень изгиба трубы во время спуска, к корме баржи прикрепляется стингер - длинная стальная конструкция, на которую опирается труба. Стингеры (жала) могут достигать длины до 90 м. Некоторые баржи оснащены разборными жалами, что позволяет изменять размер жала, тем самым регулируя траекторию спуска трубы. [10]

Итак, мы получаем, что чем больше размер нашего нефтепровода и чем глубже до днища побережья, то более мощные системы натяжения нефтепровода нужно применить. Также, для судна (баржи), кладущего нефтепровод S-методом, предельное растягивающее усилие, развиваемое талевой системой, превышает 30 МН. [2].

Кроме натяжителей, нефтепровод на таких судах может балансировать с поддержки лебёдки, приспособленной для опускания нефтепровода на дно и/или незамедлительного (экстренного) сброса нефтепровода в случаях, предусмотренных регламентом проведения строительных работ. Кроме этого, на ТУС размещают монтажную (сварочную) линию, состоящая из одного или двух-четырех постов, поста неразрушающего контроля и поста изоляции сварных швов.

ТУС, которые используют на данное время для работы по S-методу, способны укладывать нефтепроводы, диаметр которых достигает до 1420 мм и на глубину до 300 м, а диаметром до 810 мм – на 700 м со скоростью, примерно, от 3,0 до 5,5 км/сут. Нужно учитывать, что увеличением размера нефтепровода или глубины прокладки, требуется более мощные системы натяжения и большие спингеры. Это накладывает свои отпечатки на сложность управления. Увеличение

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

радиуса кривизны и общей длины стингера сильно усложняет управление. Появляется слабое место – воздействие волн и течение.

В таблице 1.1 представлены достоинства и недостатки данного метода.

*Таблица 1.1 – Достоинства и недостатки S-метода*

<b>Достоинства</b>	<b>Недостатки</b>
1.Сварка толстостенных труб	1.Глубина моря
2.Прокладка обетонированных труб	2.Величина натяжения трубопровода
3.Возможна прокладка на мелких и глубоких водах	3.Воздействие волн
4.Высокая производительность по сравнению с J-методом	4.Радиус кривизны и длины стингера
5.ТУС, работающие по методу S-укладки трубопровода, можно найти в любой точке мира	5.Характеристика прокладываемого трубопровода
—	6.Судно не имеет возможности поворачиваться по ветру при укладке

### **1.1.2. Укладка трубопровода J-методом**

В разделе выше рассмотрен S-метод укладки трубопровода. В связи с тем, что способ S прокладки трубопровода имеет ограничения по глубине прокладки нефтепровода, на данное время при строительстве трубопровода на больших глубинах используется чаще J – метод. Как и предыдущий, он получил свое название благодаря форме его кривой в процессе монтажа (рис.1.2). [2]

Данный метод прокладки труб уменьшает сосредоточенные нагрузки и сильного натяжения плетъ, так как трубопровод находится почти в положение 90 градусов к поверхности. Снижение напряжения на трубах, позволяет укладывать трубопровод на больших глубинах, в сравнении с S-образным способом.

В J-методе на судах трубы сваривают в вертикальном (или близком к вертикальному) положении. При укладке данным способом трубопровод не деформируется (изгибается) в двух местах, что значительно уменьшает накопленную пластическую деформацию как с S-укладкой трубопровода. Зона перегиба у трубопровода при спуске отсутствует, значит не потребуется стингер значительных габаритов, который поддерживает минимально-допустимый радиус изгиба, как в случае с S-методом.

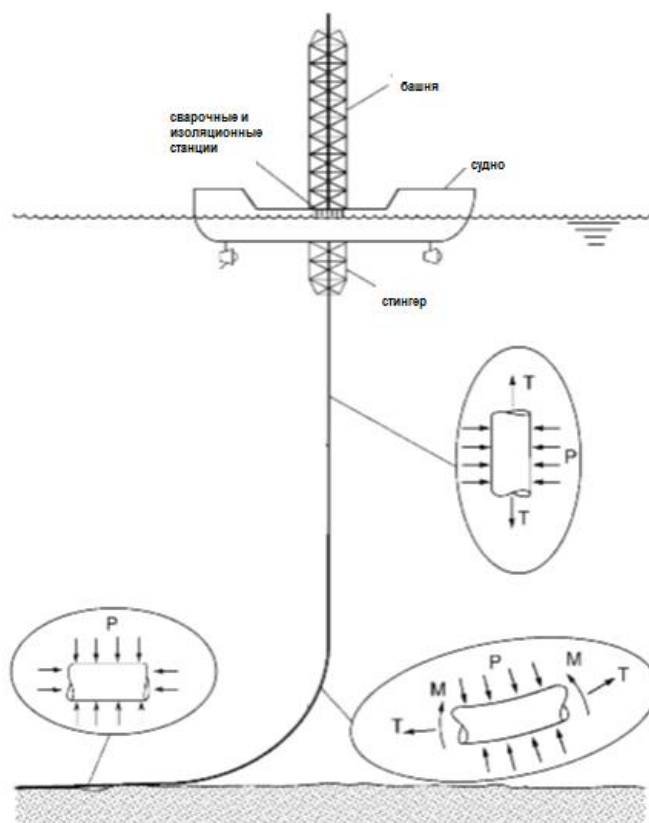
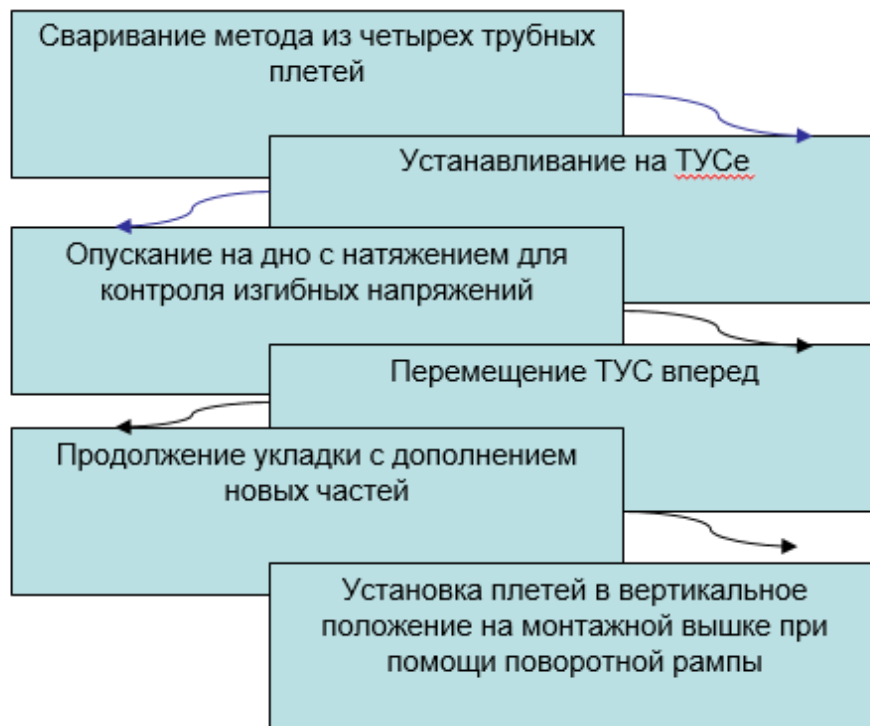


Рисунок 1.2 - Укладка трубопровода J-методом

Технология данного метода представлена на схеме 1.1. В ней последовательно описаны процессы укладки трубопровода методом J.

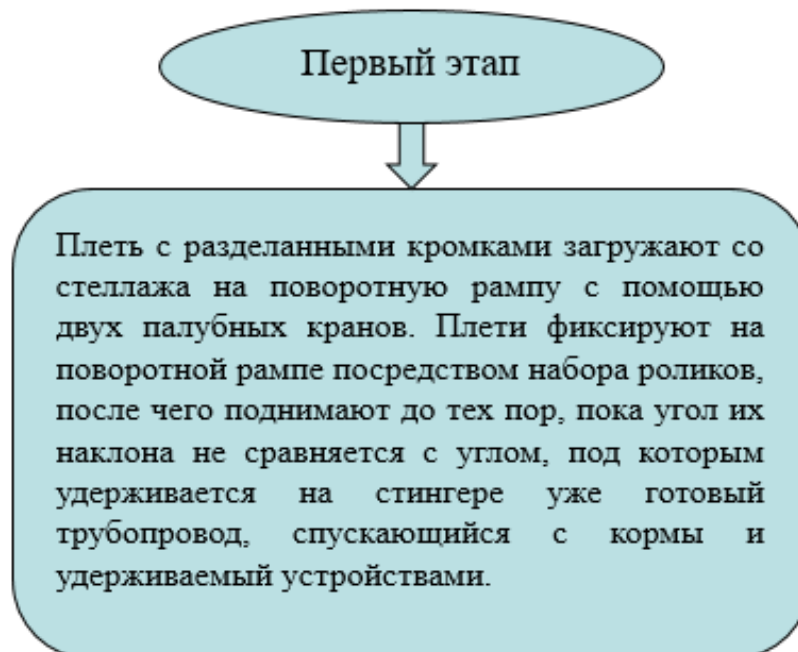
					Литературный обзор	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Сема 1.1 – Общая технология J-метода

Технология J-метода укладки нефтепровода состоит из четырех этапов. [11]  
Она представлена на схеме 1.2.

а)



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

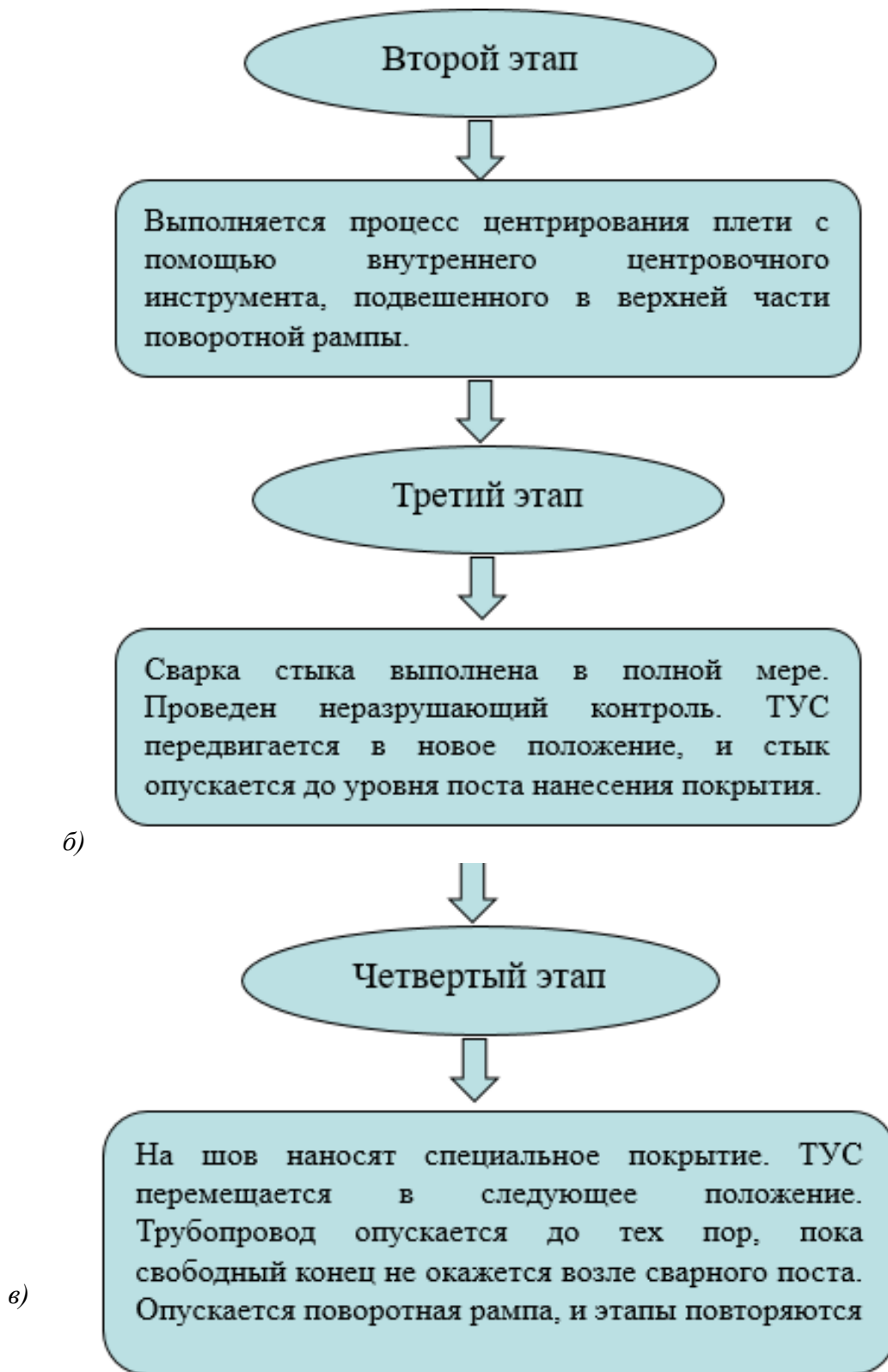


Схема 1.2 – Этапы укладки J-метода: а – первый этап, б – второй и третий этапы, в – четвертый этап



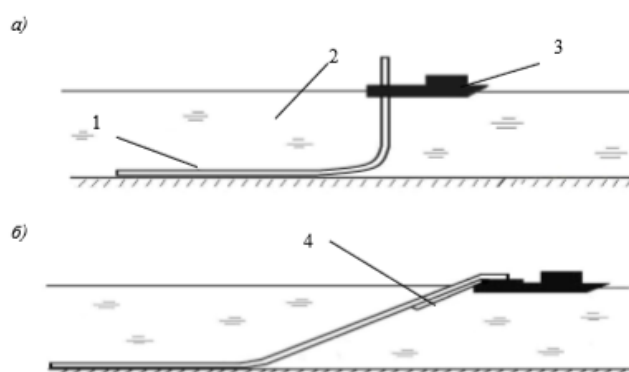
Данный способ укладки трубопровода имеет недостатки и достоинства. Они представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Достоинства и недостатки J-метода

Достоинства	Недостатки
Глубина моря и отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода	Низкая производительность, т.к. используется один пост
Меньшая чувствительность к погодным условиям и большая рабочая глубина	Ограниченное количество судов, работающих по J-методу
Для позиционных ТУС требуется меньше усилие	Небольшой диаметр труб
Чувствительность трубы значительно ниже к воздействию волн	
Меньшее число пролетов на дне и меньшая длина пролетов, благодаря меньшим остаточным растягивающим напряжениям	
Дает возможность укладывать трубопровод по сложной трассе, для того, чтобы обойти препятствие или для выполнения требований, связанных с эксплуатационной системой	

Но, ТУС должен иметь специальную башню, в которой расположены особенные натяжители, сварочный комплекс, установки для проведения неразрушающего контроля и изоляции стыков, увеличивая при этом габариты данного судна [3].

Сопоставляя эти методы между собой, с применением J-метода строительство происходит гораздо медленнее, чем S –методом, но наличие крупной башни способно увеличить производительность за счет обработки секций из 2-х или даже 4-х труб.



*Рисунок 1.3 – Сравнение J- и S-технологий соответственно, где 1- трубопровод, 2- водоем, 3 – баржа, 4 – стингер*

В следствие того, что глубина моря уменьшается, то угол наклона конца трубопровода также уменьшается, поскольку угол наклона ramпы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

В случае с S-методом существуют лимиты по глубине сверху, то применение J-метода, наоборот, лимитирован минимальной глубиной. Исходя из этого, на практике нашли применение сочетания обоих этих методов, а именно строить прибрежные участки с помощью судов, реализующих S-метод, а продолжать монтаж вглубь моря J-методом.

### 1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом

Альтернативной сварке трубопровода на ТУС – барабанный метод. Строительство производится по следующим этапам: трубопровод сматывается на большой барабан, который находится на ТУСе, в тот момент, когда ТУС находится у причала или же намотка трубопровода на барабан производится на суше, далее происходит разматывание на месте укладки. При этом барабан на судне может размещаться как горизонтально, так и вертикально. Горизонтальные барабаны позволяют прокладывать трубы S-образной конфигурации, вертикальные чаще для J-образной укладки, реже для S. [10]

Укладка, при которой используется барабан, дает возможность опускать трубопровод в воду почти перпендикулярно, что дает возможность обходиться без стингеров (рис.1.4). [11]

При прокладке трубопровода сматыванием его с барабана судно оборудовано барабаном, какой наматывается сделанный на берегу стальной гибкий нефтепровод. На данное время барабанный способ укладки трубопроводов часто пользуется спросом в процессе строительства (монтажа) нефтепровода из нежестких материалов. Известно, что трубопроводы, сооружённые из нежестких труб, проще, дешевле, надёжнее железных трубопроводов. Как обычно нежесткие трубопроводы используются в промысловых трубопроводных системах, поскольку по ним транспортируются коррозионно-стойкая пластовая продукция. [11]

Барабанный способ существенно убавляет трудозатраты, что позволяет огромную часть сварочных работ, рентген, нанесение противокоррозионного покрытия и испытания воссоздавать на суше, в каком месте количество издержек, в свою очередь, на создание в общей совокупности намного меньше, чем затраты на сходственную работу непосредственно в море

Длина трубопровода, которая может быть намотана на устройство (барабан), находится в зависимости от ее размера (диаметра). Некоторые трубоукладчики

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

обустроены кранами, которые могут перемещать намотанные барабаны с барж снабжения на укладчик и возвращать пустые, но если все таки нет крана, то трубоукладчку приходится делать моневр, возвращаясь на берег для замены на пустой барабан, что занимает много времени. [10]

Барабанная разработка предоставляет безопасность и стабильность при сравнении с иными методами прокладки трубопроводов, ускоряя тем самым, строительство в пару раз (приблизительно до 10 раз), в каком месте даже очень главно, когда дается небольшой промежуток времени, доступных для строительства (например, погода). Данный способ, в отличие от двух предыдущих, доступен для трубопровода, который имеет поперечник до 450 мм [32].

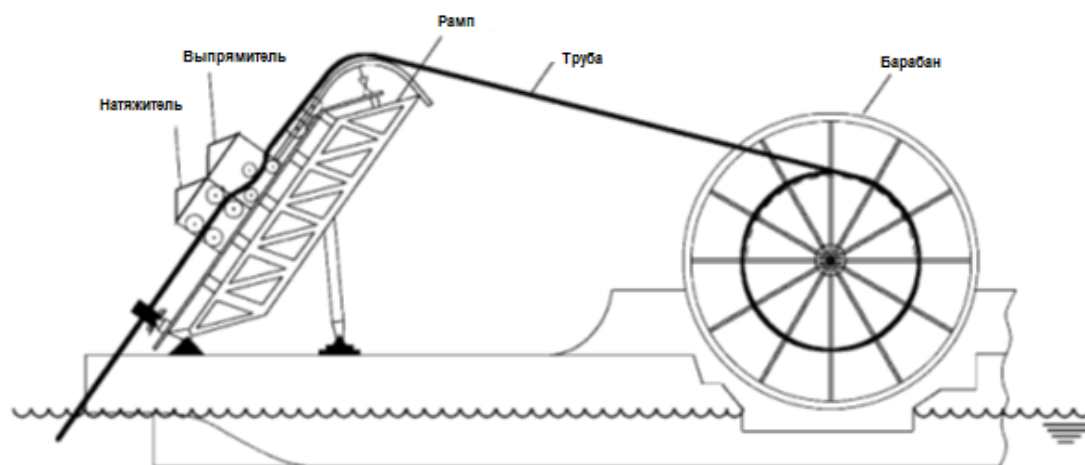


Рисунок 1.4 - Укладка трубопровода барабанным методом

#### 1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей

Один из существенных плюсов данного вида заключается в том, что сваривание в длинные плети происходит на суше, а не в море. Существует несколько видов буксировке плетей: поверхностная, на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря, донная, вдоль дна.

Перед тем, как укладывать трубопровод с применением буксирных судов по СП «Морские трубопроводы» необходимо сделать расчеты, которые представлены в схеме 1.3.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

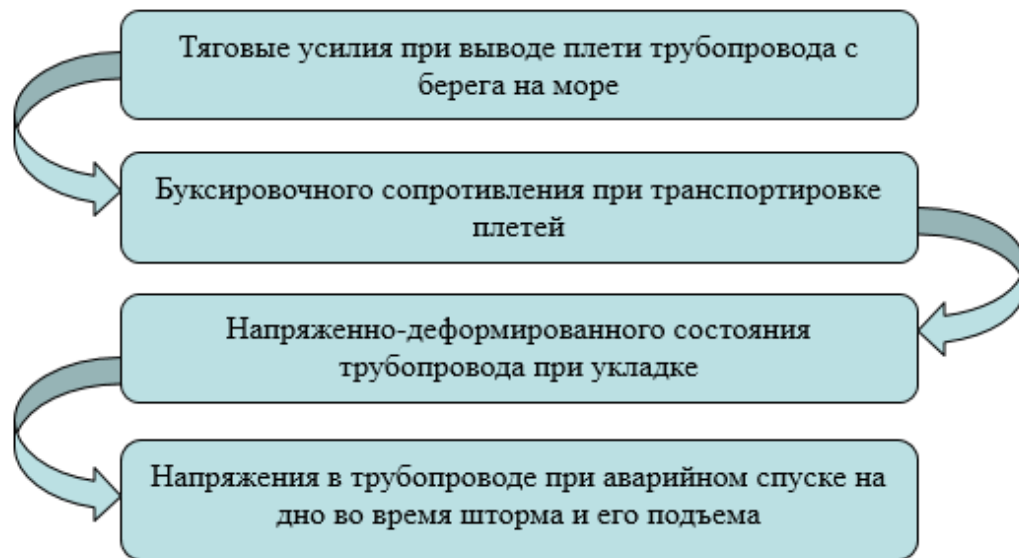


Схема 1.3 – Расчеты

При укладке трубопровода с применением буксирных судов работы следует выполнять в последовательности представленной на схеме 1.4, согласно СП «Морские трубопроводы» [8]

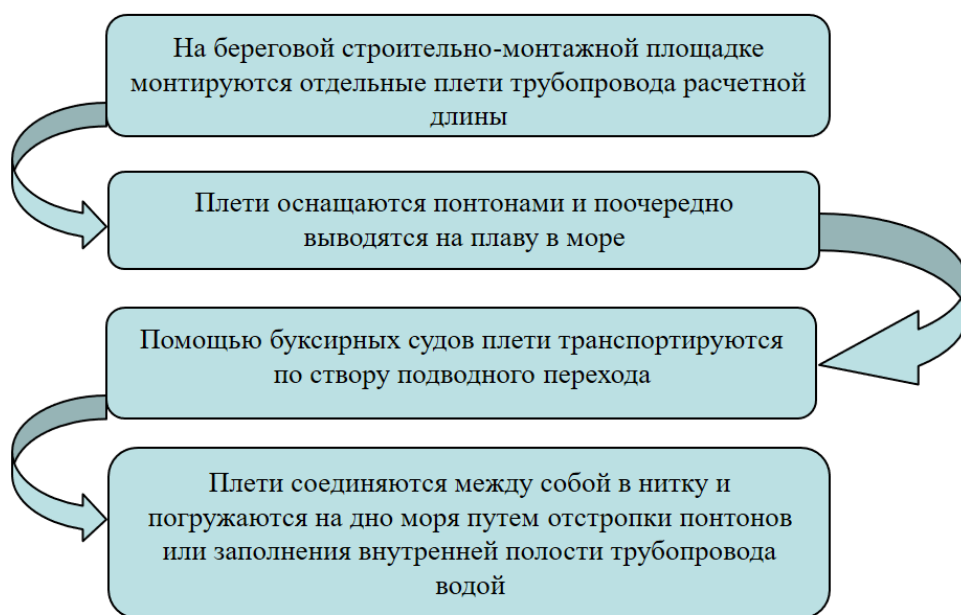


Схема 1.4 – Последовательность выполнения буксировки судов

*Поверхностная буксировка (рис.1.5).* Данный способ изначально использовался для укладки трубопроводов в спокойных водах при маленькой

глубине. Применение поверхностного способа буксировки, как и способа буксировки на средних глубинах, обуславливается длиной линии, поскольку ее предельная длина, ограничивающаяся длиной всплывающей части, зависит от состояния моря и частоты проходящего транспорта.

К трубопроводу прикрепляют модули плавучести, чтобы удержать его на поверхности воды. Из-за того, что трубопровод достаточно длинный, существует необходимость в двух буксирах для его транспортировки. После прибытия модули плавучести подвергаются осторожному отсоединению, иногда могут заполняться водой для того, чтобы трубопровод плавно опустился на дно моря. [10]

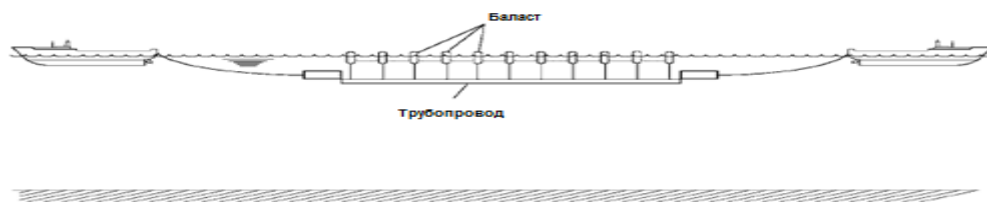


Рисунок 1.5 – Укладка трубопровода поверхностной буксировкой

На одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря. При использовании данного способа требуется намного меньше модулей плавучести, чем в предыдущем методе. Скоростью движения буксира регулируется как форма трубопровода, так и глубина погружения. После того, как буксир прекращает свое движение, трубопровод медленно и плавно опускается на дно моря самостоятельно. [10]

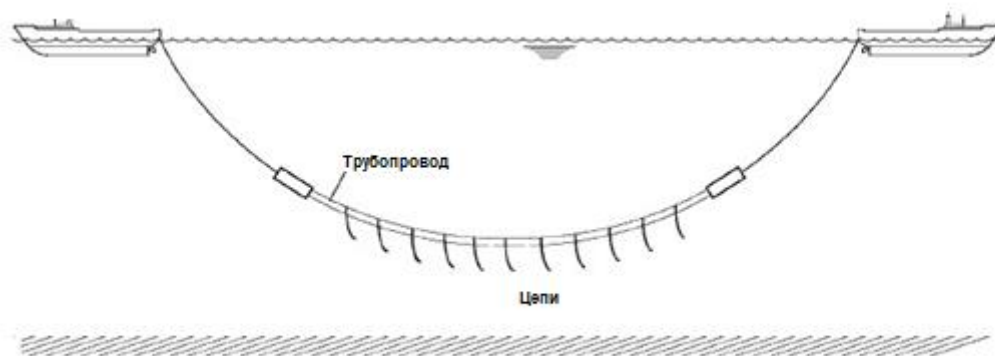
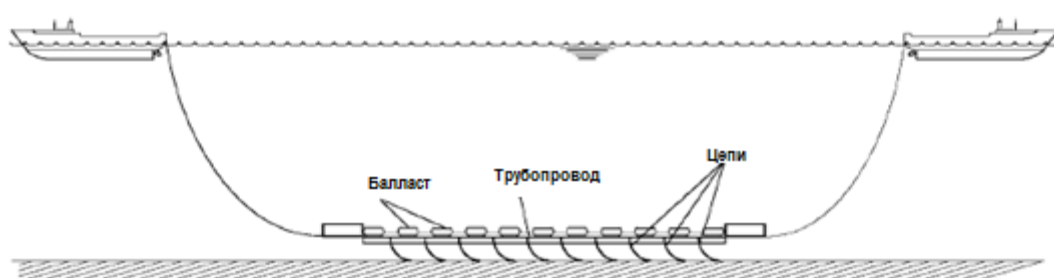


Рисунок 1.6 – Укладка трубопровода протаскиванием с контролируемой глубиной

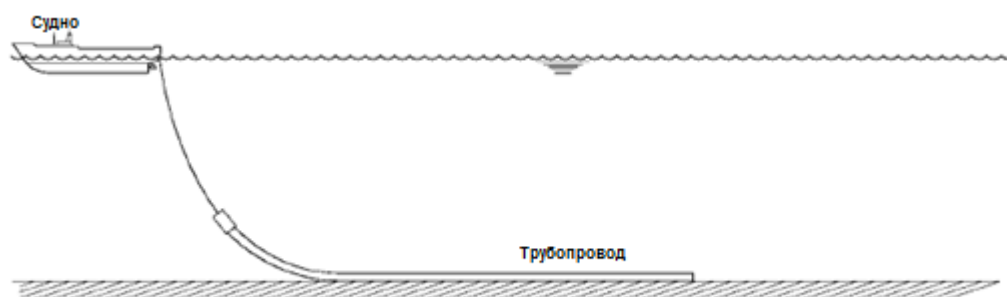
					Литературный обзор	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*Вдоль дна.* При методе буксировки используются не только модули плавучести, но и своего рода утяжелители. Утяжелители – это элементы веса, которые предсталенны в виде цепей. Они заставляют опускаться нефтепрово почти до самого дна. В момепнт касания цепей дна, их вес уменьшается, и уже модули плавучести способствуют поддержанию трубы на заданном расстоянии от дна. Как и в прошлых случаях, по прибытию на место модули удаляются и трубопровод плавно опускается на дно. [10]



*Рисунок 1.7 – Наддонное протаскивание трубопровода*

*Донная.* При использовании этого метода трубопровод специально притапливают, после чего продвигают по дну моря. Этот метод используется только в случае мелководья и при мягком, ровном дне. [10]



*Рисунок 1.8 –Метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну*

Одним из важных плюсов данного метода является то, что процесс сваривания трубопровода происходит не непосредственно в море, а на суше

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

(берегу), используются наземные методы сварки. Этот способ имеет место быть при прокладке трубопровода малой протяженности.

При выполнении работ по строительству нефтепровода под углом в 90 градусов к береговой линии требуется участок свободный, который перпендикулярен к берегу, имеет достаточно большую длину для размещения максимально длинной секции трубопровода. На этом промежутки трубопровода собираются специальные направляющие, которые называются роликовые или рельсовые. С помощью этих направляющих трубопровод медленно опускают непосредственно в воду.

На этих направляющих располагается секция, которая уже сварена и прошла испытания. К концу этой секции присоединяется трос судна, которое буксирует и тянет в воду. Для этого процесса используется специальная лебедка. Она нужна для того, чтобы контролировать натяжение нефтепровода. Еще одной ее обязанностью является возможность затянуть трубопровод обратно на береговую линию в случае ЧП.

Во время работы протаскивания происходит строгое контролирование радиуса изгиба трубопровода по всей его длине.

При глубоководной буксировки в трубопровод чаще всего под давлением закачивают азот, который в свою очередь компенсирует внешнее давление для того, чтобы предупредить смятия сечения трубы. Данным способом могут быть достигнуты глубины до 1 км [4].

## **1.2 Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием**

Одним из значимых критериев надежной эксплуатации трубопроводных систем является стабильность и неизменность положения в расчетных точках подземного трубопровода.

Опыт строительства трубопроводов показывает, что магистральные трубопроводы на балластированных (утяжеленных) участках значительной длины

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



находятся выше проектных высот и часто оголены или плавают после сброса грузовых средств. По данным ВНИИСТ, доминирующая причина этому фактору служит негативное влияние вдоль и поперек находящихся перемещений трубопроводов на работу балластов [5].

В ходе обследования трассы было установлено, что первыми начинают отрываться от дна моря, которые расположены по углам изгиба оси трубопровода.

Плавуность трубопровода может привести к повреждению изоляционного покрытия трубопровода, а балластные устройства также могут повредить изоляционное покрытие в местах их крепления [11]. Согласно современным требованиям, балластированный трубопровод должен перемещаться вместе с грузами без взаимных смещений и в то же время не должен вызывать повреждения изоляционного покрытия. Поэтому существует следующая задача: использование каких труб выгоднее – с бетонным покрытием в полиэтиленовой или металлополимерной оболочке.

Типичная труба с утяжеленной оболочкой (рис.11) состоит из стальной трубы, коаксиально покрытой антикоррозионным покрытием и металлополимерной оболочкой, область между этими покрытиями заполняется бетоном с армированными частицами. Концы труб, обычно длиной 35-45 см, оставляют непокрытыми для последующей монтажной сварки.

Балласт, который представляет собой смесь бетона и полиэтиленового покрытия, также следует рассматривать как мощное дополнительное защитное покрытие, которое значительно повышает процент безопасности морских трубопроводов. В случае боковых перемещений трубопровода балластное покрытие нового типа должно иметь большой запас прочности конструкции и обтекаемую гладкую поверхность (за счет полиэтиленового покрытия), перемещаться практически без изменения пространственного положения относительно трубы, что

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

способно сохранить балластную способность и предотвратить плавучесть трубопровода [5].

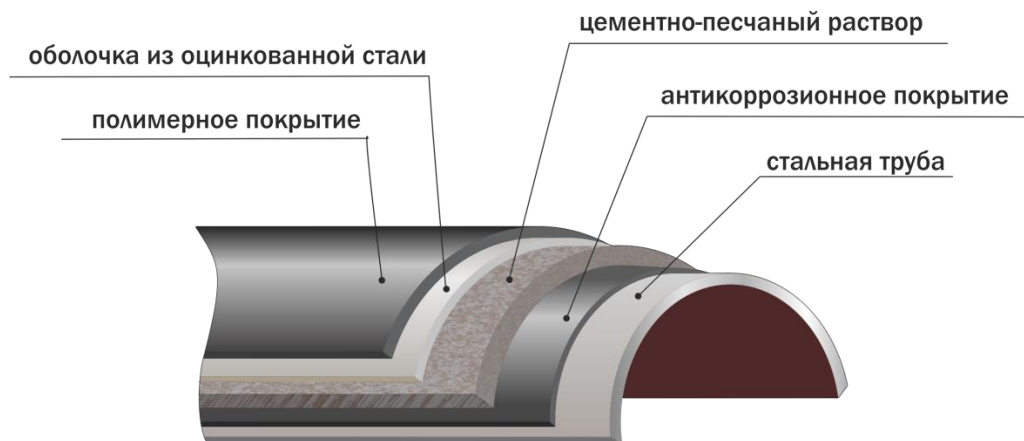


Рисунок 1.9 – Элементы обетонированной трубы

Процесс обетонирования труб показан на рисунке 1.10.

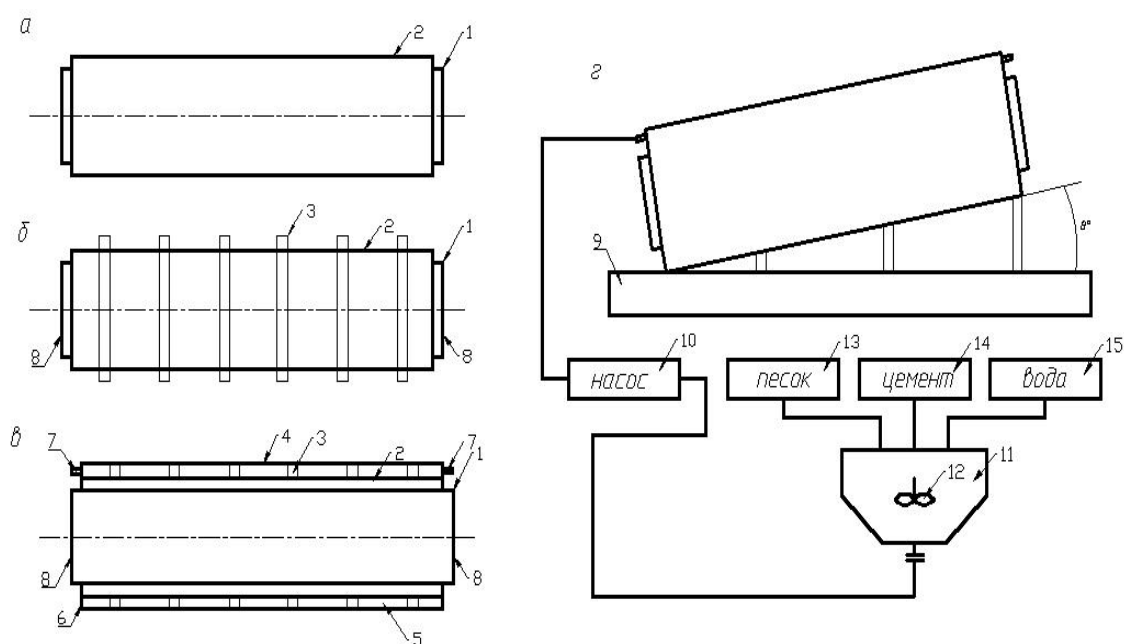


Рисунок 1.10 – Схема нанесения балластного покрытия на трубу по технологии ОАО МТЗК, где а – теплоизолированная труба; б – установка центрирующих колец; в – установка опалубки и заглушек; г – заполнение опалубки бетонной смесью; 1 – обрабатываемая труба; 2 – теплоизоляционное покрытие; 3 – опорные центрирующие кольца; 4 – жёсткая полиэтиленовая оболочка; 5 – кольцевой зазор; 6 – кольцеобразные заглушки; 7 – сквозное отверстие; 8 – монтажные концы трубы; 9 – стенд для заливки цементно-песчаного раствора; 10 – поршневой

насос; 11 – смеситель; 12 – лопасти перемешивающего устройства; 13, 14, 15 – загрузочные контейнеры для песка, цемента и воды.



Рисунок 1.11 – Полимерная оболочка толщиной 8 мм



Рисунок 1.12 – Внешний вид трубной продукции, выпускаемой ОАО МТЗК, где а – труба с наружным трёхслойным полипропиленовым и балластным покрытиями; б – труба с наружным эпоксидным и балластным покрытиями; в – труба с наружным эпоксидным, тепловым полиуретановым и балластным покрытиями с установленной системой подогрева труб на основе СКИН-ЭФФЕКТа

Для снижения риска смятия трубопровода во время монтажа в определенных местах устанавливаются ограничители смятия (усилители трубопровода). Предохранители от смятия присоединяются к трубопроводам в тех морских

					Литературный обзор	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

районах, где вероятность смятия трубопроводов выше - на глубоководных участках. Во время установки может возникнуть любой риск. Ограничители смятия изготавливаются из того же стального сплава, что и трубопроводы газа, и имеют ту же длину, что и секции труб. Однако эти трубы будут иметь большую толщину стенки, с более тонкими концами, обработанными для соединения с трубой (рис.15).

Внутренние покрытия трубопроводов обычно изготавливаются из сырья на основе эпоксидной смолы. Цель данного покрытия состоит в следующем: уменьшить гидравлическое трение и увеличить пропускную способность трубопровода.

Коррозия – разрушение металла под действием различных факторов. Оно протекает самопроизвольно. Нефтепровод защищают от данного разрушения, используя внешние покрытия. Чаще всего это покрытие, состоящее из трех слоев для лучшей защиты. Покрытие происходит по стандарту DNV-RP- F106 CDS № 3 [13].

Рассмотрим подробнее:

- эпоксидный слой. Слой на основе эпоксидной смолы. Он подходит для создания защитного слоя с непористыми металлами. К преимуществам можно отнести высокую прочность, высокая устойчивость к абразивному износу, минимальная усадка. Толщина этого слоя варьируется от 50 до 100 мкм.

- адгезивный слой. Адгезия – устойчивость к расслаиванию антикоррозионных покрытий. Толщина этого слоя находится в пределах от 50 до 400 мкм.

-полипропиленовый слой. Это самый важный слой. Он устойчив к коррозионным образованиям. Этот слой значительно толще остальных. Его размеры доходят до 4,0 мм.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На участки трубопровода, проложенные на мелководье, нанесено специальное бетонное покрытие, которое утяжеляет их для устойчивости на морском дне. В глубоководных районах нефтепровода не имеет такого утяжеляющего покрытия, поэтому его прокладывают только непосредственно по земле с антикоррозийным покрытием [14].

Трубы, компенсаторы и вертикальные колонны покрываются изнутри на производственных объектах и снаружи в морских цехах, а затем транспортируются на морскую строительную площадку для сварки в атмосферных условиях. Швы, которые получили после выполнения процесса сварки, необходимо проверить исходя из методов неразрушающего контроля.



*Рисунок 1.13 - Монтажный стык до покрытия [15]*

Перед выполнением монтажных процедур на сварные участки трубы следует нанести покрытие для удаления пустот, заполняя их между бетонным покрытием с каждой стороны стыка и для защиты стыка от коррозии.

Система покрытия швов включает термоусадочный рукав из полиэтилена высокой плотности. Сварное соединение проходит процесс нагревания перед наложением рукавов. Его можно сшить для обеспечения гибкости, и он подходит для отрезка трубы. Благодаря сшиваемости объект способен восстанавливать свою длину до исходного положения. Исключение пустот обуславливается тем, что материал плотно прилегает к стенкам из-за повторных процессов нагревания.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

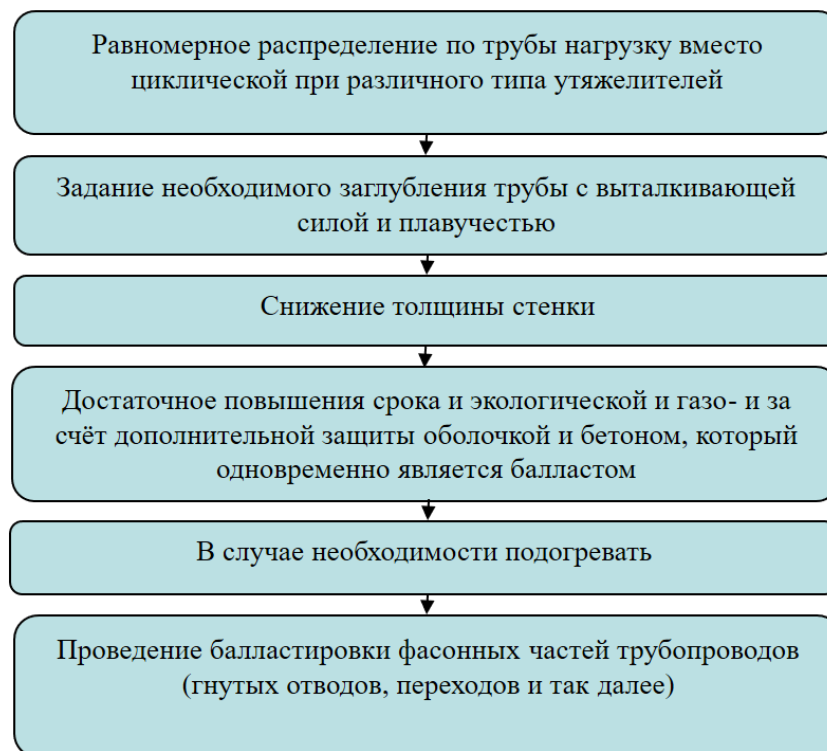
Рукав не является очень водонепроницаемым. Для заполнения пустот бетоном в местах стыков, закрывается листом из углеродистой стали или полиэтиленовой формой. Лист углеродистой стали или полиэтиленовой формы перекрывает бетонное покрытие и фиксируется полосами из углеродистой стали (для стального листа) или сварным полиэтиленом (для полиэтиленовой формы). Пространство между рукавом и стальным листом заполняется двухкомпонентным пенополиуретаном через отверстие, выполненное в верхней части формы. Пена заполняет весь объем, т.к. постепенно поднимается. Она даже может сопротивляться удару троса рыболовного [14].

Катодная защита участков трубопровода, которые находятся под водой, будет основываться на анодах из сплава цинка типа браслетного. В зависимости от толщины покрытия, которое утяжеляет, длина анода, находящаяся в пределах до 450 мм, будет раскинута на заданные расстояния. На рисунке ниже представлен анод стандартного вида. Такой тип анода установлен в трубопроводе «Южный поток». Размеры такого типа зависят от следующих факторов:

- диаметра используемой трубы;
- толщины покрытия, используемого для утяжеления;
- тип покрытия, используемого для утяжеления;
- материал самого анода;
- характеристики окружающей среды.

На схеме 1.5 представлены задачи, которые сможет решить балластировка труб бетонным слоем.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



*Схема 1.5 - Задачи балластировки труб*

В приложение А (табл.1) представлены характеристики анодов браслетного типа.

### **1.3 Методы производства строительных работ**

Освоение месторождений нефти, которые находятся на шельфах, не имеет возможности без проектирования и строительства трубопровода. На сегодняшний день существуют следующие мероприятия, которые выполняются в процессе монтажа морских трубопроводов.

1. Изыскание. Самой первой и неотъемлемой частью любого строительства, МТ – не исключение, является необходимость получения исходных данных местности, участка будущего трубопровода, получение информации для разработки экономической целесообразности проекта.

2. Работы с морским дном. Для того, чтобы трубопровод прослужил долго и безопасно, нужно изучить рельеф морского дна. Для обеспечения устойчивости будущего нефтепровода сооружается фундамент на дне моря.

3. Работы с линиями передач. Нужно выявить возможные пересечения с действующими кабелями.

4. Укладка трубопровода. Все выше перечисленное – это подготовка к данному этапу. Прокладка непосредственно трубопровода по всем правилам, с использованием методов, которые описаны в главе 1.1.

5. Врезка. Может получиться так, что на данных участках окажутся другие нефтепроводы, которые необходимо будет соединить. Для этого используются врезки, байпасы и другие способы.

Что касается нормативно-правовых документов, то тут стоит отметить, что основной документ, который определяет порядок, правила и возможность получения разрешения, определен приказом Роснедр №287 от 18.03.2009 года.

Данное разрешение необходимо, если идет речь о выполнении работ, которые так или иначе связаны с недрами. Кроме данного разрешения необходимо иметь:

1. Лицензию, которая позволяет пользоваться недрами;
2. Готовый проект, который будет указывать на месторождение недр;
3. Проект строительства трубопроводов.

#### **1.4 Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания**

При создании любого проекта необходимо произвести достаточное количество работ, связанных с исследованием дна моря. Необходимо знать состояние дна, наличие на дне каких-то остатков, например, после кораблекрушения. Информация о состоянии дна используется для планирования маршрута прокладки трубопровода при проектировании и планировании способов строительства.

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



Наблюдения остановились на 3-х основных коридорах [14].

1. *Якорный коридор.* Зона, в которой находятся якоря судов, стоящие данный трубопровод. Она протягивается по одному километру влево и вправо от согласованного маршрута прокладки трубопровода. На схеме 1.6 представлены задачи, которые решает якорный метод.

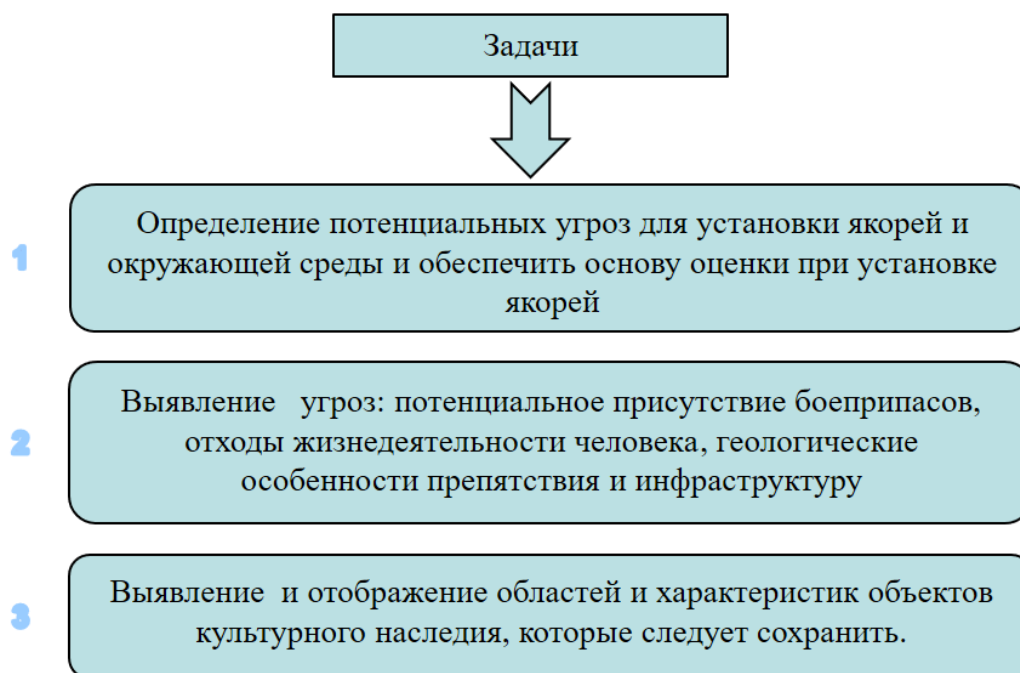


Схема 1.6 – Задачи, которые решает якорный метод

2. *Коридор укладки.* Данный тип определяется инструктивным допуском для простой укладки труб, указанным в документах, заключенных с подрядчиком, по монтажу. Укладка примерно в 7,5 метрах по обе стороны маршрута, который указан в договоре с подрядной компанией.

3. *Коридор безопасности.* Данный тип коридора определяется путем влиянием подводных взрывов на трубопроводе, например, взрывы боевых припасов на дне моря. Ширина данного коридора определяется исходя из технического анализатипов этих боеприпасов и расстояния, при котором взрыв может оказать негативное влияние на трубопровод. Укладка примерно в 25 м по обе стороны маршрута, который закреплен в договоре с подрядно организацией.

### 1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка



Перед началом работ по укладке трубопроводов непосредственно в море необходимо выполнить работы на суше. Не редко бывает, что донная поверхность, где в дальнейшем будет находиться трубопровод, очень неровная. В связи с этим необходимо произвести коррекционные работы свободных пролетов. Во-первых, необходимо выполнить срезку выпуклых частей морского дна, во-вторых, произвести отсыпку вогнутых частей дна.

Чаще всего для данных целей используют специальное оборудование – гидромониторное. Она предназначено для выравнивания дна моря. Совершает местную корректировку дна на больших морских глубинах. Достоинством спец. оборудования можно считать то, что оно ставится на конкретное место в обычном контейнере.

Гидромонитор (рис.1.14) – устройство, которое служит для размывания донных неровностей. Принцип работы гидромонитора следующий: оборудование опускается на место выпуклости, вода, под давлением, с большим напором размывает неровности.

Альтернатива предыдущего метода – грейфер (рис.1.15). Он устанавливается на судне типа «Tertnes» (Van Oord). Вывоз грунта осуществляется баржами с площадками.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

	<p><i>Выемка грунта - Ево 150, 300 и 600</i>  Базовая система для проведения общих мероприятий по выемке грунта, рытью траншей и обратной засыпки  Рытье траншей: Скорость рытья от 1000м<sup>3</sup>/ч до 4000м<sup>3</sup>/ч  Диаметр: от 100 мм до 2000 мм  Глубина выемки грунта: от 0,25м до 5000 мм при одном или нескольких проходах  Скорость выемки грунта (на поверхности): от 1 м<sup>3</sup>/ч до 450 м<sup>3</sup>/ч в зависимости от параметров  Глубина воды: от 1 м до неограниченной глубины  Типы грунтов: все несвязанные грунты с размером частиц до 200 мм</p>
	<p><i>Резка – Система резки грунта Ево</i>  Готовая к эксплуатации установка для подготовки трасс Резка: от 100 м<sup>3</sup>/ч до 1200 м<sup>3</sup>/ч в глине с удельным сопротивлением 10кПа-100кПа  от 12 м<sup>3</sup>/ч до 60 м<sup>3</sup>/ч в глине с удельным сопротивлением 100кПа-500кПа  Скорость на выходе из гидромониторной насадки: 32 м/сек  Глубина воды: Неограниченная  Рабочее давление: 400 бар  Типы грунта: Все грунты с удельным сопротивлением до 600 кПа</p>

*Рисунок 1.14 - Оборудование для массовой размывки грунта*

Что касается вогнутых частей, то здесь применяется метод каменной наброски. Он заключается в подсыпке каменно-гравийного материала в места, где недостаточно материала дна.



*Рисунок 1.15 - Подводный аппарат для размывки грунта T8000*

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

## 1.6. Земляные работы после укладки трубопровода

После завершения процесса укладки трубопровода по дну моря, необходимо произвести коррекцию земли. Земельные работы, которые необходимо совершить следующие: заглубить трубопровод, заглубление с дополнительной засыпкой и каменно-гравийная подсыпка неровностей дна моря.

Система заглубления трубопровода типа «Beluga» (рисунок 1.16) от компании Saipem используется для защиты, стабилизации или корректировки беспорочных пролетов. Система работает на глубине до 2300 м как с мягкими, так и со скалистыми грунтами. Установка представляет собой аппарат, который находится на плаву, передвигающийся над трубой с небольшой скоростью. Он состоит из двух острых дисков и двух насосов всасывания, которые находятся в задней части аппарата и предназначены для извлечения грунта из траншеи.

После прокладки трубопровода происходит образование неровностей дна. В случае неисправности трубопровода, он может испытывать недопустимые напряжения или вибрации. В этом случае необходимо незамедлительно предпринимать работы по корректировке свободных пролетов. Для этой цели в проектах предусмотрены опоры из гравийно-каменного материала. При использовании данного метода уменьшается длина свободного пролета за счет отсыпки дополнительных гравийных опор.

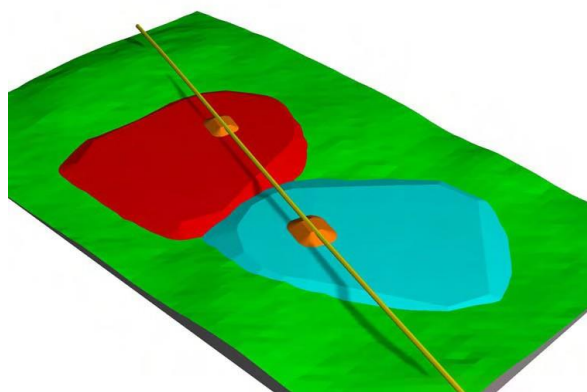
Для подсыпки свободных пролётов и засыпки участков нефтепровода используется специальное судно типа «Tertnes» (Van Oord) с гибкой сбросной трубой (рис. 1.16).

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



*Рисунок 1.16 - Судно с гибкой спускной трубой, распределяющей каменный материал вокруг трубопровода*

Проблемы с устойчивостью геотехнического характера имеют место быть в областях с пологим дном или с мягкими почвами, такие как, например, глина с низкой допустимой нагрузкой. В таких зонах используют каменную наброску для обеспечения дополнительной устойчивости (рис.1.17).



*Рисунок 1.17 - Противозаполнитель (показан красным и синим) для обеспечения дополнительной устойчивости под каменными бермами (показаны оранжевым)*

					Литературный обзор	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На схеме 1.7 представлены способы сооружения вспомогательных объектов.

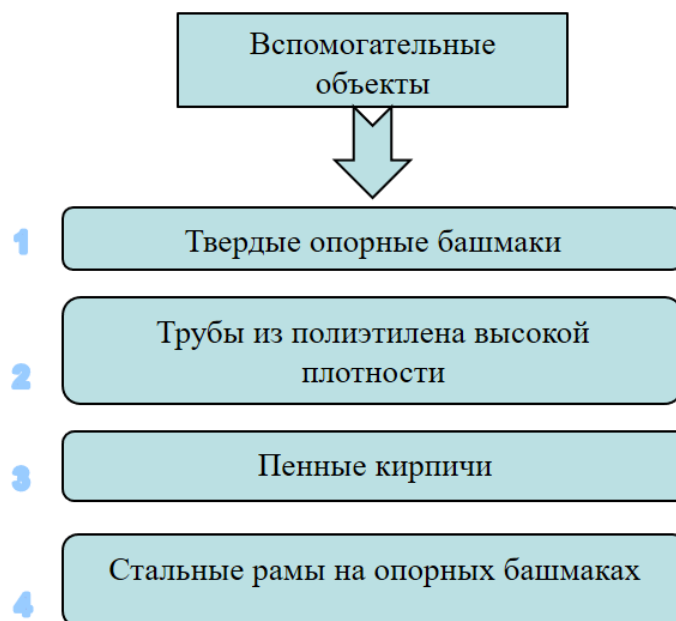
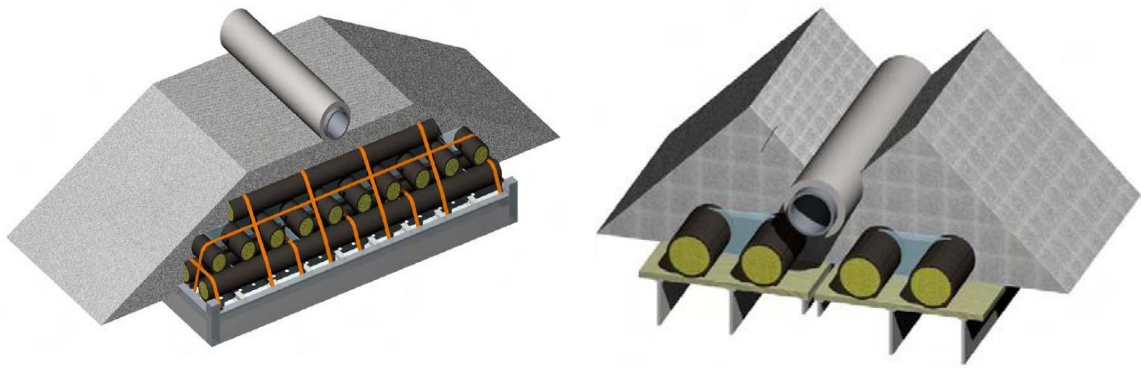


Схема 1.7 - Вспомогательные объекты

Для поддержания труб на мелких водах чаще всего используются легкие и твердые опорные башмаки. Зачастую они покрыты слоем гравия. На рисунке 1.18 представлены два решения.

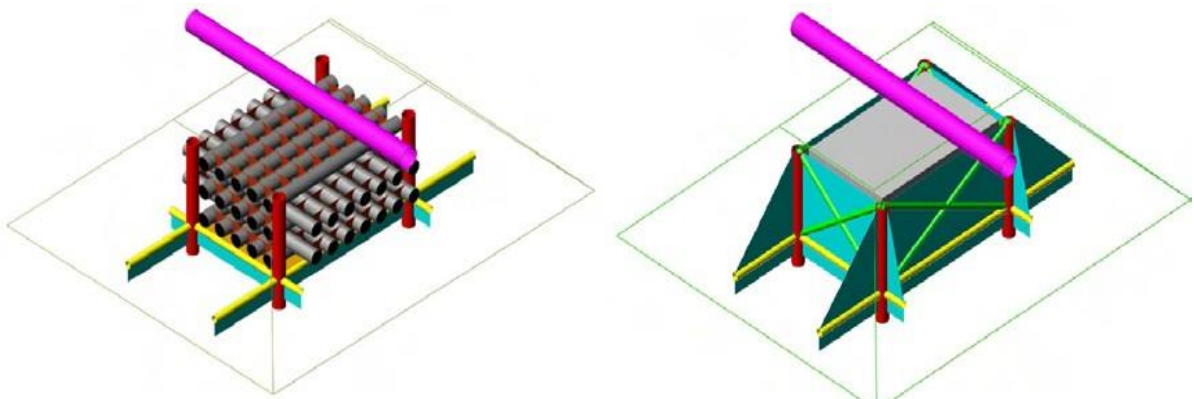
Опорная конструкция слева устанавливается непосредственно перед прокладкой труб. На ее основание фиксируются трубы из высокопрочного полиэтилена, которые наполняются пеной. Эта конструкция покрыта гравийным слоем, на которую в будущем укладывается сам трубопровод.

Опорная конструкция, которая расположена справа, как и берма слева, содержит полиэтиленовые трубы, наполненные пеной. Отличие заключается в том, что защита гравием устанавливается после укладки трубопровода.



*Рисунке 1.18 - Опорные конструкции перед укладкой труб (слева) и после укладки труб (справа), построенные из жестких опорных настилов, с наполненными пеной трубами из легкого полиэтилена высокой прочности и гравия*

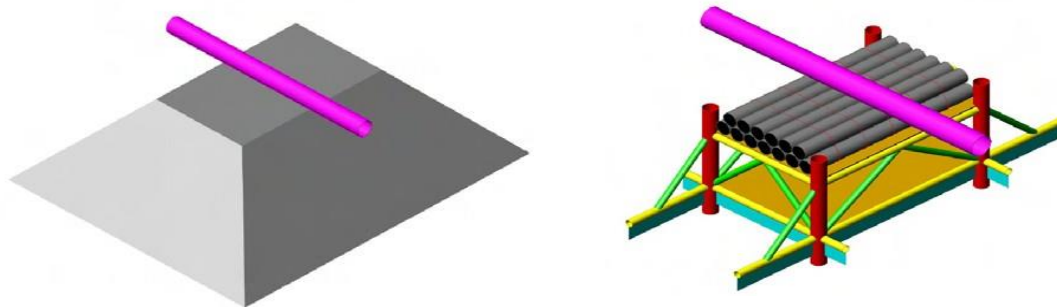
Существуют облегченные конструкции (рис.1.19). Они состоят из труб, которые наполнены пеной, полиэтиленовых или же с использованием кирпичей из пеноматериала. Эта конструкция используется в том случае, если поддержка нужна на более высоком уровне.



*Рисунок 1.19 - Опорные конструкции, сооруженные из труб из легкого полиэтилена высокой прочности (слева) и из кирпичей из пеноматериала (справа)*

На рисунке 1.20 представлены две опорные конструкции. Слева основная часть покрывается слоем гравия, а справа – состоит из стальных рам на опорном башмаке, что делает конструкцию заметно легче.





*Рисунок 1.20 - Покрытая гравием опорная конструкция (слева) и опорная конструкция, сооруженная из жесткого опорного настила стальной конструкции в качестве базы, имеющая сверху трубы из легкого полиэтилена высокой прочности (справа)*

### **1.7. Врезка трубопроводных секций**

Врезка – это процесс присоединения к магистральному нефтепроводу. Работоспособность трубопровода, чистота окружающей среды и жизни людей зависят от качества выполненной работы по врезке. Потери нефти, которые приводят к загрязнению окружающей нас среды, должны быть полностью исключены.

Что касается работы в море, то врезка подразделяется на две категории: надводная и подводная.

Гипербарическая врезка - это глубоководное соединение, выполненное под водой. Две точки подключения соответствуют изменениям давления в газопроводе и нефтепроводе. На этапах строительства, соединения, которые находятся вдоль береговой линии, выполняются над водой.

В местах врезки секции труб всегда накладываются друг на друга, а затем обрезаются и выравниваются для атмосферной сварки. Перед тем как ТУС завершает укладку участка трубопровода на морское дно, к концу трубы приваривается укладочная головка для обеспечения сухой, некоррозионной среды внутри трубопровода. Головка будет отрезана во время обвязки для последующей атмосферной сварки.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

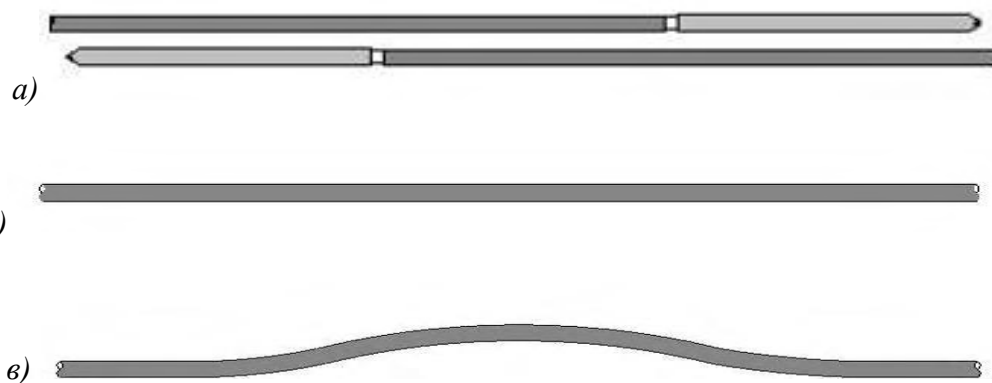


Подводная врезка осуществляется с помощью гипербарической сварки во время пусконаладочных работ и выполняется после заполнения и гидравлических испытаний участков трубопровода.

Врезки, находящиеся под водой, называют «золотыми швами». Приобрели они это благодаря тому, что швы не тестируются давлением системы, но они проходят свою проверку посредством применения дополнительных DNV (Det Norske Veritas).

На рисунке 1.21 ниже показана укладка секций трубопровода с головками для укладки до врезки.

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



*Рисунок 1.21*

*где а - Секции до врезки, б - Линейная конфигурация секции во время врезки, в - Изогнутая конфигурация секции во время врезки*

Надводная врезка приведет к изогнутой форме из-за подъема во время врезки.

Врезка под давление выполняется в трубопроводы газонефтяной отрасли. В данной сфере подача продукта идет круглосуточно, отключение поставки – невозможно, т.к. это приведет к большим потерям финансового характера. Для

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

предотвращения данной проблемы была разработана технология, позволяющая делать манипуляции врезки без остановки и под давлением.

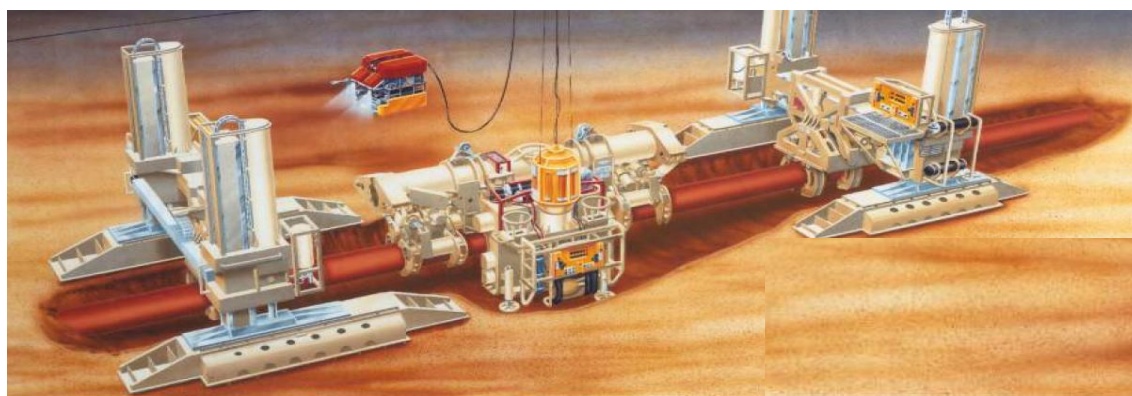
Врезка требуется в следующих случаях:

1. Монтировка отвода для подачи сырья;
2. Провести врезку через тройник.

Врезка может быть выполнена с любой стороны трубопровода. Работы по монтажу производятся с трубами больших номинальных диаметров и разных материалов, например, сталь, полиэтилен, цемент.

Соединения под давлением выполняются в местах резкого изменения расчетного давления и толщины стенки. Подводные соединения выполняются в атмосферной камере, а точнее с помощью сварки, которая осуществляется под водой в сухой среде, в подводной сварочной камере, охватывающей свариваемую часть газопровода и нефтепровода с разных сторон.

Трубопроводы вначале разрезаются, а затем собираются для сварки. Над зоной сварки устанавливается подводная камера, закрывающая концы участка трубы. Из подводной камеры откачивается вода, после чего водолазы-сварщики приступают к сварке. На рисунке 1.22 представлена модель подводной сварочной камеры.



*Рисунок 1.22 - Образец подводной сварочной камеры*

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Кроме того, после сварки труб должен проводиться неразрушающий контроль сварных соединений. Там, где была выполнена сварка в атмосферной камере, покрытие не наносится, так как считается, что проектная защита от коррозии достаточно устойчива на этом участке газо- и нефтепровода.

При надводных врезках два участка трубопровода будут проложены с противоположных сторон. Концы обоих участков трубопровода будут уложены на дно рядом и подняты на поверхность воды вдоль ТУС (рис.1.23). Две головки при укладке удаляют срезанием, два конца, которые открыты, выравниваются и свариваются.

После процесса сварки граней и следующее неразрушающее тестирование и покрытие стыков завершается трубопровод опускается на дно моря по горизонтальной кривой (рис.1.24).



*Рисунок 1.23 - Концы секций трубопровода вдоль баржи перед осуществлением надводной сварки*

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

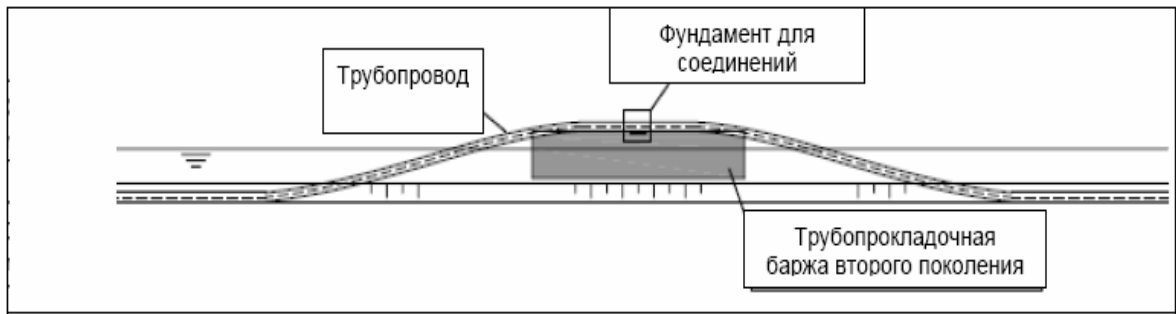


Рисунок 1.24 – Схема надводного соединения

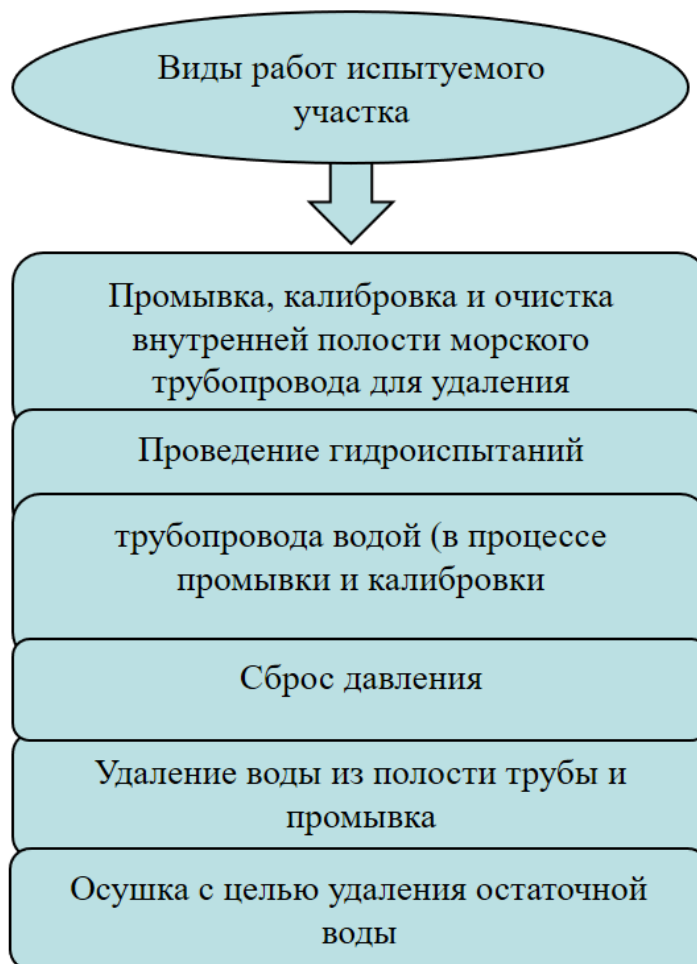
### 1.8. Испытания и подготовка к эксплуатации

Работы, связанные с испытаниями трубопровода, проводятся для всех нитках на участках длиной от 4,3 км, которые включают в себя береговую линию и микротоннелирование.

Испытуемый участок трубопровода, в данном случае газопровода, начинается с камеры пуска и заканчивается камерой приема на участке моря на глубине примерно 30 м.

На участке, который подвержен испытанию, проводятся работы, указанные в схеме 1.8.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



*Схема 1.8 – Работы на испытываемом участке трубопровода*

При выполнении гидроиспытания и заполнения трубопровода используется вода из моря (соленая). Забор происходит в месте, где микротоннель выходит (изобата 30 м), заборная глубина – 2 м от морской водной поверхности. После окончания испытания трубопровода вода возвращается в море. Манипуляции с водой происходят с использованием специального оборудования – плавучих насосных станций. Насосы оснащены устройствами, которые препятствуют попаданию рыбы при водозаборе в соответствии со СНиП 2.06.07-87. Типовое насосное оборудование представлено на рисунке 1.25



*Рисунок 1.25 - Насосное оборудование и защитные устройства для забора воды на гидроиспытания*

В процессе освобождения трубопровода от воды на берегу будут использоваться поршни-разделители. Вода находится в амбарах-отстойниках для очистки. Количество воды, задействованное при промывке-очистке всех четырех ниток, может достигать до 800 м<sup>3</sup>.

Внутренняя поверхность трубы очищается и калибруется путем прохождения минимум четырех очистных скребков с калибровочными дисками. Для нагнетания давления в трубопроводе используется временная насосная станция, располагающаяся на ТУСе. Вода вытесняется из трубопровода сухим сжатым воздухом.

Перед удалением воды активируется несколько очистительных поршней для удаления отложений на поверхности трубы. Скорость движения поршней должна быть такой, чтобы поршни не блокировались и не пропускали воздух. Это значение варьируется в диапазоне от 0,5, до 1,0 м/с. Все поршни должны быть оборудованы датчиками для определения положения поршней. Сброс воды после гидроиспытаний будет происходить на специальном плавучем судне, а затем, после анализа, условно чистая вода будет сброшена в море.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1.9 Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских трубопроводов

Строительный опыт морских трубопроводов показывает на существующие опасности, характерных как для конкретных технологических видов, например, потеря устойчивости, локальные смятия при использовании J-метода, так и опасности, которые могут возникнуть при любом способе прокладки, например, аварии судов или природные катастрофы.

Рассмотрим опасные источники в море.

1. Главный источник опасности – природный фактор. К нему относятся ледовый режим моря, скорость течения, высота волн, типы донных отложений.
2. Факторы внешнего воздействия. К ним можно отнести возможность столкновения судов, траллов, якорей.
3. Технологического отказа оборудования.
4. Человечески фактор (ошибки проектирования, строительства).
5. Конструкции трубопровода и строительная техника.

Согласно стандарту DNV-RP-F116 существует классификация опасностей и отказов, которая характерна при строительстве морских трубопроводных систем. Она представлена в приложение А.

На основе вышеупомянутого стандарта и проведенном анализе технологического процесса строительства МТ были выявлены технологические опасности:

– дефекты при сооружение конструкции, запорной и соединительной арматуры, например, некачественные трубы, плохой материал, дефекты при изготовлении иного оборудования;

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- воздействие на трубопровод механически, например, спец.оборудованием или тралами;
- изменение устойчивости при прокладке J-методом;
- высокие гидродинамические нагрузки;
- работы, связанные с углублением дна (мешают работе главной системы);
- нарушение правил безопасности и пожарной;
- нарушение правил эксплуатации;
- не следование проекту, например, замена оборудования или материала работы;
- выполнение сварки с нарушениями;
- несвоевременное обеспечения нужными материалами, оборудованием;
- неверное чтение технической документации, в особенности чертежей;
- конструктивные ошибки и недоработки;
- поломки оборудования в процессе работы

Выявленные опасности можно классифицировать по объектам воздействия, а их, в свою очередь, можно расписать по подгруппам (приложение В,Г). Каждому виду опасности присваивается свое обозначение для краткости написания, например,

Эта классификация дает возможность идентифицировать опасности технологического характера для любого проекта, связанного с строительством морского трубопровода.

Чтобы разработать эффективный план предотвращения технологических рисков и принять меры по их контролю, необходимы точные сведения о месте их «зарождения» в технологическом процессе.

На основе причинно-следственных связей «источник опасности - тип повреждения», характерных для модели функционирования строительных потоков,

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



были выявлены угрозы по месту их возникновения в технологическом процессе строительства морских трубопроводов. Причинно-следственные связи представлены в таблице 2 приложения Б.

Проводя анализ возникновения опасностей, можно сделать следующие выводы относительно места проявления опасностей в процессе сооружения трубопровода морского.

1. Опасные ситуации вида повреждения трубопроводного защитного покрытия, анодов и балластных покрытий возникают непосредственно при производстве технологических потоков, могут выявляться в процессе укладки трубопровода.

2. В процессе укладки трубопровода могут возникать критические ситуации, которые связаны с изменением конструкции трубы, например, нарушение геометрии или смятие. Они могут возникать в процессе работ по сварке.

3. Никакой проект не может быть застрахован от сбоя работы техники и оборудования.

4. Опасности, такие как отказы и сбои монтажных работ, свойственны для большинства строительных проектов на всех участках трубопроводов в море.

Полученные проанализированные результаты представлены в схематичном виде в приложениях 1 б и в. В схеме 1.в представлены возможные сценарии развития ЧС, возникающие на трубопроводе. В пункте 2.1 рассмотрены сбои в работе оборудования, такого как стингер, сварка, лебедка, 2.2 – нарушение технологии строительства, например, низкое качество строительных материалов, 2.3 – отказы и сбои СМР (задержки в поставке материалов).

На рисунках 1.26 и 1.27 можно видеть места возникновения опасностей при укладке морских трубопроводов S-метод и J- методом соответственно. Как видно из рисунка, основные опасности возникают из-за:

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Смещения оси трубопровода;
2. Удары тралов;
3. Сбой системы динамического позиционирования;
4. Потеря устойчивости;
5. Локальные смятия;
6. Природные явления.

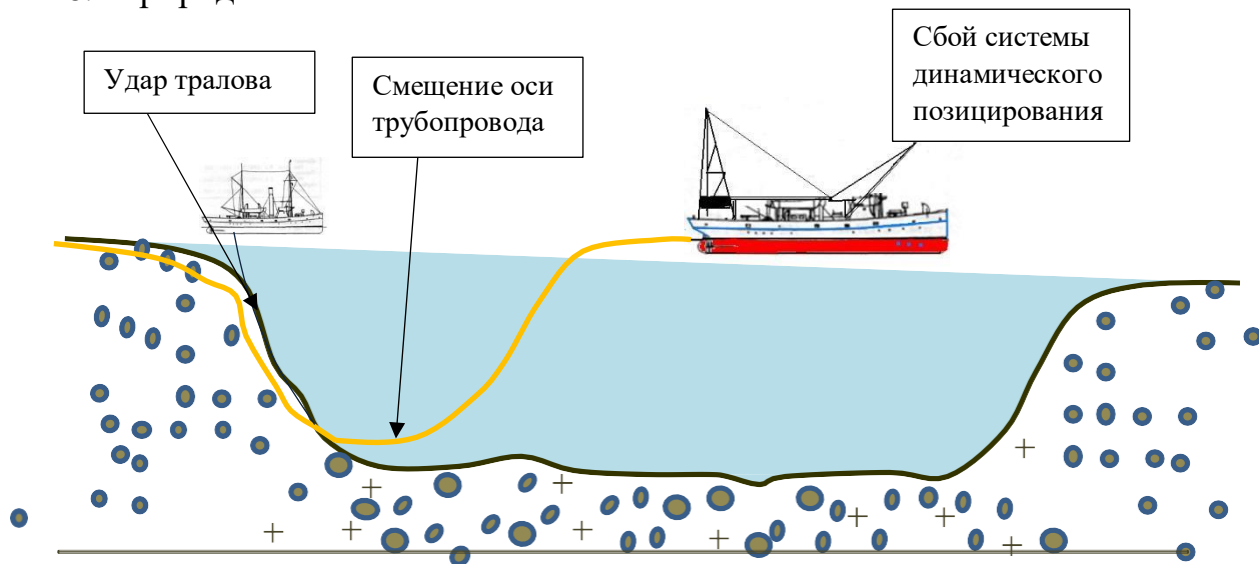


Рисунок 1.26 – Места возникновения опасностей при S-методе

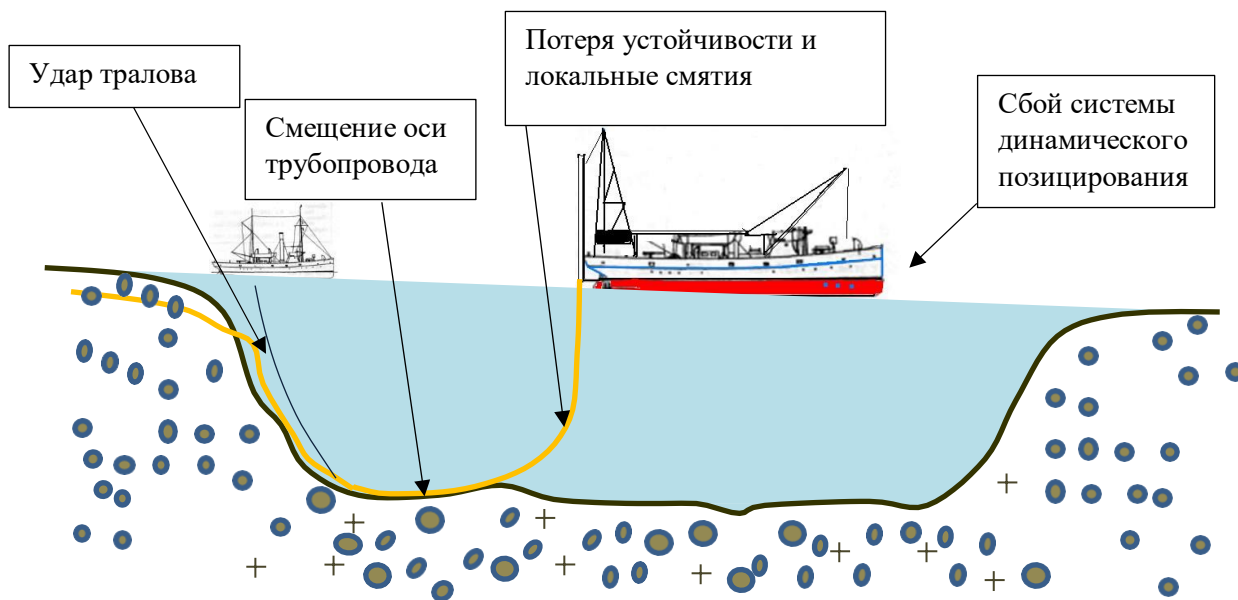


Рисунок 1.27 - Места возникновения опасностей при J-методе

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 2. Полезные ископаемые Арктических шельфов

В недрах континентального шельфа РФ содержится огромное количество нефтяных и газовых ресурсов. По некоторым источникам известно, что добываемые углеводородные ресурсы составляли более 13,5 млрд. т нефти и примерно 80 трлн.м<sup>3</sup> газа. Из исследований известно, что почти 90% суммарных ресурсов УВ находятся на арктических шельфах.

На моря Запада Арктики (Баренцево, Печорское, Карское) приходится около 63% ресурсов. По предварительно оцененным данным максимальное количество запасов в Баренцевом море. Что касается Баренцева и Печорского морей, то в них насчитывается четыре нефтяных, три газоконденсатных и еще три газовых месторождения. Шельф Карского моря насчитывает два нефтегазоконденсатных, 2 газоконденсатных и семь газовых месторождений. После открытия вышеперечисленных ресурсных мест, встал вопрос о транспортировке сырья. Опыт зарубежных компаний показал, что отсутствие морских ППМН явился одним из главных аспектов, который ограничивает развитие добычи углеводородов в районах арктического шельфа. [16]

### 2.1 Особые условия при проектировании морских трубопроводов РФ

При проектировании необходимо обеспечить эффективность морских трубопроводов с учетом повышенных требований, определяющих конкретные условия: агрессивность морской среды, подводное положение, влияние морских волн, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, трудности или невозможность проведения технического обслуживания и ремонта стандартных трубопроводов и т.д.

Далее рассмотрим несколько газо- и нефтепроводов, актуальных на данный момент.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Геологически опасными являются следующие явления: землетрясения, глубины впадин, просадка грунта и т.д. При создании проекта морских нефтегазопроводов, необходимо учитывать следующие геологические явления: грунты, имеющие слабые характеристики прочности, подвижные песчаные волны и т.д. [16]

### *Морской газопровод «Северный поток»*

«Северный поток» - МТ для транспортировки добытого природного газа из России в Германию. Газопровод имеет врезки береговые, которые соединены с уже существующими газопроводами этих стран. Трубопровод расположен от бухты Портовая на Балтийском побережье через Финский залив и Балтийское море до Любмина на побережья Германия (север).

Протяженность всего МТ на этом участке – 1224 км. Диаметр трубы составляет 1220 мм. Система морского газопровода «Северный поток» состоит из двух трубопроводов, проложенных по дну моря параллельно друг другу. Расстояние между ними равно 100 м. Газопроводов присоединен к КС на побережье РФ и к приемному терминалу в Германии, которая оборудована устройствами регуляции давления, замера газа.

При сооружение газопровода большое значение ледовых условий имеет в районах, где «Северный поток» выходит на поверхность, т.к. могут возникать повреждения труб. В зимнее время около 20% Финского залива покрыто льдами, а именно торосами с надводной частью до 3 м. Максимальная их высота может достигать до 12 м.

На рисунке 2.1 представлен маршрут прокладки газопровода «Северный поток».

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

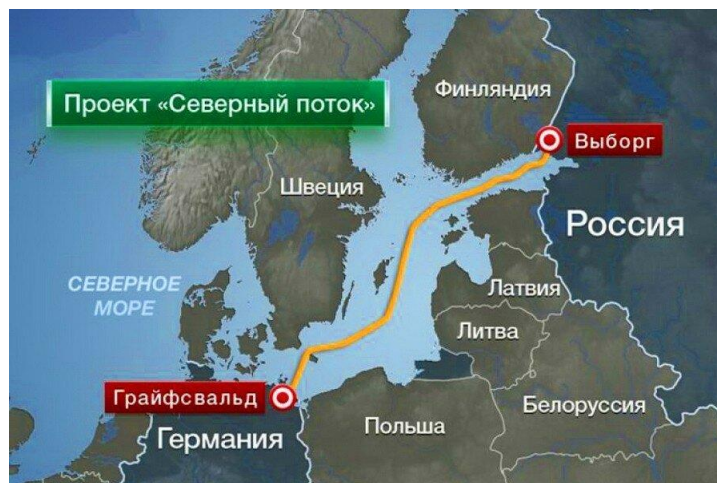


Рисунок 2.1 – Проект «Северного потока»

### **Морской газопровод «Северный поток -2»**

«Северный поток - 2» - строящийся газопровод, предназначается для транспорта газа по маршруту вдоль коридора уже существующего газопровода «Северный поток» от Финского залива в РФ до Грайфсвальда залива в Германии. Газопровод состоит из двух частей трубопровод, диаметром 1153 мм, и общей протяженность 1234 км.

Сложность строительства связана с геологическими условиями. Наличие крупных отложений льда с большими валунами осложняют процесс. В мелководных местах могут образовываться ледяные торосы.

На рисунке 2.2 представлен проект «Северного потока-2».

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 2.2 – Проект «Северного потока – 2»

На рисунке 2.3 можно видеть маршруты «Северного потока» и «Северного потока – 2».

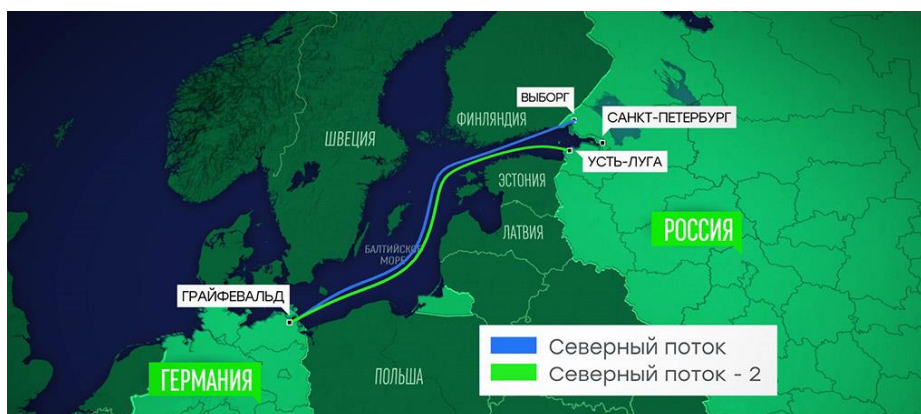


Рисунок 2.3 – Маршруты «Северных потоков»

### ***Подводный нефтепровод на стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал «Варандей»***

Морской нефтепровод, осуществляющий бесперебойную подачу нефтяных ресурсов в отгрузочный причал «Варандей», добываемых на месторождение Тимано-Печерской провинции. Протяженность нефтепровода составляет 35,6 км, диаметр трубы – 820 мм, с толщиной стенки 20,5 мм.

Трасса нефтепровода «Варандей» включает в себя береговой РП (1,5 км), береговые примыкания (2,0 км), береговые примыкания стационарно морского ледостойкого отгрузочного причала (СМЛОП) (32,1 км). [16]

Район использования нефтепровода имеет крайне суровые климатические условия и неблагоприятные инженерно-геологические условия. Данные грунты представляют собой пески с гравийными и мелкогалечковыми включениями. Встречаются пески, которые насыщены водой.

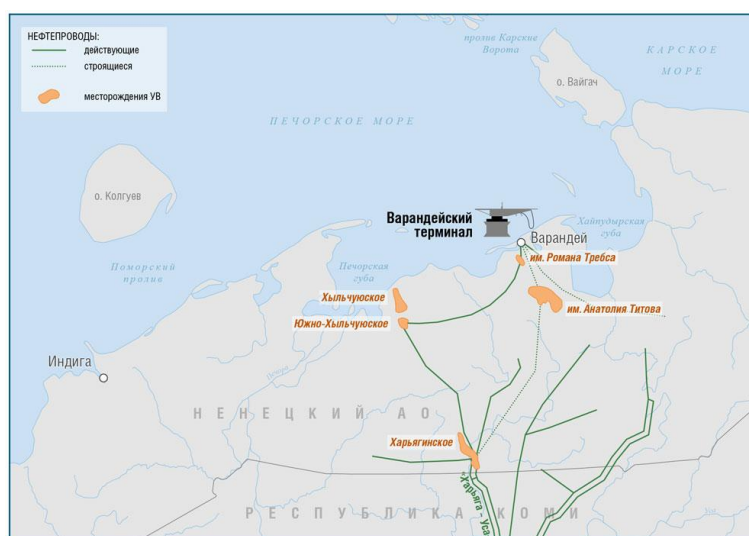


Рисунок 2.4 – Причал «Варандей»

Можно сделать следующий вывод: строительства морских трубопроводов в суровых условиях сложный и долгий процесс, но в тоже время уникальный. Опыт РФ в проектирование таких трубопровод очень невелик. Опыт иностранных компаний не всегда применим, т.к. климатические, морские условия существенным образом отличаются между собой. Необходимо реализовывать регламенты на проектирование, строительство и эксплуатацию ППМН в районах арктического шельфа.

### 3. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов

#### 3.1 Расчет толщины стенки подводного трубопровода

Основным и определяющим этапом проектирования и строительства морского трубопровода является выбор толщины стенки. Он основывается на необходимости обеспечения прочностных условий и необходимой безопасности использования нефте/газопровода. Расчет будем выполнять для самых неблагоприятных нагрузок.

Толщина стенки нефте/газопровода будет определяться по следующим условиям:

1. Максимальные кольцевые напряжения;
2. Локальная устойчивость трубопровода.

Толщина стенки стального трубопровода  $t_c$  определяется по следующей формуле:

$$l_c = \frac{p_0 D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2, \text{ мм} \quad (3.1-1)$$

где  $p_0$  - давление в нефте/газопроводе

$D_a$  - наружный диаметр трубы, мм.

$\sigma$  - напряжение, которое допускается для данного материала, МПа

$\phi$  - коэффициент, определяющийся исходя из способа изготовления труб;

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					64	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2Б7А		



$c_1$  – прибавка на коррозию, мм;

$c_2$  – прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.

Коэффициент, определяющийся исходя из способа изготовления труб,  $\phi$  берется за единицу, т.к. расчет будет для бесшовных труб.

Давление в трубопроводе определим по формуле (3.1-2).

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p \quad (3.1-2)$$

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

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

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

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

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w/2) \cdot 10^{-6}, \quad (3.1-3)$$

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

$g$  - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$d_{\min}$  - min уровень тихой воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10<sup>-2</sup>/год;

$h_w$  - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10<sup>-2</sup>/год.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При применении специальных конструктивных мер по снижению давления гидравлического удара (ограничения скорости движения закрытия арматуры, установка специальных устройств для защиты нефтепровода от воздействия процессов переходных) величина  $\Delta p$  может быть взята меньше, согласно Регистром.

Допустимое напряжение  $\sigma$  берется равным минимальному из значений:

$$\sigma = \min\left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m}\right), \quad (3.1-4)$$

где  $R_e$  – min значение предела текучести металла труб, МПа;

$R_m$  - min значение предела прочности металла труб, МПа;

$n_e$  - коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

$n_m$  - коэффициент запаса прочности по пределу прочности.

Значения  $n_e$  и  $n_m$  приведены в таблице 2.1.1 [15]. Выбор происходит в зависимости от класса трубопровода.

Надбавки на коррозионный износ составляют минимально 3 мм. Это связано с тем, что в процессе транспортировки жидкие и газообразные УВ могут содержать воду. [22]

Прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, принимается равной  $0,5\%D_a$ .

Максимальные суммарные напряжения ( $\sigma_{\max}$ , МПа), которые возникают из-за действия внутреннего и внешнего давлений, продольных усилий (теплового расширения), внешних нагрузок на трубопровод, учитывая овальность нефте/газопровода, не должны быть выше допустимых напряжений. [22]

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 + \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e, \quad (3.1-5)$$

где  $\sigma_x$  - общие продольные напряжения, МПа;

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$\sigma_{hp}$  - общие кольцевые напряжения, МПа;

$\tau$  - тангенциальные (касательные) напряжения, МПа;

$k_{\sigma}$  - коэффициент запаса по общим напряжениям.

Значение  $k_{\sigma}$  взяты из таблицы 3.2.6 [15] в зависимости от классности трубопровода.

$\sigma_{npN} = \sigma_x$  - напряжение продольное осевое, МПа, определяется в зависимости от расчетных нагрузок.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n}; \quad (3.1-6)$$

где  $\alpha = 1,15 \cdot 10^{-5}$  град - коэффициент линейного расширения металла трубы для стали;

$E = 2,17 \cdot 10^5$  МПа - модуль Юнга для стали;

$\mu = 0,25$  - коэффициент Пуассона для стали;

$D_{вн}$ , мм - диаметр трубы с учетом толщины стенки.

$n$  - коэффициент надежности по нагрузке, согласно таблице 13 из источника 16.

$\Delta t$  - перепад температур.

Значение  $t_{min}$  и  $t_{max}$  температур определяются по следующим формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}; \quad (3.1-7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}. \quad (3.1-8)$$

При расчете далее будет применен наибольший перепад температур, т.к. расчет производим для наиболее неблагоприятных условий использования трубопровода.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивление растяжению определим по формуле 3.1 – 9 ниже.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.1-9)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода, согласно СНиП 2.05.06-85 (таблица 1);

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу, согласно СНиП 2.05.06-85 (таблица 9);

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, согласно СНиП 2.05.06-85 (таблица 11);

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений. Значение примем равным  $\min$  значению  $\sigma_{вр}$ .

Значение, которое получим расчетным путем, округляется в большую сторону значения  $\delta_n$ , которое предусмотрено ГОСТом и техническими условиями. [17]

Затем определим кольцевые напряжения от рабочего  $P$ , МПа, по формуле 3.1 -10.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \text{ МПа.} \quad (3.1-$$

10)

### **3.2. Расчет стального подводного нефте/газопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления**

Для начала произведем расчет внешнего давления на нефте/газопровод. Это можно сделать, используя формулу 3.2 – 11.

$$p_e = \frac{1}{k} \cdot \frac{2E}{1-\mu^2} \left( \frac{t_c}{D_a} \right), \quad (3.2-11)$$

По формуле ниже можем определить давление смятие  $p_y$ .

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_y = \frac{2R_g}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{int}} \quad (3.2-12)$$

По формуле 3.2-13 проведем проверку несущей способности ПТ на чистое смятие, на которое действует давление.

$$p_c \leq k_c \cdot p_{gmax} \quad (3.2-13)$$

где  $p_c$  - несущая способность поперечного сечения трубопровода, МПа, определяемая по формуле (3.2-14);

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

$p_{g \max}$  - максимальное внешнее давление на трубопровод, МПа, определяемое по формуле (3.1 -3);

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}}, \quad (3.2-14)$$

где  $p_e$  и  $p_y$  - максимальные нагрузки смятия, которые определяются по формуле 3.2-11/12.

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w/2) \cdot 10^{-6}, \quad (3.2-15)$$

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

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

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

$h_w$  - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10-21/год. Формула (3.2-13) действительна при условии выполнения соотношения  $15 < D_d/t_c < 45$  и величины начальной (заводской) овальности для труб не более 0,5 %.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 4. Проектный расчет стенки трубопровода

В данном разделе будет произведен проектный расчет трубопровода для наиболее неблагоприятных условий, сочетания нагрузок.

Проектный расчет стенки трубопровода и расчет на устойчивость будет проводиться согласно методике, описанной в главе 3.

### 4.1 Расчет толщины стенки трубопровода

В таблице 4.1.1 представлена характеристика трубопровода, для которого я буду выполнять расчет.

*Таблица 4.1.1 – Данные материала трубопровода*

Параметр	Величина
Материал	X65 API 5L
Внешний диаметр	1020 мм
Плотность материала	7860 кг/м <sup>3</sup>
Коэффициент Пуассона	0,3
Модуль Юнга	207 ГПа
Минимальное значение предела текучести $R_e$	460 МПа
Минимальное значение предела прочности металла $R_m$ труб, МПа	545 МПа
Коэффициент линейного расширения металла трубы	$\alpha = 1,15 \cdot 10^{-5}$ град
Толщина коррозионного покрытия $s_1$	3 мм
Плотность коррозионного покрытия	1300 кг/м <sup>3</sup>
Толщина бетонного покрытия	80 мм
Плотность бетонного покрытия	2250 кг/м <sup>3</sup>

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>								
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Расчетная часть</b>								
Разраб.	Барон Ф.С.									Лит	Лист	Листов	
Руковод.	Саруев А.Л.									70			
Консульт.										<b>НИ ТПУ гр.2Б7А</b>			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.												

В таблице 4.1.2 представлены технологические параметры укладки трубы.

Таблица 4.1.2 – Технологические параметры трубопровода

Параметр	Величина
Глубина укладки трубопровода	280м
Внутреннее рабочее давление $p_i$	9,3 МПа
Плотность морской воды $\rho_w$	1028кг/м <sup>3</sup>
Минимальный уровень тихой воды по трассе, $d_{\min}$ трубопровода	200 м
Плотность нефти марки Brent	826–829 кг/м <sup>3</sup>

Толщина стенки стального трубопровода, исходя из условий местной прочности, определяется по формуле 3.1 -1.

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2 = \frac{17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 381,35 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,513 = 26,983 \text{ мм}$$

Коэффициент прочности  $\phi$  принимаем равным единицы, т.к. расчет ведем для трубы одобренных сварных швов, которые признаны эквивалентами бесшовным.[18]

Расчетное давление в трубопроводе  $p_o$ , МПа, определяется по формуле 3.1.-2.

$$p_o = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p = 9,3 - 1,98 + 10,33 = 17,65 \text{ МПа.}$$

Величина  $p_{g \min}$  определяется по формуле (3.1-3).

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w/2) \cdot 10^{-6} = 1028 \cdot 9,81 \cdot \left(200 - \frac{5,78}{2}\right) = 1,99 \text{ МПа.}$$

Расчетное значение высоты волн на основе 31 и 32 принимаем равным 5,78м.

Допустимое напряжение  $\sigma$  должно приниматься равным наименьшему из значений (формула 3.1-4)

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значения  $n_e$  и  $n_m$  принимаем равными 1,18 и 1,35 соответственно (табл. 3.2.5

[15])

$$\sigma = \frac{R_e}{n_e} = \frac{460}{1,18} = 389,83 \text{ МПа};$$

$$\sigma = \frac{R_m}{n_m} = \frac{545}{1,35} = 403,7 \text{ МПа}$$

Допустимое напряжение  $\sigma$  принимаем равным 389,83 МПа.

Надбавка на коррозионный износ при транспортировке жидких и газообразных УВ, которые могут содержать воду, составляет 3 мм.

Значение  $C_2$  принимается равным 0,5%  $D_a$  и составляет

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

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе  $\sigma_{\max}$ , вычисляем согласно формулы (3.1-5)

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

$$\sigma = \sqrt{110,756^2 + 331,5^2 - 110,756 \cdot 331,5 + 3 \cdot 10^2} \quad \text{max}$$

$$292,82 \leq 360.$$

**Условие прочности выполняется.**

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

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение  $\sigma_{npN} = \sigma_x$  - по формуле (3.1-6):

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 84,8 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 27} =$$

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



110,756 МПа

Коэффициент надежности по нагрузке  $n$  принимаем равным 1,00 ([16]табл. 13).  $\tau \approx 10$  МПа - тангенциальные касательные.

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада определяют по формуле (3.1-8)

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

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (3.1-9):

где принимаем следующие коэффициенты равными :

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

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

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

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

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

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

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

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значение критического внешнего давления на нефтепровод, которое может привести к смятию поперечного сечения, но не приводит к пластической деформации в станках трубопровода (упругое смятие), определяем по формуле 3.2 – 11.

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

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

Величина давления смятия  $p_y$ , МПа, определяется по формуле

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

$k_2$  - коэффициент запаса принимаем равным 1,05 (табл. 3.2.5. [15]).

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (3.2-13).

$$p_c \leq k_c \cdot p_{gmax}$$

$$0 \leq 1,5 \cdot 2,8 = 4,2$$

**Условие прочности выполняется.**

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

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

где  $p_e$  и  $p_y$  - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию, определяемые по формулам (3.2-11) и (3.2-12), соответственно.

$$p_{gmax} = \rho_w \cdot g \cdot \left( d_{max} + \frac{h_w}{2} \right) \cdot 10^{-6} =$$

$$= 1028 \cdot 9,8 \cdot \left( 275 + \frac{5,78}{2} \right) \cdot 10^{-6} = 2,83 \text{ МПа}$$

Вывод: условия прочности для допустимого напряжения выполняются в полном объеме  $292,82 \leq 360$ . Проверка несущей способности поперечного сечения подводного нефтепровода на чистое смятие под действием внешнего давления

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

показала, что условия прочности так же выполняются. Из расчетов получили, что максимальное давление на трубопровод, при котором он останется в работоспособном состоянии, равняется 2,83 МПа. Если давление будет выше, то трубопровод подводный стальной будет подвергнут к смятию поперечного сечения, к пластической деформации (упругому смятию).

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 5. Социальная ответственность

### Введение

В настоящее время существует достаточно большое количество различных современных методов строительства морского трубопровода. Для того, чтобы выбрать ту или иную технологию строительства, необходимо учитывать разные факторы прокладываемой трубы: её диаметр, глубина, расстояние, какой продукт будет транспортироваться и т.п. Каждый метод несёт в себе различные конструкции строительства, подходящие для той или иной ситуации, поэтому для каждого случая выбирается какой-то определенный наиболее подходящий метод.

Так как строительство трубопровода не проходит бесследно для окружающей среды, то при выполнении данных работ необходимо выполнять требования производственной и экологической безопасности.

В данном разделе рассматриваются мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и деятельность инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В ходе выпускной квалификационной был смоделирован участок магистрального нефтепровода с заданными параметрами. Объектом исследования является морской трубопровод в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

Рабочим местом является участок морского магистрального нефтепровода.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации магистрального нефтепровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности,

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					76	
<i>Консульт.</i>		<i>Фех А.И.</i>				НИ ТПУ гр.2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Строительство и ремонтные работы морского трубопровода необходимо осуществлять в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку. [34]

В соответствии с Трудовым законом РФ от 30.12.2001 №197 – ФЗ (ред. от 30.04. 2021), на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.). Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Все сотрудники, находящиеся на месте проведения мероприятий и выполняющие работы по строительству или ремонту морского трубопровода должны быть обеспечены всеми необходимыми защитными средствами, спецодеждой и специальной обувью.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Согласно Приказу Минтруда России от 11.12.2020 №883Н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. [35]

На предприятии или же в любой организации должны проводиться проверки, контроль и оценка состояния охраны и условий безопасности труда, которые включают в себя уровни и формы проведения контроля:

- Необходимо проводить постоянный контроль на исправность оборудования, инструмента, приспособлений, также проводить проверки ограждений на их наличие и целостность, защитного заземления и других средств защиты до начала работ;

- Необходимо производить периодический оперативный контроль руководителям работ согласно их должностным обязанностям;

- Необходимо производить выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам. [35]

При появлении и обнаружении нарушений норм и правил охраны труда, сотрудники должны принять меры по устранению данной ситуации собственными силами. Если же собственными силами не удастся устранить, то необходимо прекратить все работы и сообщить должностному лицу.

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

При возникновении угрозы безопасности и здоровью работников, ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

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

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

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

В соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

## **5.2 Производственная безопасность**

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

Вредный производственный фактор – это фактор, который воздействуя на организм работающего может вызвать различные профессиональные заболевания вплоть до заболеваний с летальным исходом или оказать вредное действие на здоровье потомства работающего.

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

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации в таблице 1.

Таблица 1. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на морском МН

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
<b>Вредные факторы:</b>				ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
1. Повышенный уровень шума	+	+	+	
2. Повышенная загазованность воздуха	+		+	
3. Тяжесть и напряженность физического труда	+	+	+	
<b>Опасные факторы:</b>				
4. Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве	+	+	+	
5. Поражение электрическим током		+	+	
6. Взрыво – и пожароопасность.		+	+	

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению

1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



При прокладке морского трубопровода в районах Северного моря работники подвержены влиянию отрицательных температур, что серьезно влияет на здоровье человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергии на преобразование теплообмена используется больше, чем на выполнение самой работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д. В таблице 2 указаны температурные и скоростные показатели, при которых работы приостанавливаются.

*Таблица 2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях*

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды.

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Современная спецодежда изготавливается из качественных утеплителей: тинуслейт, синтепон, холофайбер. Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями: капюшон, функциональные карманы). В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками). [40]

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева

головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например, такие, как кепки.

### *2) Превышение уровней шума и вибрации*

При строительстве и ремонте нефтепроводов используются машины и оборудование, которые сопровождаются огромным количеством звуков, что при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

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

### *3) Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону*

При ремонте нефтепровода есть риск возникновения утечек нефти из трубопровода. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Согласно ГОСТ 12.1.007-76 нефть относится к 3му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 10 мг/л.

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

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

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова. Во втором же случае, при вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации

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

происходит наркотическое и раздражающее воздействие. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Согласно ГОСТ 12.1.005, нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот (табл.3).

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

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	Объем, %	Мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин сильное смертельное воздействие
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты: противогазы различных типов и респираторы.

#### 4) Тяжесть и напряженность физического труда

Ремонт нефтепроводов - огромные трудовые затраты. Нефтепроводы очень часто расположены далеко от населенных пунктов и работникам приходится ездить

в командировки. Нахождение вне дома, плюс тяжелый труд сказываются на эмоциональном состоянии работника и может привести к заболеваниям.

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

- Обеспечить людям 8-ми часовой рабочий день;
- Обеспечить обеденный перерыв;
- Комфортные условия проживания;
- Небольшие перерывы между рабочим процессом;
- Своевременная заработная плата

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### *1. Электрический ток [36]*

Источником электрического тока при ремонте или монтаже нефтепровода является передвижная электростанция, или подключение к трансформаторным станциям.

Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

- Нарушение изоляции проводов;
- Неправильное или отсутствие заземления;
- Обрыв проводки.

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

Различают несколько видов электрических ожогов:

- Покраснение кожи;
- Образование на поверхности кожи пузырей и волдырей;
- Обугливание кожи.

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

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

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 и быть не более 50 мА.

## *2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке [38]*

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

В процессе работы на работника возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов: [41]

- Твердые и газообразные токсические вещества в составе сварочного аэрозоля;
- Интенсивное тепловое (инфракрасное) излучение свариваемых деталей и сварочной ванны;
- Искры, брызги, выбросы расплавленного металла и шлака;
- Высокочастотный шум;
- Статическая нагрузка и др.

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Сварщики оснащаются специальными сварочными костюмами, в комплект которых входят отражающие куртки и штаны. При проведении работ не допускается курение. Сварщик обязан быть обучен и исполнять требования пожарной безопасности. [37]

## *3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

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

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

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

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

### 5.3 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии со СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03.

При строительстве и ремонте морского трубопровода необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, так как аварии на трубопроводах приводят к значительному загрязнению окружающей среды.

#### 1) *Защита атмосферы*

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

#### 2) *Защита гидросферы*

Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефти, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта. Воздействие на водные объекты не приводит к моментальной массовой гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе.

Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде, вследствие загрязнения разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. В отличие от обитателей водных объектов, в случае птиц могут происходить массовые гибели.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3) Защита литосферы

Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют водно-физические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

В таблице 2 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 2 – Источники негативного воздействия

Рассматриваемая территория	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы отходами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков н/п, х/р, мусора и т.д.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок
Гидросфера	Загрязнение сточных вод	Мероприятия по охране подземных вод ГОСТ 17.4.3.04-85
Атмосфера	Выбросы: выхлопные газы, утечка газа на компрессорных станциях и линейной части, выбросы вредных веществ при сгорании природного газа	Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха при эксплуатации объектов, являющихся источниками загрязнения атмосферы СанПиН 2.1.6.1032-01

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

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности.

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016 и ГОСТ Р 22.0.07-95 можно сделать вывод, что что чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникнуть по различным причинам, например:

- повреждение нефтепровода;
- пожар или взрыв;
- халатное отношение работников;
- некачественное оборудование.

В случае повреждения нефтепродуктопровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- вывести персонал из места аварии, предотвратить допуск посторонних лиц на место аварии;
- сообщить диспетчеру об аварии;
- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;
- удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;
- при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;
- оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре;

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



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

- на первом этапе выполняются работы по локализации разлитой нефти;
- вторым этапом является сбор нефти;
- на третьем этапе производится рекультивация.

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

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

- На технологические трубопроводы НПС составляется схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока;

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

- технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте.

- не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время;

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

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

- технологические трубопроводы, арматуру и устройства периодически осматриваются и обслуживаются согласно утвержденным графикам и регламентам работ;

- при обслуживании ГУС необходимо следить за эффективностью работы системы удаления конденсата из трубопроводов газовой обвязки;

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

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

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

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

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

- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а также удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности.

- допускаются лица, достигшие 18 лет.

- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты.

- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

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

## **Заключение**

В ходе выполнения данного раздела мною была проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, а также производственной и экологической безопасности при проведении исследования магистрального газопровода путем проведения внутритрубной диагностики с целью определения технического состояния труб.

Были выделены вредные (повышенный уровень шума, повышенная загазованность воздуха и напряженность физического труда) и опасные производственные факторы (движущие машины и механизмы, поражение электрическим током, взрывопожароопасность).

Также были изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с проектированием и строительством морских нефтепроводов, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред окружающей природе.

Проанализировав влияния объекта исследования, а, то есть линейной части морского нефтепровода на окружающую среду, можно сказать, что основной территорией, которая больше всего подвержена загрязнению, является гидросфера.

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

## 6. Финансовый Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены методы строительства морского трубопровода. Прежде чем приступать к эксплуатации морского трубопровода с нефтегазопродуктом, стоит убедиться в том, что все правила технической эксплуатации, контроля, выявления и устранения различных дефектов соблюдены.

В данном разделе будет обоснована экономическая эффективность проведения мероприятия - строительства морского трубопровода, длиной 100 м.

### 6.1 Предпроектный анализ

#### 6.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

На данное время существует одно главное требование к морским трубопроводам. Оно заключается в обеспечении их последующей надежной и безопасной работоспособности при долгосрочной эксплуатации. Выполнение данного требования, к сожалению, ведет к очень большим затратам как на строительство, так и на ремонт трубопровода.

На данный момент на рынке аналогов производства по данным технологиям почти нет, а клиентская база с каждым годом возрастает, т.к. происходит процесс развития Арктических шельфов.

Изучив потенциальных клиентов, на которых рассчитан проект, можно сделать вывод, что им могут заинтересоваться такие крупные фирмы, как ПАО

«Транснефть», ПАО «Трансгаз».

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					92	
<i>Консульт.</i>		<i>Клемашева Е.И.</i>				НИ ТПУ гр.2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Что касается поиска поставщиков и подбор материалов, то на сегодняшний день рынок полон товарами. Например, компания «Металл-Энергия» занимается продажей металлопроката и труб оптом, так же утяжелителями, муфтами.

## 6.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 6.2.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Ниже приведены нормы времени на строительство морского трубопровода.

Таблица 1 – Нормы времени на строительство морского трубопровода

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ	Состав бригады
1	Завоз труб и отвод на объект	9	4
2	Предварительное гидроиспытание	4	3
3	Сварочные работы на береговой строительномонтажной площадке	18	5
4	Укладка морского трубопровода	28	7
5	Очистка полости и испытание	14	3
6	Оформление документов	1	2
7	Продолжительность работ, итого	<b>74</b>	

Итак, приходим к выводу, что на выполнение всех работ необходимо 74 часа  $\approx$  4 дня.

На графике 1 представлен график Ганта выполнения работ.

График 1 – Схема выполнения работ

Вид работ	Исполнитель	Продолжительность выполнения работ			
		День 1	День 2	День 3	День 4
Завоз труб и отвод на объект	Машинист экскаватора, бульдозера, вездехода, рабочие (2)				
Предварительное гидроиспытание	Мастер ЛАЭС, мастер участка,				

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

	линейный трубопроводчик						
Сварочные работы на береговой строительной площадке	Сварщик (2), рабочие (2), электромантер						
Укладка морского трубопровода	Мастер ЛАЭС, мастер участка, линейный трубопроводчик, электромантер, машинист экскаватора, вездехода						
Очистка полости и испытание	Мастер ЛАЭС, мастер участка, линейный трубопроводчик						
Оформление документов	Мастер ЛАЭС, мастер участка						

### 6.3 Бюджет строительства морского трубопровода

#### 6.3.1 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом

Ресурсный метод – калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. Для того, чтобы составить смету, используют натуральные измерители расхода материала и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы на момент составления смет принимаются текущие. Используя ресурсный метод, можно составить сметную стоимость объекта на любой промежуток времени.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основная часть сметного расчета – затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на зарплату и страховые взносы, амортизация основных фондов.

### 6.3.2 Материальные затраты

В данном разделе приведены расчеты стоимости материалов на проведение работ по строительству морского трубопровода (табл.2).

Таблица 2 - Расчет стоимости материалов на проведение работ по строительству трубопровода

Наименование материала, ед.измерения	Норма расхода материала,	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба 1020×9	100 м	40500	4050000
Манжета ТЕРМА-	16	850	13600
Утяжелители	9,5	7700	73150
<b>ИТОГО</b>			<b>4136750</b>

### 6.3.3 Расчет затрат на специальное оборудование

Таблица 3 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Передвижная сварочная конструкция	шт.	3	80000	240000
2	Машина для резки труб	шт.	2	15000	30000
3	Топливозаправщик	шт.	1	700000 0	7000000
4	Трубоукладчик	шт.	3	555000 0	16650000
5	Экскаватор одноковшовый	шт.	1	570000 0	5700000
6	Кран автомобильный	шт.	1	6900000	6900000
7	<b>ИТОГО</b>				<b>36520000</b>

В таблице 4 представлен расчет амортизационных отчислений при проведении работ по прокладке морского нефтепровода. Сумму амортизационных отчислений определяют исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Таблица 4 – Расчет амортизационных отчислений при проведении работ

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость тыс.руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год
		Одного объекта	Всего		
Передвижная сварочная установка	3	80	240	10%	24000
Машина для резки труб	1	15	15	10%	1500
Топливозаправщик	1	8500	8500	10%	850000
Трубоукладчик	3	5000	15000	10%	150000
Экскаватор одноковшовый	2	5700	11400	10%	114000
Кран автомобильный	2	7390	14780	10%	147800
<b>ИТОГО</b>		26685	49935	10%	4993500

#### 6.3.4 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расходы на оплату труда – суммы, которые начисляют по тарифным ставкам, должностным окладам, отдельным расценкам или же в процентах от выручки от реализации продукции/работ/услуг в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

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

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. В таблице 5 представлены данные должностных лиц, участвующих в работе, количество рабочих дней и заработная плата.

Таблица 5 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел.дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения	Фонд з/платы на весь объем работы
Мастер ЛАЭС	2	3590	7180	3	21540
Мастер участка	1	2090	2090	3	6270
Машинист экскаватора	2	1940	3880	3	11640
Машинист бульдозера	2	1940	3880	3	11640
Машинист вездехода	2	1550	3100	3	9300
Водитель	4	1500	6000	3	18000
Линейный трубопроводчик	7	1490	10430	3	31290
Электромонтер	2	1300	2600	3	7800
Иные работники	7	1200	8400	3	25200
ИТОГО	29			3	142680

Ниже приведем еще одну таблицу, которая отображает затраты на отчисления во внебюджетные организации на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 6 – Отчисления во внебюджетные фонды

Заработная плата	%	Сумма
142680	0,2	285,36
142680	30	42804

Итак, согласно расчетам затрат, которые находятся выше по тексту, определяется общая сумма прямых затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

### 6.3.5 Расчет прочих прямых расходов

Прочие прямые расходы учитывают прочие затраты организации, которые не вошли в предыдущие статьи: оплата услуг связи, электроэнергии, командировки и служебные разъезды.

В таблице 7 представлены сведения о прочих прямых расходах.

Таблица 7– Прочие прямые расходы

№ п/п	Пункт назначения	Кол-во командировок	Кол-во человек	Срок, дни	Проезд (туда-обратно), руб	Суточные руб./сут	Суточные руб./сут
1	Морской трубопровод	1	29	3	2500	700	128000
	<b>ИТОГО</b>						128000
	Норматив, тариф руб./время, кв м. в мес.	Кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами и связи	Время полезного использования в разработке мес.	Сумма оплат. руб.			
Услуги связи	14,02	29	0,29	117,90			

Далее, ниже приведем таблицу 8 с накладными расходами, в которой указаны затраты на тепло и водоснабжение, электроэнергию, с указанием тарифа и потребления.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 8– Накладных расходы

	Тариф руб./кв.м в месяц	Кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м <sup>2</sup> )	Время использования в рамках данной работы, мес.	
<b>Коммунальные услуги</b>				
		29		<b>3687,68</b>
Водоснабжение	24,05	697,45	2,05	1429,77
Теплоснабжение	20,99	608,71	2,05	1247,85
Канализация	15,89	460,81	2,05	944,66
Электроэнергия	1,10	31,90	2,05	65,40

Составляем общую таблицу (табл. 9) для сметы затрат на выполнение проектно-изыскательных работ:

Таблица 9 – Смета затрат проектно-изыскательных работ

№, п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0
2	Материалы и комплектующие	4136750,00
3	Оплата труда	142680,00
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	43089,00
5	Амортизация основных средств	4493500,00
6	Накладные расходы	453360,20
7	Командировки и служебные разъезды	128000,00
8	Прочие расходы, в т.ч.:	3805,57
8.1	Оплата транспортных услуг	0
8.2	Оплата услуг связи	117,90
8.3	Коммунальные услуги	3687,67
9	<b>Итого собственных затрат</b>	<b>50005232,14</b>

### 6.3.6 Расчет рентабельности, договорной цены и НДС

В таблице 10 представлены расчеты уровня рентабельности, НДС и договорная цена.

Таблица 10 – Стоимость договора

№, п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Уровень рентабельности до 10%	5000523,21
2	Договорная цена	55005755,35
3	НДС 18%	9901035,96

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4	<b>Всего стоимость договора</b>	<b>64906791,3</b>
---	---------------------------------	-------------------

На рисунке 1 представлена диаграмма, которая в процентных долях отображает затраты.

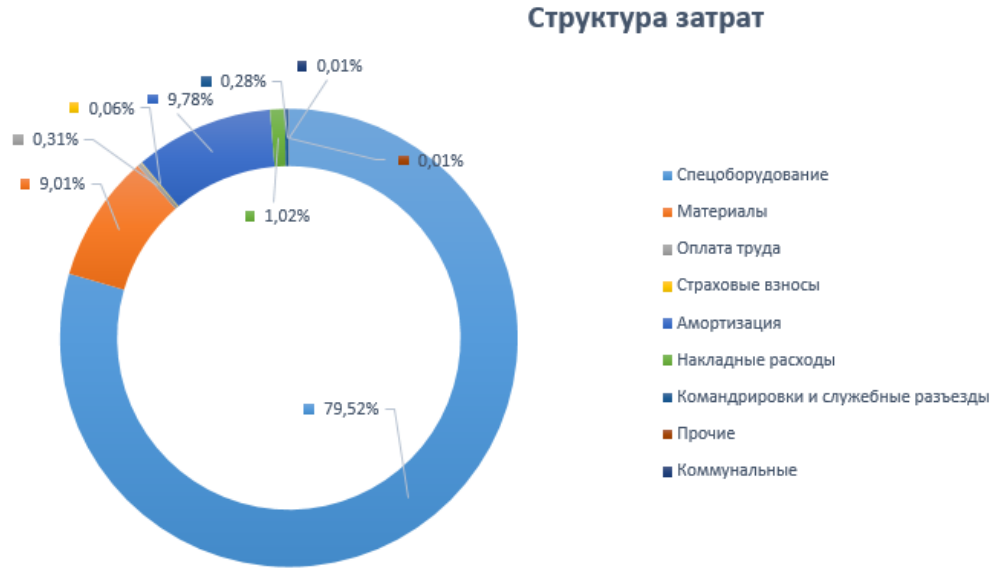


Рисунок 1 – Структура затрат

Исходя из диаграммы сметной стоимости выполнения работ можно сделать следующий вывод:

1. Основные затраты при выполнении работ по строительству МПП МН отводятся на специальное оборудование. Они составляют почти 80% (более 36 миллионов рублей);
2. Материалы и амортизация составляют 9% и 9,78% соответственно;
3. Минимальные затраты приходятся на страховые взносы. Они составляют 0,06 % (чуть более 46000 рублей).

#### **6.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии**

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{max}}}, \text{ где}$$

$I_{\text{фин}}^{\text{исп}}$  – интегральный финансовый показатель технологии;

$\Phi$  - стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии строительства МПП с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 64906791,3 рублей – затраты на проведение строительства 100 м МПП, рассчитанные выше, 65750000 рублей – затраты на проведение строительства МПП другой подрядной организации со схожим исполнением, 67000000 рублей – максимальное найденное значение затрат на проведение строительства МПП.

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{64906791,3}{67000000} = 0,969$$

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{65750000}{67000000} = 0,981$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i b_i \text{ где}$$

$I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариант исполнения технологии;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Критерий	Весовой коэффициент параметра	Орг. 1	Орг. 2
1. Способствует росту производительности труда пользования	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	3
<b>ИТОГО</b>	1		

$$I_{p,исп1} = 5 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,35$$

$$I_{p,исп2} = 4 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,75$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии (Исп. i) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп} = \frac{I}{I_{исп i}}$$

$$I_{исп1} = 4,35 / 0,969 = 4,489$$

$$I_{исп2} = 3,75 / 0,981 = 3,823$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{I_1}{I_2} = 4,489 / 3,823 = 1,17$$

Составим таблицу сравнительной эффективности технологий (табл. 12).

Таблица 12 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатель	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,969	0,981

2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,35	3,75
3	Интегральный показатель эффективности	4,489	3,823
4	Сравнительная эффективность Э разработки к аналогам	1,17	

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения МПП МН оказался наиболее эффективным по всем показателям.

### **Вывод**

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлена нормативная продолжительность цикла работ, рассчитаны затраты на оборудования, материалы и оплату труда рабочим, также приведена диаграмма сметной стоимости выполнения работ.

В итоге всех вычислений, получаем, что для проведения технологических работ потребуется 64906791,3 рублей.

Выполнив расчеты показателей эффективности приходим к выводу, что рассмотренный вариант проведения процесса прокладки 100 метров морского трубопровода выгоден относительно от работ другой подрядной организации со схожим исполнением.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Заключение

В наше время, точно также, как и во времена начала строительства морского трубопровода, остро стоит вопрос о безопасной и надежной работоспособности эксплуатации трубопровода в морских условиях. Поэтому на каждый случай – свой метод укладки трубопровода.

При проектировании работоспособность морских трубопроводов должна обеспечиваться с учетом повышенных требований, что определяется особыми условиями: достаточно агрессивная морская среда, подводное расположение, воздействия морского волнения, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, затрудненность или невозможность реализации стандартного для трубопроводов регламента обслуживания и ремонтов.

Важная роль в надежной и безопасной эксплуатации морских трубопроводов отводится вопросам обеспечения их устойчивости и прочности. В зависимости от конкретных условий строительства и эксплуатации прочность положения трубопровода следует проверять для отдельных участков, чьи характеристики должны рассматриваться со ссылкой на определенные предельные состояния, при превышении которых трубопровод перестает удовлетворять расчетным критериям.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Заключение</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Барон Ф.С.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					104	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2Б7А		



## Список используемой литературы

1. СП 378.1325800.2017 «Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства»
2. Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
3. Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика». Ижевск.-2006..
4. Морин. И.Ю. Разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских газопроводов. Диссертация канд.техн.наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва.- 2013- 210с..
5. Морин И. Ю. Особенности расчёта напряженно-деформированного состояния морских обетонированных газопроводов» // И.Ю. Морин, В.М. Ковех. Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ».- 2011.- С.50-54.
6. Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов [Текст] : учеб. пособие для самостоятельной работы студентов по дисциплине «Строительство ГПН, НС и КС» / А. И. Попова, Н. С. Вишневская. – Ухта , 2013-168 с..
7. Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов [Текст] : учеб. пособие для самостоятельной работы студентов по дисциплине «Строительство ГПН, НС и КС» / А. И. Попова, Н. С. Вишневская. – Ухта , 2013-168 с..
8. Хайрулин Р.Р. Установка морских трубопроводов. [Текст]:статья/Р.Р.Хайрулина. – Томск: ТПУ, 201
9. Трубопроводы. Глава 10. [Электронный ресурс]. URL: <https://ozon-st.cdn.ngenix.net/multimedia/1003559735.pdf>. Дата обращения: 01.05.2021 г.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству морских трубопроводов</i>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>	<i>Барон Ф.С.</i>				<i>Список использованной литературы</i>			<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>							105		
<i>Консульт.</i>								<b>НИ ТПУ гр.2Б7А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>									

- 10.Монтаж морских трубопроводов. [Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.info/7-75769.html>. Дата обращения: 02.05.2021 г.
- 11.Суда-трубоукладчики. Способы укладки трубопровода. [Электронный ресурс]. URL: <http://sudostroenie.info/novosti/23082.html>. 05.05.2021 г.
- 12.Филатов А. А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа / А. А. Филатов, И. И. Велиюлин // Территория Нефтегаз. – 2011. – №5. – С. 9-11..
- 13.Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают? /Х. К. Мухаметдинов // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С.6-7..
14. НД № 2 -020301-002 «Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов» комбината [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293825/4293825872.htm> Дата обращения 01.05.2021 г.
- 15.Продукция ОАО Московского трубозаготовительного комбината [Электронный ресурс]. 2015. URL: <http://www.mostzk.ru/produkt/betonpokritie.aspx>, свободный. - Загл. с экран. - Яз. рус., англ. Дата обращения 01.05.2021 г.
- 16.Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов;
- 17.ВН 39-1.9-005.98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода;
- 18.ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования»;
- 19.ГОСТ Р 55999-2014 «Внутритрубно-техническое диагностирование газопроводов. Общие требования»;
- 20.BS 8010 Code of Practice for Pipelines Part 3: Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation
- 21.OS-F101 Submarine pipeline systems.
- 22.ГОСТ 24723-81 «Трубопроводы морской воды стальные оцинкованные. Расчет долговечности элементов»

					Список используемой литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Лаптева, Т. И. Научно-методологические аспекты обеспечения работоспособности морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров // НТС ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, 18 апреля 2021 г.)
24. Морской участок газопровода «Южный поток» (российский сектор) // Проектная документация ООО «Питер Газ». Электронный ресурс. - Режим доступа: <http://www.south-stream-offshore.com/media/documents/pdf/ru/2013/04/>, свободный. - яз. рус., англ.
25. Северный поток. Глава 4. Характеристика проекта. Электронный ресурс. - Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/bibl>, свободный. - Яз. рус., англ. - Дата обращения: 09.05.2021.
26. НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства, Санкт-Петербург, 2009.
27. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с..
28. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с..
29. И.Г. Кантаржи, К.И. Кузнецов. Натурные измерения волнения при определении нагрузок на морские гидротехнические сооружения // Инженерно-строительный журнал. - №4. - 2014. - Электронный ресурс. - Режим доступа: [http://www.engstroy.spb.ru/index\\_2014\\_04/06.pdf](http://www.engstroy.spb.ru/index_2014_04/06.pdf)..
30. ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997 - 32 с.
31. Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений // Лисанов М.В. Портал анализ опасностей и оценки техногенного риска. - Электронный ресурс. - режим доступа: [http://riskprom.ru/\\_ld/1/127\\_-.pdf](http://riskprom.ru/_ld/1/127_-.pdf), свободный. - Дата обращения: 12.04.2021.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

32. Газпром Экспорт. «Турецкий поток». Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.gazpromexport.ru/projects/> , свободный. – Дата обращения: 18.05.2021
33. Приказ Минприроды России от 13 апреля 2009 г. N 87 "Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства" (с изменениями и дополнениями).
34. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
35. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
36. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
37. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
38. ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с
39. РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №.
40. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. — 2-е изд., испр. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2002. — 120с..
41. СанПиН 2.2.4.548-96 -Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# **ПРИЛОЖЕНИЯ**

**Опасности и повреждения (отказы), характерные для стадии строительства  
морского трубопровод**

Группа опасности	Опасности	Повреждения/отказ
Опасности при проектировании, производстве и монтаже	Ошибки проектирования Ошибки/брак производства Ошибки монтажа	Потери металла Вмятина Трещина Свободный пролет Оголение Смещение (сдвиг) Повреждение покрытия Повреждение анодной защиты Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб
Коррозия и эрозия	Внутренняя и внешняя коррозия Эрозия	Потеря металла Трещины
Иные опасности	Влияние тралов Использование якорей Столкновение судов Терроризм Движение (морские суда), Другое механическое Воздействие	Потери металла Вмятина Трещина Оголение Повреждение покрытия Повреждение анодной защиты Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб
Опасности при сооружении	Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Статистические перегрузки Усталость металла Стабильность на дне	Трещина Свободные пролеты Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Оголение Смещение (сдвиг)
Естественные опасности	Шторм Землетрясение Солевые потоки Перепады температур Наводнение Молния	Потеря металла Трещины
Эксплуатационные опасности	Неправильные действия Новые условия эксплуатации Внутренняя система защиты	Потери металла Вмятина Трещина Повреждение покрытия Повреждение анодной защиты Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб

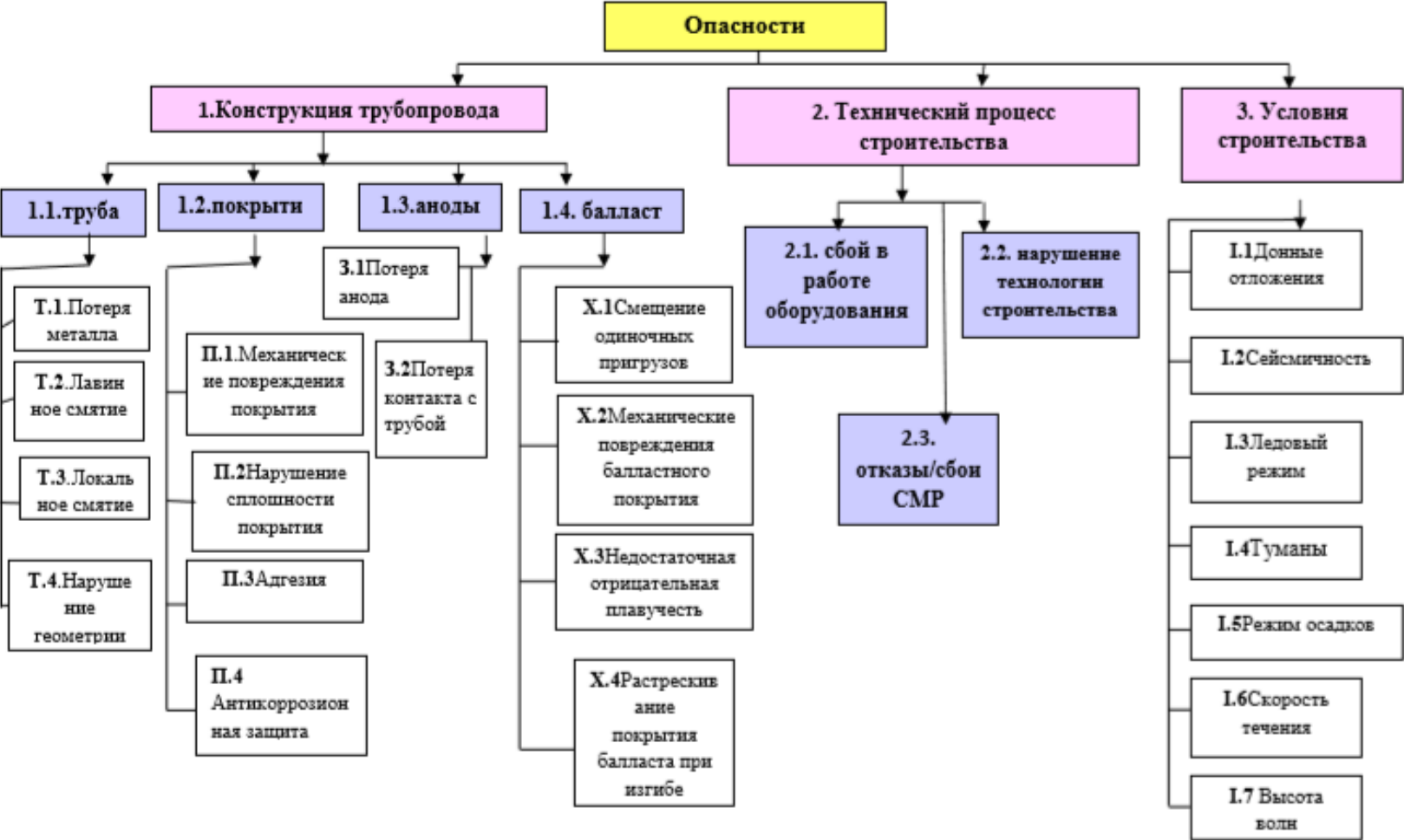
## Причинно-следственные связи технологических опасностей при сооружении морских трубопроводов

Причины	Опасности, опасные ситуации	Повреждения/отказ	Последствия
<b>Ненадежная и неустойчивая работы техники</b>			
Кратковременная задержка при протаскивании трубопровода с берега в море	Увеличение сил сцепления трубопровода с дном, увеличение натяжного напряжения		
Наличие свободных пролетов	Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб. Статистическая перегрузка	Смятие, лавинное смятие	Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери.
Возрастание гидродинамически х нагрузок			
Внешнего воздействия со стороны рыболовных судов: столкновения судов, двигающихся вдоль фарватеров с трубоукладчиками, а также посадки на мель самих трубоукладчиков или вспомогательных судов, удар траловыми досками, зацепление траловыми досками.	Трещина, вмятина. Потери металла. Сбой системы динамического позиционирования, сбой навигационной системы	Смещение (сдвиг) трубопровода	Задержки в сроках строительства
Сбой системы динамического позиционирования при укладке трубопровода J-методом	Смещение (сдвиг) оси укладываемого трубопровода	Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери.	
	Потеря стабильности/устойчивости трубы при прокладке Jметодом,		
Поломка лебедки во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, обрыв трассы во время спуска или подъема плети трубопровода со дна	Обрыв плети трубопровода  Механические повреждение трубопровода (вмятины, трещины)	Замена уложенного участка с недопустимой величиной повреждений	Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери

Поломка подъемного крана во время погрузки контейнера с борта грузового судна, поломка подвесного крюка и натяжных устройств	Падения контейнера на монтируемый трубопровод		
<b>Риски проведения некачественного контроля</b>			
Некачественный входной контроль	Отступление от проекта: замена одного материала другим, отсутствие авторского и технического надзор	Отказ в нормальной работе морских трубопроводов	
Низкий уровень операционного контроля (несоблюдения строительных решений, снижение качества строительства)	Нарушение технологии сварки и некачественная сварка, неправильный выбор способа и порядка монтажа	Отказ в нормальной работе морских трубопроводов	
Некачественный приемочный контроль	Нарушение правил безопасности и правил пожарной безопасности при осмотре, обслуживании технологического оборудования.	Отказ в нормальной работе морских трубопроводов	
<b>Внешние факторы до начала строительных работ, недостатки в технических и технологических решениях</b>			
Ошибки проектирования	Скрытые риски, проявляющиеся в процессе строительства		
Ошибки/брак производства трубы.	Конструктивные и технологические дефекты самой трубы, запорной и соединительной арматуры Наличие вмятин, трещин	Явных проявлений опасности риска отказа нет.	



Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов



Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов

