

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»

УДК 621.644.07(26)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Раваев П.Г.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н. доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Раваеву Павлу Гариковичу

Тема работы:

«Технология прокладки морского трубопровода "Турецкий поток"»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <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</i>	Объектом исследования является морской трубопровод в процессе его укладки стингерным методом. Транспортируемый продукт-нефть.
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (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).	Введение. Методы укладки подводных трубопроводов. Проектирование морских трубопроводов. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	нет
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Креп В.Г.	к.т.н. доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Раваев Павел Гаринович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Раваеву Павлу Гариковичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Информационные ресурсы: фондовая литература Материально-технические ресурсы: 439114 рублей Человеческие ресурсы: 2 человека, основная заработная плата 173378 рублей + затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы 18142 рубля
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 районный коэффициент; 16% накладных расходов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 %

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Раваев Павел гарикович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Раваеву Павлу Гариковичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является морской трубопровод в процессе его укладки стингерным методом. Транспортируемый продукт-нефть.
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><b>1.1 Анализ вредных факторов, создаваемых объектом исследования</b></p>     <p><b>1.2. Анализ вредных факторов, создаваемых объектом исследования</b></p>	<p>1.1 Проанализировать выявленные вредные физико-химические факторы при строительстве морского трубопровода, к которым относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– показатели микроклимата;</li> <li>– уровень вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность;</li> <li>– шум;</li> <li>– повышенная загазованность и запыленность;</li> <li>– повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</li> </ul> <p>Рассмотреть средства коллективной и индивидуальной защиты от наиболее вредных факторов.</p> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности;</li> <li>– электробезопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать воздействие объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>



<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте и выбор наиболее типичной ситуации;</li> <li>– разработка первичных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– режимы труда и отдыха;</li> <li>– компоновка рабочей зоны.</li> </ul>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Раваев Павел Гарикович		

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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))
	<i>Введение</i>	10
	<i>Методы укладки морского трубопровода</i>	20
	<i>Расчет на прочности при проектировании морских трубопроводов</i>	20
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Заключение</i>	10
	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Крец В.Г	к.т.н, доцент.		

СОГЛАСОВАНО:

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 41 рис., 19табл., 43 источника, 0 приложений.

Ключевые слова: S-метод, J-метод, барабанный метод, буксировка, прочность, методы исследования, расчет, безопасность

Объектом исследования является Морской трубопровод в процессе его укладки

Цель работы: Рассмотрение методов строительства морского трубопровода для обеспечения промышленной безопасности и предупреждения чрезвычайных ситуаций в процессе строительства.

Задачи: Проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документацию по заданной теме; Изучение теоритического материала по методам прокладки морских трубопроводов.

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

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Раваев П.Г.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Крец В.Г					Листов
Консульт.							11
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					112
						НИ ТПУ гр. 2Б5А	

## Определения, обозначения, сокращения

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

**Стингер** – устройство, устанавливаемое на борту трубоукладочного судна или баржи, и предназначенное для налаживания безопасной кривизны трубопровода в процессе укладки,

**Трубозаглубитель**– рабочий орган, оказывающий давление на трубопровод, и крепящийся за опорные и фиксирующие катки, размещенные на морском дне.

**Трубоукладчик** (трубоукладочное судно) – судно, предназначенное для строительства трубопровода на морском дне.

**Укладка трубопровода с применением барабана** – строительство трубопровода с использованием ТУС, требующее предварительной намотки его на особый барабан.

**Укладка трубопровода S-методом** – укладка трубопровода, осуществляемая при помощи погружения на морское дно плети трубы под действием собственного веса, причем участок трубопровода принимает форму S-образной кривой, находясь между стингером и точкой касания морского дна.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Раваев П.Г.						12	112
Руковод.	Крең В.Г					НИ ТПУ гр. 2Б5А		
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

### Сокращения:

ТУС	Трубоукладочное судно
АКП	Антикоррозионное покрытие
ЛКМ	Лакокрасочные материалы
СОД	Средства очистки и диагностики
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
УЗО	Устройство защитного отклонения

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	17
1.1. Современные методы укладки морского трубопровода .....	17
1.1.2. Укладка трубопровода J-методом.....	21
1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом .....	25
1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей .....	27
1.2. Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием ...	30
1.3. Методы производства строительных работ .....	37
1.4. Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания	37
1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка .....	38
1.6. Земляные работы после укладки трубопровода .....	40
1.7. Врезка трубопроводных секций .....	44
1.8. Испытания и подготовка к эксплуатации .....	48
1.9. Возникновения рисков при строительстве морских трубопроводов...	51
1.10.«Турецкий поток».....	63
2. ВОПРОСЫ ПРОЧНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ .....	66
2.1. Расчет толщины стенки подводного трубопровода.....	66
2.2. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления .....	70
3. ПРОЕКТНЫЙ РАСЧЕТ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА.....	72
3.1. Расчет толщины стенки трубопровода.....	72
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	77

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»		
Изм.	Лист	№ докум.	№	Подпись	Дата		
Разраб.		Раваев П.Г.				Лит.	Лист
Руковод.		Креп В.Г.					14
Консульт.							112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Оглавление	
						НИ ТПУ гр. 2Б5А	

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	77
4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	77
4.2. Предпроектный анализ.....	79
4.2.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	79
4.3. Планирование управления научно-исследовательских работ .....	83
4.4. Бюджет научного исследования .....	86
4.5. Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	86
4.6. Основная заработная плата .....	87
4.6.2 Дополнительная заработная плата исполнителей тем.....	89
4.7. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	89
4.8. Накладные расходы .....	90
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	95
5.1. Производственная безопасность.....	96
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по ихустранению .....	96
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	100
5.2. Экологическая безопасность.....	101
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	103
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108
Список использованной источников.....	109

## Введение

В связи с будущим освоением углеводородов континентального шельфа России и транспортировки конечным потребителям возникает надобность создания морской транспортной инфраструктуры, в составе которой должны присутствовать морские трубопроводы. В данный момент времени одной из главных задач, предъявленных к укладке трубопроводов, это гарантия их надежной и безопасной работоспособности в будущем в условиях долгосрочной эксплуатации. Эксплуатация и строительство трубопроводов почти всегда соотносится с рисками не только техногенного, но и экологического характера. Выполнение данного требования обязательно и подразумевает затраты финансового ресурса на сооружение и ремонт трубопроводов.

Итак, целью данной работы является изучение технологий и методов прокладки морских трубопроводов для обеспечения, предупреждения и предотвращения промышленной безопасности и чрезвычайных ситуаций в процессе строительства.

Задачи, которые необходимо решить, для того, чтобы добиться поставленной цели, приведены ниже:

1. Обзор методов строительства морского трубопровода, достоинства/недостатки;
2. Расчет толщины стенки подводного трубопровода;
3. Расчет подводного трубопровода на устойчивость;

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Раваев П.Г.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Крец В.Г.					16
Консульт.							112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 2Б5А	



## 1. Литературный обзор

Интересоваться темой морского трубопровода начали еще в конце 50-х годов. На сегодняшний день морские трубопроводы - одна из самых актуальных тем.

При рассмотрении данной темы, использовались различные источники, такие как: СП «Морские трубопроводы»[8], «Морские трубопроводы» Ю.А.Васильев [1], «Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов» А.И.Попова[6], статья «Установка морских трубопроводов»Р.Р.Хайруллин [9] и др.

### 1.1. Современные методы укладки морского трубопровода

Трубопровод морской - трубопровод, который прокладывается на дне моря или же в траншее под морским дном. Строительство под водой - непростая задача, которую необходимо решить. Для этого необходимо произвести анализ различных факторов. [2]

На протяжении последних лет всё чаще практикуют принципиально усовершенствованные способы прокладки трубопровода в морских акваториях. При проектировании и строительстве надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям, по отношению к проложенным на суше. Они должны быть уложены на дно моря таким образом, чтобы была обеспечена их работоспособность в течение длительного времени.

Следуя СП «Морские трубопроводы», выбор метода укладки морского трубопровода должен осуществляться на его технологической выполнимости, экономической эффективности и безопасности для окружающей среды.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий ПОТОК»»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Раваев П.Г.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.					17	112	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Для того, чтобы выгодно использовать плавучесть и гибкость труб, разработаны следующие технологии прокладки труб:[11,12]

- ✓ S –метод;
- ✓ J-метод;
- ✓ барабанный метод;
- ✓ буксировка плетей.

Для больших глубин моря рекомендуются методы укладки трубопровода по S- и J-образным кривым с использованием трубоукладочного судна (баржи). [8]

### 1.1.1. Укладка трубопровода S-методом

Один из первых методов морской укладки трубопровода стал S-метод. В наше время имеет огромную популярность данная технология прокладки, так как большая часть специализированных трубоукладочных судов применяют способ «наращивания» трубопровода на горизонтальной монтажной линии с последующим спуском его под натяжением по стингеру. Эта технология называется S-методом, потому что ось трубопровода делает линию, которая достаточно похожа по форме на английскую букву S, она представляет собой два участка, имеющие разные знаки кривизны: зона перегиба и зона провиса (рисунок 1) [3].

Изгиб в двух местах трубопровода требует внимательного и точного перемещения баржи относительно точки касания дна. Также уровень натяжения трубы должен быть тщательно подобран, иначе велика вероятность повреждения трубопровода. Адекватная сила натяжения создается за счет натяжных роликов и регулируемой прямой тяги. [8]

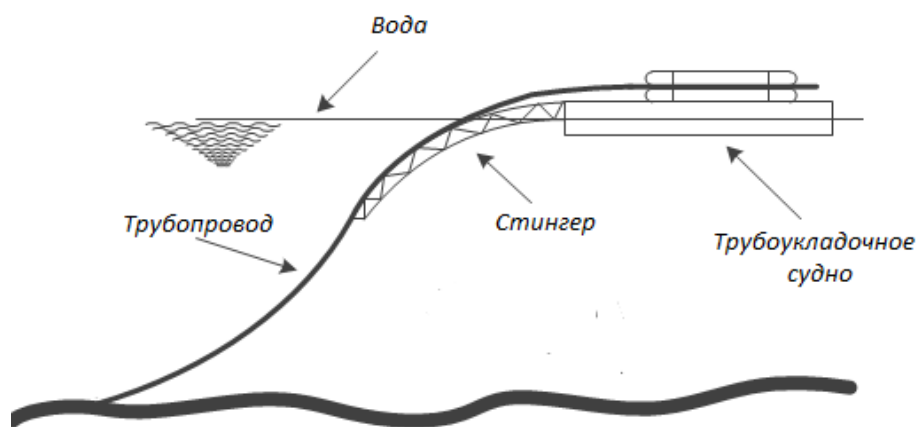


Рисунок 1 – укладка трубопровода S-методом [9]

Технология данного метода: наращивание нефтепровода с последовательной сваркой секций труб. На палубе судна находятся несколько сварочных постов, предназначены для сварки 12 и 24 м отрезков изолированной трубы. [10] Сварка в нитку и все работы по сооружению трубопровода на наклонном участке палубы, оборудованном роликовыми опорами, который также является спусковым устройством. При выполнении установки трубопровода монтаж труб производится на месте укладки, на борту ТУС, там же находится все необходимое оборудование для сварки, модули дефектоскопии, оборудование для нанесения покрытий в местах стыков труб и тому подобное. По мере движения судна трубу опускают в воду, где она сгибается вниз до того момента, пока не коснется дна. [10] В случае, когда необходимо остановить укладку трубопровода, к уже готовой к спуску плети приваривают заглушку, добиваясь герметичности, со специальными захватами, и опускают на дно. При возобновлении работ трубоукладчик цепляет заглушки и вытягивает плеть наверх [9].

Укладка по S-образной кривой производится на глубинах до двух километров и до шести километров протяженностью в день.

Для регулирования степени этой кривизны по ходу опускания трубы, на корме баржи присутствует стингер. Стингеры могут достигать в длину 90 м. На некоторых баржах установлены складные стингеры, что позволяет менять их размер, регулируя тем самым траекторию спуска трубы. [10]

Итак, получаем, что чем больше диаметр нашего трубопровода и чем глубже до дна моря, то более мощные системы натяжения трубопровода необходимо использовать. Например, для судна (баржи), укладывающего трубопровод S-методом, максимальное растягивающее усилие, развиваемое талевой системой, составляет около 30 МН [2].

Кроме натяжителей, трубопровод на таких судах может держаться при помощи лебедки, используемой для укладки трубопровода на морское дно, а также экстренного сброса в предусмотренных регламентом случаях. Также на судне размещают сварочную линию, состоящая из одного или нескольких постов, поста неразрушающего контроля и поста изоляции сварных швов.

Работа с использованием S-метода на современных ТУС позволяет справиться со строительством трубопровода на глубину 300 м диаметром до 1400 мм и 700 м. диаметром до 810 мм.



Рисунок 2 - Трубоукладчик S-метода [12]

Можно выделить следующие достоинства данного метода [1]:

1. Сварка толстостенных труб;
2. Прокладка обетонированных труб;
3. Использование поточно-расчлененного метода организации сварки на нескольких постах;
4. Возможна прокладка на мелких и глубоких водах; [11]
5. Высокая производительность по сравнению с J-методом; [11]

					Литературный обзор	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ТУС, работающие по методу S-укладки трубопровода, можно найти в любой точке мира. [11]

Отсюда логичный вывод: Данный метод определяет достаточные быстрые темпы строительства в морских условиях.

Но есть ряд отрицательных моментов, связанных с S-методом:

1. Глубина моря;
2. Величина натяжения трубопровода;
3. Воздействие волн;
4. Радиус кривизны и длины стингера;
5. Характеристика прокладываемого трубопровода;
6. Судно не имеет возможности поворачиваться по ветру при укладке.[11]

### 1.1.2. Укладка трубопровода J-методом

В пункте 1.1.1. рассмотрен S-метод укладки трубопровода; но данный метод имеет ряд ограничений, в первую очередь связанных с глубиной прокладывания трубопровода по причине того, что трубоукладочное судно не обеспечивает достаточного горизонтального усилия для достижения необходимого в процессе укладки напряженно-деформированного состояния. Таким образом, мы подходим к иному методу на больших глубинах, а именно J-методу(рисунок 2) [2].

Данный метод опускания труб снижает сосредоточенные нагрузки и сильного натяжения плетей, путем постановки трубопровода почти в вертикальное положение. Снижение напряжения на трубах, позволяет производить строительство трубопровода на большей глубине, в отличие от S-образного способа.

При J-методетрубы сваривают на судах в вертикальном (или близком к оному) положении. При укладке таким способом трубопровод не изгибается

					Литературный обзор	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

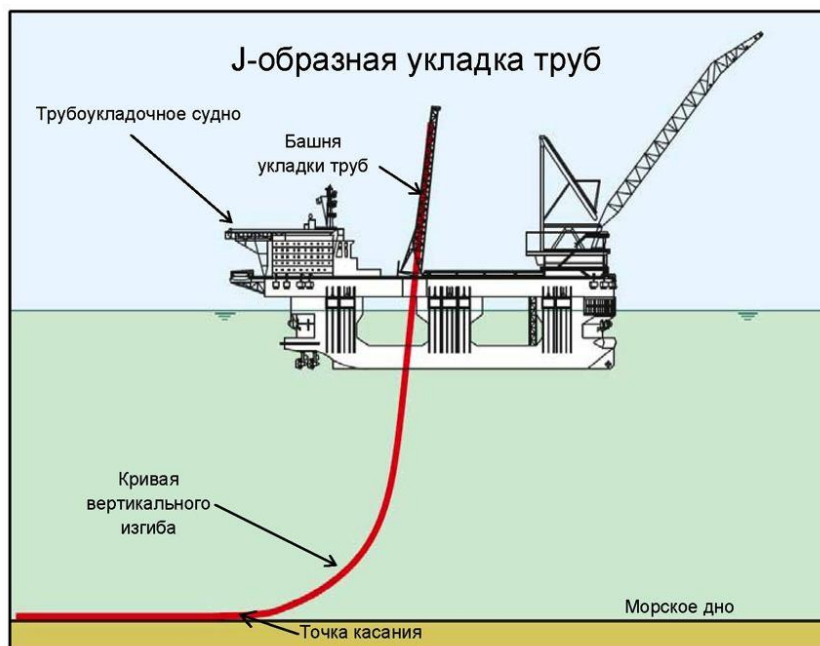


Рисунок 3 – Укладка J-методом

Технология: прокладываемый трубопровод из 4-х трубных плетей сваривается из вертикального положения в расположенной на трубоукладочном судне монтажной башне, затем он растягивается во время движения ТУС для обеспечения требуемых напряжений на изгибах и ложится на морское дно. По мере продвижения судна, продолжается процесс укладки, и свариваются следующие плети. Поворотная рампа используется для достижения их вертикального положения на монтажной башне.[11]

Строительство трубопровода данным методом может быть представлена так:

### *Первый этап.*

Используя два крана трубоукладочного судна, выгружается плетъ трубы. Затем при помощи набора роликов плети ограничиваются на поворотной рампе и поднимаются до момента, когда плети не станут параллельными готовой части трубопровода на стингере.

### *Второй этап.*

Для центрирования плети используется центратор: инструмент, опускаемый внутрь трубопровода из поворотной рампы.

### *Третий этап.*

После окончания сварки стыка и выполнения контроля начинается движение судна по заданному курсу, в следствие чего стык оказывается на уровне поста нанесения покрытия.

### *Четвертый этап.*

На стык наносится изоляционное покрытие. Судно движется дальше до того, пока свободный конец трубопровода не достигнет сварочного поста. Процесс закиливается после движения поворотной рампы.

Однако, ТУС должен быть оборудован специальной башней, с рамположенными в ней натяжителями, комплексом для сварки, установкой для проведения неразрушающего контроля и изоляции стыков, увеличивая при этом габариты данного судна. [3]. Сравнивая два метода, с применением J-метода строительство производится намного медленнее, чем S –методом, но наличие крупной башни способно увеличить производительность за счет обработки секций из 2-х или даже 4-х труб.

					Литературный обзор	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 4 - Трубоукладочное судно J-типа [12]

С уменьшением глубины моря угол наклона верхнего конца трубопровода относительно горизонтали уменьшается, поскольку угол наклона рампы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

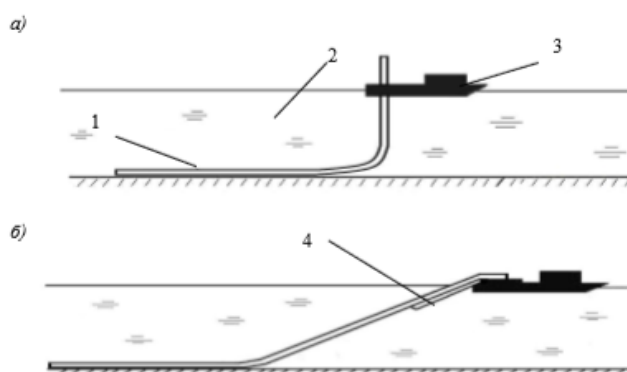


Рисунок 5 – Сравнение J- и S-технологий соответственно. 1- трубопровод, 2- водоем, 3 – баржа, 4 - стингер

Достоинства: [11]

1. Глубина моря
2. Отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода
3. Неярко выраженная чувствительность к погодным условиям
4. Увеличенная рабочая глубина;

					Литературный обзор	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Недостатки: [11]

1. Ограниченное количество судов, работающих по J-методу
2. Низкая производительность
3. Меньший диаметр трубы

### 1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом

Альтернативной сварке трубопровода на ТУС – барабанный метод. Строительство проходит следующим образом: трубопровод наматывается 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 не только горизонтально, но и вертикально. Горизонтальные барабаны позволяют прокладывать трубы S-образной конфигурации, вертикальные по большей части для J-образной укладки, реже для S. [10]

Укладка с барабана позволяет прокладывать трубопровод под углом, близким к прямому, это позволяет не работать со стингерами. [11]

При прокладке нефтепровода сматыванием его с барабана судно оборудовано барабаном, на который наматывается изготовленный на берегу стальной гибкий нефтепровод. Изготовленные из гибких материалов трубы дешевле и значительно надежнее в данной ситуации нежели стальные.[11]

Барабанный метод значительно уменьшает трудозатраты, что допускает большую часть сварочных работ, рентген, нанесение антикоррозионного покрытия и испытания воспроизводить на суше, где количество затрат, в свою очередь, на производство в общей совокупности ниже, чем затраты на подобную работу в море.

Длина трубы, на которую можно намотать на барабан, зависит от ее диаметра. Некоторые трубоукладчики оснащены кранами, которые позволяют перемещать загруженные барабаны с барж снабжения на укладчик

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

и возвращать пустые, если же нет крана, то трубоукладчику приходится возвращаться на берег для замены барабана, что занимает много времени. [10]

Барабанная технология предоставляет безопасность и стабильность при сопоставлении с другими технологиями строительства, ускоряя тем самым, строительство в несколько раз (примерно до 10 раз), где очень даже важно, когда дается малый промежуток времени, доступных для строительства (к примеру, погода). Данный метод, кроме того, доступен для трубопровода, который имеет диаметр до 450 мм [32].



Рисунок 6– Трубоукладчик барабанным методом [12]

Основными недостатками метода являются:

- ✓ Применение только на малых диаметрах;
- ✓ Достаточно большие затраты временного интервала для намотки и доставки к месту строительства нового барабана;
- ✓ Необходимость создания места, где производится сварка и намотка трубопровода вблизи строящегося объекта;
- ✓ При наматывании и/или разматывании трубопровода происходят сильные деформации (эффект Баушингера);
- ✓ Невозможность использования труб с бетонным покрытием.

#### 1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей

Методы буксировки плетей:

- Поверхностная буксировка;
- На одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря;
- Донная;
- Вдоль дна.

Один существенный плюс данных видов: сваривание в длинные плети происходит на суше, а не на море.

Перед тем, как укладывать трубопровод с применением буксирных судов по СП «Морские трубопроводы» необходимо сделать следующие расчеты:

- Тяговые усилия при выводе плети трубопровода с берега на море;
- Буксировочного сопротивления при транспортировке плетей;
- Напряженно-деформированного состояния трубопровода при укладке;
- Напряжения в трубопроводе при аварийном спуске на дно во время шторма и его подъема.

При укладке трубопровода с применением буксирных судов работы следует выполнять в следующей последовательности по СП «Морские трубопроводы» [8]:

- на береговой строительной-монтажной площадке монтируются отдельные плети трубопровода расчетной длины;
- плети оснащаются понтонами и поочередно выводятся на плаву в море;
- помощью буксирных судов плети транспортируются по створу подводного перехода;
- плети соединяются между собой в нитку и погружаются на дно моря путем отстропки понтонов или заполнения внутренней полости трубопровода водой

*Поверхностная буксировка.* К трубопроводу прикрепляют модули плавучести, чтобы удержать его на поверхности воды. Так как трубопровод имеет большую длину, для его транспортировки на точку необходимо два буксира. По прибытию модули плавучести осторожно отсоединяют или заполняют водой, чтобы трубопровод опустился на дно моря. [10]

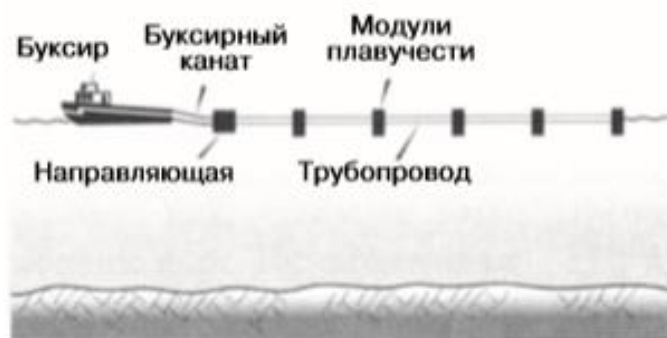


Рисунок 7 – Укладка трубопровода поверхностной буксировкой

*На одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря.* При данной буксировке требуется меньше модулей плавучести. И глубина погружения, и форма трубопровода регулируется скоростью движения буксира. Когда буксир прекращает движение, трубопровод опускается на дно сам по себе.[10]

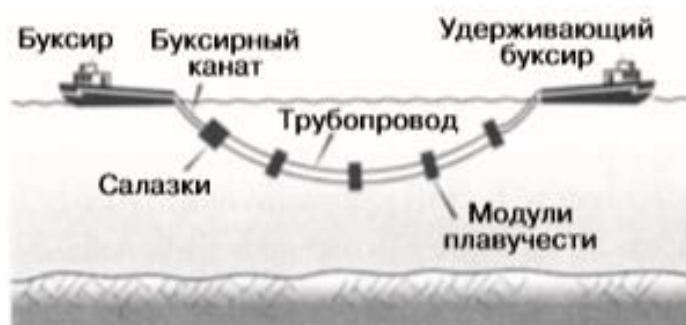


Рисунок 8 – Укладка буксировкой на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря

*Вдоль дна.* Помимо модулей плавучести используют утяжеляющие элементы веса в виде цепей, которые заставляют трубопровод опуститься почти до дна. Когда цепи касаются дна, их вес уменьшается, и уже модули плавучести поддерживают трубу на заданном расстоянии от дна. Опять же по прибытии на точку модули удаляют, а трубопровод опускается на дно. [10]

					Литературный обзор	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

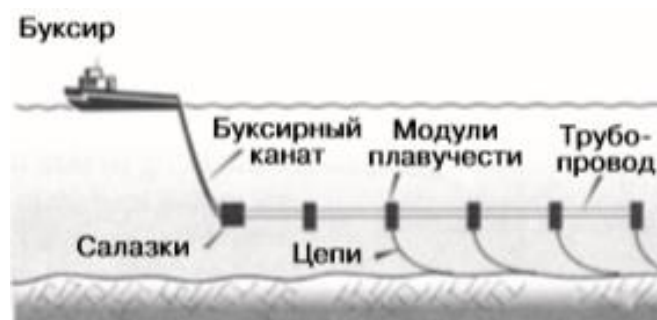


Рисунок 9 – Метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну

*Донная.* В этом случае трубопровод опускают вниз (или специально затапливают), после чего его волоком продвигают по морскому дну. Такая технология преимущественно используется при мягкой и ровной поверхности дна и только на мелководье. [10]



Рисунок 10 – Наддонное протаскивание трубопровода

В случае строительства трубопроводов плюсом данных методов - это то, что трубопровод сваривают на суше, т.е. берегу, с использованием наземных методов. Целесообразность строительства таким способом становится очевидной при строительстве участков малой протяженности.

При строительных работах трубопровода перпендикулярно береговой линии требуется свободный участок, который располагается перпендикулярно берегу, достаточно длинный для того, чтобы разместить максимально длинную сваренную секцию трубопровода. На этом участке собираются роликовые направляющие или рельсовая система, с помощью которых трубопровод опускают напрямую в море.

За ранеесваренная и успешно прошедшая все испытания секция кладется на направляюще. Трос буксирующего суда цепляется за конец секции . В течение данного процесса используется специальная обратная лебедка, требуемая для контролирования.

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**

Одно из важных условий надежной работы трубопроводных систем – стабильность и устойчивость в положении на проектных отметках подземного трубопровода.

Опыт сооружения трубопроводов показывает, что протяженные балластируемые участки оголяются , а иногда всплывают сбрасывая с себя утяжелители, причиной этому влияние перемещений по вертикали и горизонтали трубопровода. Чаще всего по статистике всплытие трубопровода происходит при повороте или изгибе участка трубопровода.[5].

В последствии всплытия могут быть причиной повреждений и/или деформации изоляции труб, так же как и места крепления утяжелителей[11]. Балластируемый трубопровод не должен смещаться относительно утяжелителей , дабы не произвести порчу антикоррозийного покрытия. Данные задачи должны решать какие использовать трубы с бетонным покрытием в полиэтиленовой или металлополимерно оболочке.

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

Типовая обетонированная труба(см.рисунок 11) состоит из соосных стальной трубы с защитными антикоррозионным покрытием и металлополимерной оболочки, пространство между которыми заполнено армированным бетоном. Концы трубы длиной, обычно 35-45 см остаются необетонированными с целью последующего выполнения монтажной сварки.

В качестве покрытия, дающего не только прочность но и устойчивьсть, к перпендикулярным нагрузкам. Рассматривают балластировку. В связи с обтекаемостью поверхности нового вида балластов,смещение положения относительно трубы практически исключает всплытие.[5].



Рисунок 11 – Элементы обетонированной трубы [13]

Процесс обетонирования труб показан на рисунке 12 ниже:

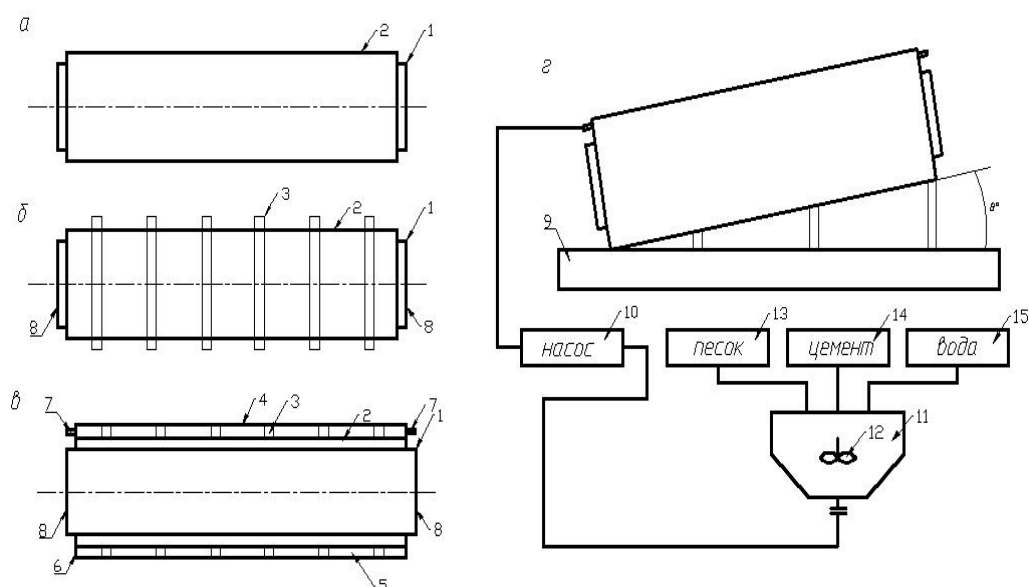


Рисунок 12 – Схема нанесения балластного покрытия на трубу по технологии ОАО МТЗК[12]

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 13 – Полимерная оболочка толщиной 8 мм[12]



а) б) в)

Рисунок 14 – Внешний вид трубной продукции, выпускаемой ОАО МТЗК[12]

а – труба с наружным трёхслойным полипропиленовым и балластным покрытиями; б – труба с наружным эпоксидным и балластным покрытиями; в

					Литературный обзор	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



– труба с наружным эпоксидным, тепловым полиуретановым и балластным покрытиями с установленной системой подогрева труб на основе СКИН-ЭФФЕКТа

На морском глубоководье для снижения риска в расчетные места припаиваются специально изготовленные из легированной стали предохранители, (из такой стали изготавливают газопровод). Но есть и обратная сторона медали, такой трубопровод имеет увеличенную толщину стенки, что повлечет за собой обязательную обработку коцов для стыковки (рисунок 15).

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

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

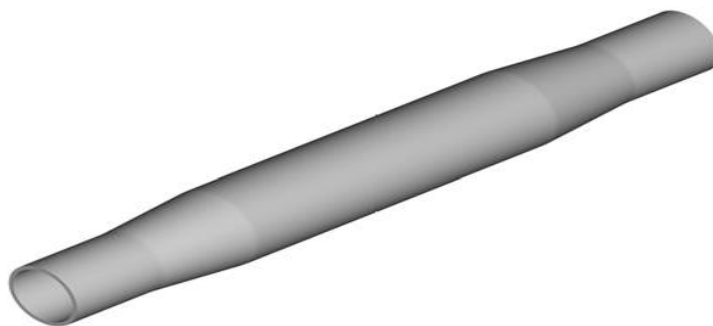


Рисунок 15 - Предохранитель.

Предохранитель от смятия имеет более толстые стены, чем смежная секция трубы[14]

Трёхслойное покрытие состоит из внутреннего покрытия из эпоксидного состава, адгезивного слоя в центре и верхнего слоя из полипропилена. Толщина первого эпоксидного слоя составляет от 50 до 100

мкм, толщина второго клеевого слоя варьируется от 50 до 400 мкм, а толщина третьего полипропиленового слоя доходит до 1,4-4,0 мм.

Участки газопровода, укладываемые на мелководье, проектируются со специальным бетонным покрытием, который утяжеляет, для стабильности на дне моря. На глубоководных участках газопровод не имеет такого утяжеляющего покрытия, поэтому его будут укладывать напрямую на дно только с антикоррозийным покрытием [14].

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



Рисунок 16 -Монтажный стык до покрытия. [15]

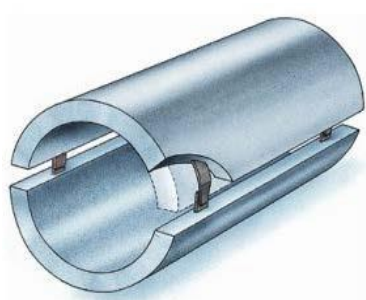
Перед тем, как осуществить процедуры укладки, стоит нанести покрытие на сваренные участки труб для того, чтобы убрать пустоты.

Монтажная конструкция покрытия соединений включает в себя уменьшающийся под воздействием высокой температуры рукав, который сделан из высокопрочного соединения. Незадолго перед применением рукава следует прогреть сварное соединение. Отсутствие пустот достигают использованием способности восстановления путем повторного воздействия

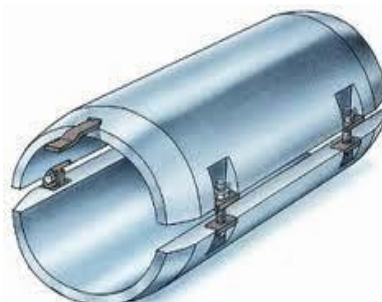
высокой температуры до изначальной длины; благодаря выдающейся сшиваемости происходит плотная пригонка по контуру трубы.

Рукав недостаточно плотный для заполнения пустоты бетоном в местах стыка, поэтому соединение закрывается формовкой из полиэтилена, либо листом высокоуглеродистой стали. Данные материалы следует класть внахлест на заранее подготовленную бетонную основу и зафиксировать полосами из высокоуглеродистой стали (для листа из стали), либо сваренным полиэтиленом (в случае полиэтиленовой формы). Через отверстие, оставленное на верхней части формы, заполняется многокомпонентная полиуретановая пена в промежуток рукава и стального листа. Пена начинает подниматься и заполнять весь объем стыка. Она может даже оказывать сопротивление удару рыболовного трала [14].

Катодная защита подводных участков трубопроводов будет на основе анодов браслетного типа из цинкового сплава. Длина анодов составит примерно 450 мм и они будут разнесены на расстояние в соответствии с заданием (в зависимости от толщины утяжеляющих покрытий, и проектных расчётов катодной защиты). На рисунке 17, расположенном ниже, представлен стандартный анод, который установлен трубопроводе «Южный поток». Характеристики браслетных анодов представлены в таблице 1.



а



б

Рисунок 17- Типовой пример цилиндрического браслетного анода (а) для S-образной укладки труб с обетонированием и конического анода (б) для J-образной укладки труб без обетонирования [13]

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

Размеры анода напрямую зависят от всевозможных параметров, а именно: диаметр труб, проектный срок эксплуатации трубопровода, переменные окружающей среды, тип покрытия и состав анода.

Балластировка труб бетонным слоем способна решать следующие задачи:

- соблюдение заданной глубины балластной трубы с нулевой выталкивающей силой и отрицательной плавучестью;
- снижение толщины стенки трубы;
- увеличение срока эксплуатации нефте- и газопроводов благодаря сопутствующей защите бетоном, также выполняющим роль балласта;
- при обогреве трубы;
- балластировка соединительных частей.

Таблица 1 - Проектные данные по аноду [13]

Данные по аноду	Ед. измер.	Участки газопроводов с УБП	Участки газопроводов без УБП
Материал анода	-	Цинковый сплав	Цинковый сплав
Тип анода	-	Браслетный, с плоским концом, 2-мя полукольцами	Браслетный, с коническим концом, 2-мя полукольцами
Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C- 50°C	А·ч/кг	780	н.д.
Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C-50°C, с заглублением	А·ч/кг	н.д.	580
Анодный потенциал в морской воде при температуре 30°C- 50°C	мВ Ag/AgCl/SW	-1030	н.д.

Анодный потенциал при температуре 30°C-50°C, с заглублением	мВ Ag/AgCl/SW	н.д.	-980
Толщина	мм	50	50
Длинатела	мм	450	450
Общая дина	мм	450	550
Внутренний радиус	мм	416	416
Наружный радиус	мм	466	466
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	6940	6940
Чистая масса одного анода	кг	379,4	397,7
Полная масса одного анода	кг	404,4	423,9

### 1.3. Методы производства строительных работ

Рассмотрим мероприятия, которые проводятся в процессе строительства морских трубопроводов.

Итак:

- ✓ Изыскания;
- ✓ Подготовка морского дна (укладка фундамента и каменных подушек);
- ✓ Пересечение с действующими кабельными линиями;
- ✓ Строительство МТ (см. главу 1.1.);
- ✓ Врезка (соединение) секций.

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

В рамках каждого проекта проводится множество исследовательских работ морского дна, которые так необходимы для получения знаний о состоянии дна и сопутствующих объектов. Данные знания используются для того, чтобы спланировать маршрут подготовки рабочего проекта и выработки способов строительства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литературный обзор	Лист
						37

Проведение наблюдений было сосредоточено на трех основных коридорах [14]:

1.Якорный коридор (в пределах одного км от линии маршрута трубопровода).

Задачи, которые решает якорный коридор:

- ✓ Определение потенциальных угроз для экологической обстановки и прокладки якорей
- ✓ Выявление угроз: остатки боеприпасов на дне, отходы жизнедеятельности человека, метрические характеристики препятствия
- ✓ Выявление и отображение областей и характеристик объектов культурного наследия, которые следует сохранить.

2. Коридор укладки (в пределах 7.5 м от линии маршрута трубопровода).

Этот вид коридора устанавливается нормативно-технической документацией исполнителя (или подрядчика-исполнителя) в рамках заказ-наряда.

3. Коридор безопасности (в пределах 25 м от линии маршрута трубопровода). Этот же вид определяется последствиями подводных взрывов на трубопровод, к примеру, взрывов боеприпасов. Данная ширина основывается на современном анализе типа боеприпасов, удаленности трубопровода от места взрыва и риска повреждения.

### 1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка

До начала укладки трубопровода под водой, где чаще всего дно неровное, проводятся работы по корректировке свободных пролетов. Перечислим какие земляные работы проводятся:

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

Гидромониторное оборудование предназначено для работы по срезке и выравниваю морского дна; совершает локализованную корректировку

					Литературный обзор	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пролетов на достаточно большой глубине. Плюсом можно назвать то, что данное оборудование поставляют на конкретное место проведения работ в обычных контейнерах, устанавливают на судах обеспечения, которые обладают небольшой площадью на палубе.

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



Рисунок 18 -Подводный аппарат для размывки грунта T8000



Рисунок 19 -Судно обеспечения для срезки/выравнивания участков морского дна типа «CalamityJane»

Для того, чтобы избавиться от тех пролетов, которые недопустимы при укладке трубопровода, применяют метод каменной наброски – подсыпка каменно-гравийного материала. Поэтому чтобы уменьшить длину свободного пролета, выполняют отсыпку дополнительного гравийного материала.

					Литературный обзор	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



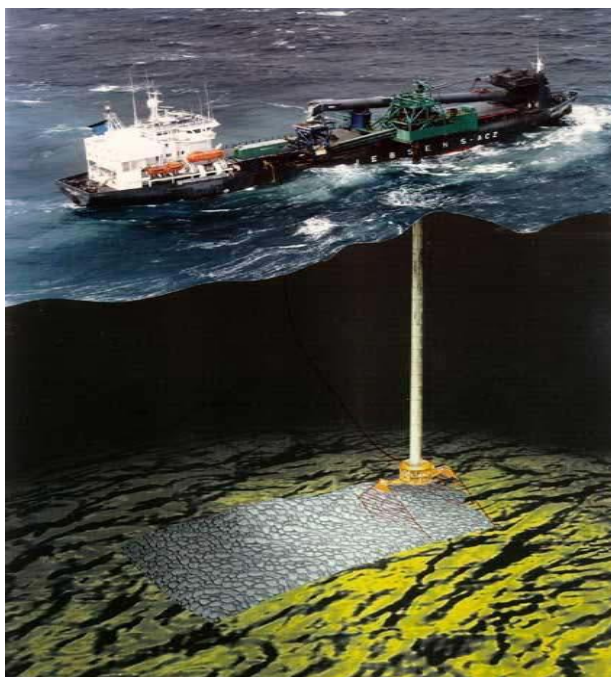


Рисунок 20 -Судно длякаменной отсыпки с поддержкой ТПА



Рисунок 21 -Судно длякаменной отсыпки типа «Tertnes»(VanOord)

### 1.6. Земляные работы после укладки трубопровода

Итак, после того, как произвели укладку морского трубопровода, необходимо произвести корректировку свободных пролетов. Земляные работы, которые необходимо сделать:

- заглубление трубопровода;
- заглубление трубопровода с дополнительной засыпкой;

					Литературный обзор	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



– каменная подсыпка участков неровностей морского дна.

Система заглубления трубопровода типа «Beluga» (рисунок 22) от компании Saipem используется для защиты, стабилизации или корректировки безопорных пролетов. Данная система способна работать на глубине до 2250 м с мягкими и скалистыми грунтами. Оборудование представляет собой плавучий аппарат, который движется над трубой достаточно медленно, состоящий из двухрежущих дисков и двух всасывающих насосов в задней части для вывода извлеченного грунта из траншеи.

Образуются свободные пролеты на участках неровного дна после прокладки трубопровода. Когда трубопровод начинает испытывать какие-либо недопустимые напряжения или вихревые вибрации, то, в таком случае, необходима корректировка свободных пролетов, и для этого заранее предусматривают строительство опорных конструкций из гравийно-каменного состава проектной крупности.

Метод каменной наброски необходим для того, чтобы ликвидировать недопустимые пролеты. Уменьшается длина свободного пролета за счет отсыпки дополнительных гравийных опор.

Для подсыпки свободных пролётов и засыпки участков газопровода используется специальное судно типа «Tertnes» (VanOord) с гибкой сбросной трубой (рисунок 22).

					Литературный обзор	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 22-Судно с гибкой спускной трубой,распределяющей  
каменный материал вокруг трубопровода

Проблемы с устойчивостью геотехнического характера обнаруживаются в областях с наклонным дном или с покрытием, не выдерживающим необходимой нагрузки. Для недопущения засыпки берег в таких местах дополнительно набрасывается камень (рисунок 23).

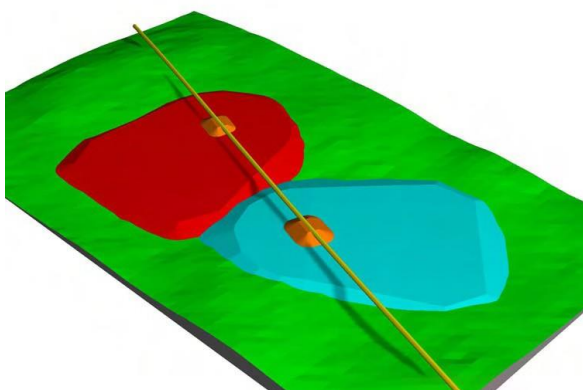


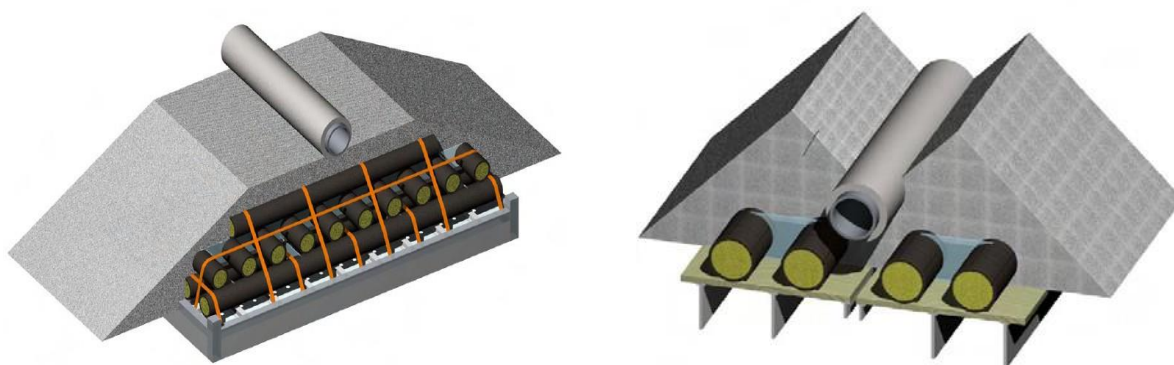
Рисунок 23 -Противозаполнитель (выделено голубым и красным) создает  
необходимую устойчивость. Бермывыделены оранжевым [14]

Виды материалов для строительства вспомогательных  
сооружений:

					Литературный обзор	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Пеноблоки
- Опорные башмаки высокой прочности
- Полиэтиленовые трубы увеличенной плотности
- Стальные рамы на опорных башмаках

Опорные башмаки, засыпаемые гравием, используют в частности в качестве опоры труб на малой глубине. На рисунке 1.25 можно посмотреть два решения. Берма, которая расположена слева, устанавливается до строительства трубы. Трубы, изготовленные из легкого высокопрочного полиэтилена, наполненные пеной, закрепляются в верхней точке твердого настила, выполняющего роль опоры. Эту конструкцию покрывают гравийным слоем, на который укладывают трубопровод. Берма, расположенная справа на рисунке 24, также, как и берма слева, наполняется пеной. По окончании строительства трубопровода вокруг трубы располагают гравийную защиту.



Рисунке 24–Вид опорных конструкций до строительства труб (слева) и после (справа). Выполнены из твердых настилов с трубами из легкого высокопрочного полиэтилена, заполненными пеной, и гравия внутри.

Также можно соорудить легковесную конструкцию из высокопрочных

					Литературный обзор	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полиэтиленовых труб, заполненных пеной, или с использованием пеноблоков. Данная конструкция используется, если необходима более крепкая опора.

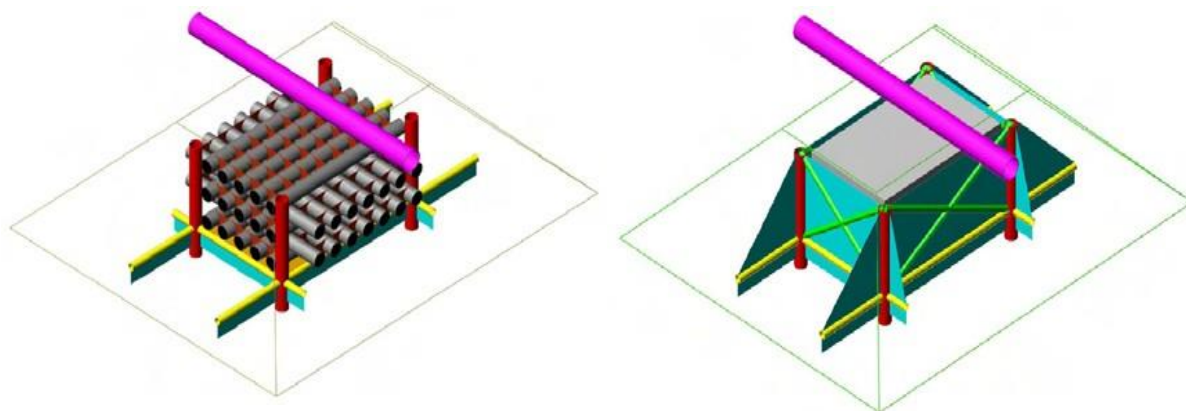


Рисунок 25-Виды конструкций, выполненных из высокопрочного полиэтилена (слева) и из пеноблоков (справа)

На рисунке 26 (слева), основная часть опорной конструкции покрывается слоем гравия. Но и может состоять опорная конструкция из стальной рамы на опорном башмаке (рисунок 26 справа), что заметно облегчит сооружение.

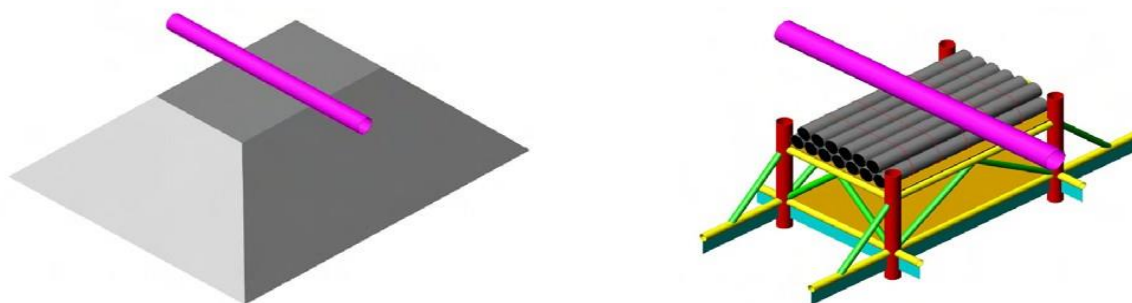


Рисунок 26- Виды опорных конструкций. Покрытая гравием (слева) и выполненная из твердого настила из стали и имеющая легкие высокопрочные трубы поверх (справа)

### 1.7. Врезка трубопроводных секций

Врезки можно разделить на две группы:

- Надводная
- Подводная

Гипербарическая врезка – соединение в глубоководных местах, произведенная под водой. Два места соединений соответствуют изменению давления в газо/нефте-трубопроводе. На этапе строительства прибрежные соединения производят над водой.

В местах врезки секции трубопровода всегда происходит укладка внахлест, затем обрезание и выравнивание для сварки в атмосферной камере. Прежде чем укладочное судно закончит заниматься укладкой секции трубопровода на дно, на конец трубы приваривается головка для укладки, для того, чтобы обеспечить сухой, не коррозионной среды в трубопроводе. Головку отрезают во время врезки для обеспечения последующей сварки в атмосферной камере.

Подводную врезку выполняют гипербарической сваркой в процессе пуско-наладочных работ и производят после заполнения и гидравлического испытания участков трубопровода.

Подводные врезки называют «золотыми швами» - швы, не требующие тестирования давлением системы. Но данные швы проходят проверку посредством применения дополнительных DNV (Det Norske Veritas).

Ниже находятся рисунки (26-28) с примером стандартной конфигурацией расположения секций трубопровода с головками для укладки до врезки:



Рисунок 27 – Секции до врезки

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



Рисунок 28 – Линейная конфигурация секции во время врезки

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



Рисунок 29 – Изогнутая конфигурация секции во время врезки

Врезку под давлением осуществляют в тех местах, где происходят скачкообразные изменения расчетного давления и толщины стен. Подводные соединения осуществляют в атмосферной камере; точнее сказать, посредством сварки, которая производится под водой в сухой среде, подводной сварочной камеры, охватывая часть газо/нефте-провода с разных свариваемых сторон.

В самом начале трубопроводные линии разрезаются, далее собираются под сварку. Подводную камеру устанавливают поверх места для сварки, накрывая концы секции трубы. Из подводной камеры откачивают воду, после этого водолазы/сварщики начинают выполнять сварку.

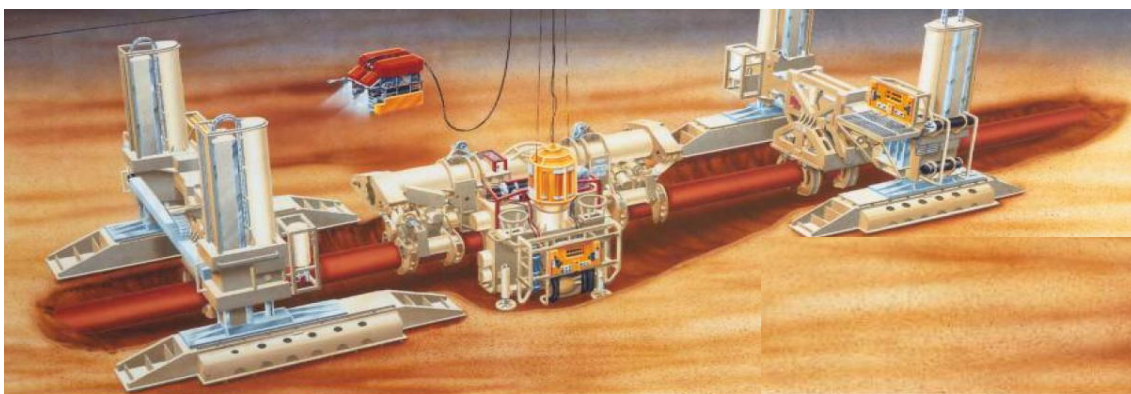


Рисунок 30- Образец подводной сварочной камеры

Далее после окончания работ по свариванию труб вместе, проводятся неразрушающие испытания сварных швов на стыках. В тех местах, где проводилась сварка в атмосферной камере, покрытие не наносится, так как проектная антикоррозийная защита принято считать достаточно устойчивой на данном участке газо/нефте-провода.

При надводной врезке две секции трубопровода будут проложены противоположных сторон. Концы двух секций трубопроводов будут положены на дно рядом друг с другом и подняты из воды вдоль борта укладываемого судна, как показано на рисунке 30. Две головки для укладки впоследствии срезаются, и два открытых конца выравниваются и свариваются вместе.





Рисунок 31- Концы секций трубопровода вдольбаржиперед осуществлением надводнойсварки

Когда сварка стыков и последующее неразрушающее тестирование и покрытие стыков завершается, то нитка трубопровода опускается по горизонтальной кривой, следующей вертикальному контуру линии во время подъема, как показано на рисунке 31.

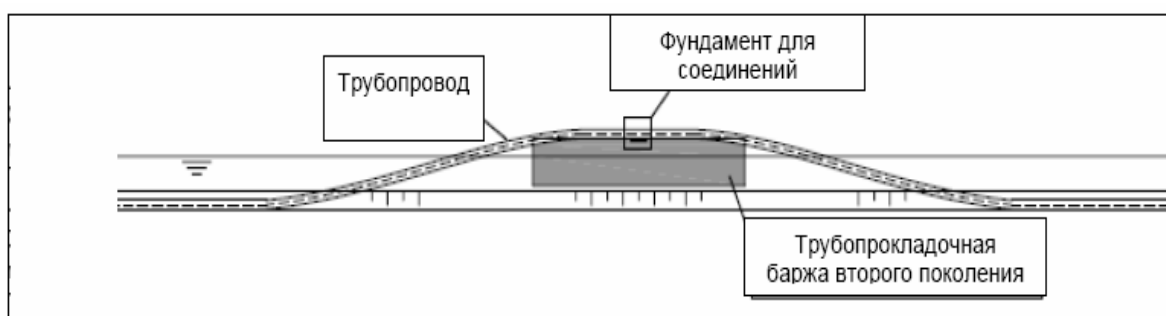


Рисунок 32 - Схема надводного соединения

## 1.8. Испытания и подготовка к эксплуатации

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

устройства для оптимизации микрогиперопераций.					Литературный обзор	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Испытательный участок газопровода начинается от стационарной камеры запуска ДОУ и заканчивается временной камерой приема ДОУ на морском участке на глубине 30 м.

На испытываемом участке длиной 4,3 км проводятся следующие виды работ:

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

Для заполнения и гидроиспытаний трубопровода используется морская вода. Забор воды предусматривается осуществлять в месте выхода микротоннеля (изобата 30 м), с глубины 2 м от поверхности воды. После завершения испытаний вода сбрасывается в том же месте. Забор и выпуск воды производят с помощью плавучей насосной станции или землесосного снаряда. Водозаборные сооружения оснащены рыбозащитными устройствами в соответствии со СНиП 2.06.07-87. Типовое насосное оборудование представлено на рисунке 32.

					Литературный обзор	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 33 - Насосное оборудование и защитные устройства для забора воды на гидроиспытания

В процессе вытеснения воды из трубопровода на российском берегу будут приниматься поршни-разделители. При приеме поршней вода перед каждым из них отводится в амбар-отстойник для предварительной проверки (и если необходимо для очистки). Общее количество промывочной воды, направляемой в очистительное сооружение после очистки четырёх ниток может достигать 800м<sup>3</sup>.

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

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

## 1.9. Возникновения рисков при строительстве морских трубопроводов

Во время прокладки морских трубопроводов становится понятно, что опасности, сопровождающие строительство, могут зависеть от конкретного технологического процесса, к примеру, локальное или лавинное смятие и потеря устойчивости при использовании J-метода, но также могут быть общими для любого выбранного метода (удар тралами, природные опасности и тд).

Природные факторы представляют собой большинство источников опасностей: физические свойства донных отложений, скорость течения, сейсмическая активность места строительства трубопровода, высота волн моря, продолжительность ледостава, режим осадков; фактор воздействия извне: движение судов, необнаруженные тралы, якоря, риск столкновения ТУС и судоходных судов; фактор несоблюдения технологического процесса и вывода из строя оборудования; ошибки на этапах проектирования и строительства по вине человека; помимо этого различным воздействиям подвергаются конструкция трубопровода, используемые для строительства оборудование и техника, а также характеристики траншеи.

Процедура определения типичных опасностей и повреждений, которые характерны на этапе укладки трубопроводов, описана стандартом DNV-RP-F116 (таблица 1).

Природные опасности

					Литературный обзор	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

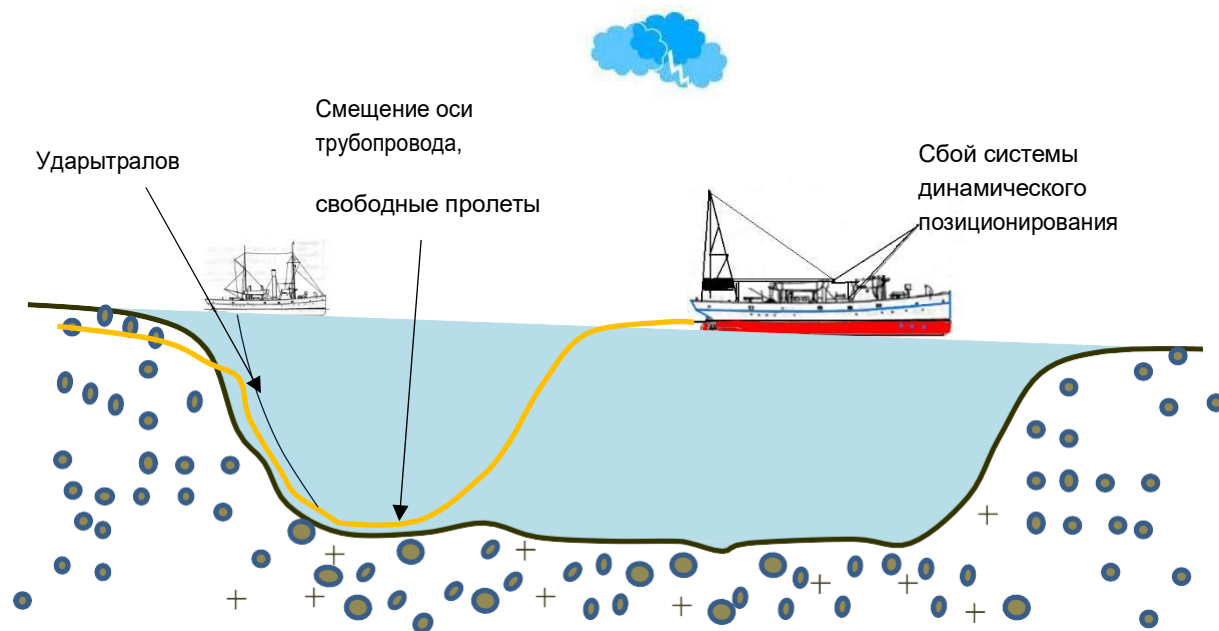


Рисунок 34 - Виды опасностей и место возникновения при строительстве трубопроводов S-методом [32]

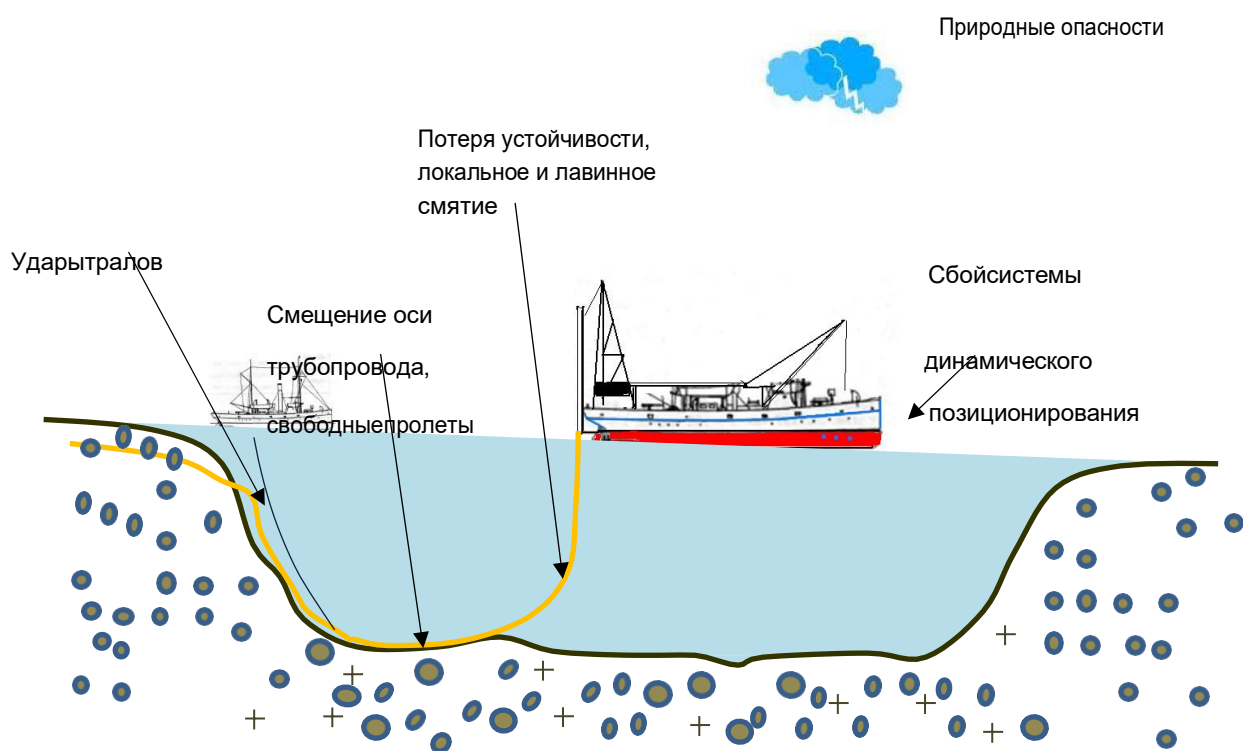


Рисунок 35 - Виды опасностей и место возникновения при строительстве трубопроводов J-методом [32]

Таблица 2–Типичные опасности и повреждения (отказы)  
наэтапеукладки трубопровода

Группаопасности	Опасности	Повреждения/отказ
Опасности при проектировании, производстве и монтаже	Ошибки монтажа Ошибки/брак производства Ошибки проектирования	Вмятина Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Повреждение анодной защиты Повреждение покрытия Смещение (сдвиг) Оголение Потери металла Свободный пролет Трещина
Опасности третьей стороны	Влияние тралов Использование якорей Столкновение судов Терроризм Движение (морские суда), Другое механическое воздействие	Вмятина Оголение Повреждение анодной защиты Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Повреждение покрытия Трещина Потери металла
Опасности коррозии и эрозии	Внутренняя и внешняя коррозия Эрозия	Трещина Потеря металла
Опасности при эксплуатации	Внутренняя система защиты Новые условия эксплуатации Несоблюдениеусловий эксплуатации	
Опасности при сооружении	Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Статистические перегрузки	Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб Свободные пролеты Трещина
	Усталость металла Нестабильность на дне	Смещение (сдвиг) Оголение
Природные опасности	Солевые потоки Наводнение Землетрясение Молнии Шторм Перепады температур	

При использовании подхода DNV-RP-F116 и проведении анализа технологического процесса были выявлены следующие опасности при строительстве трубопроводов технологического характера:

- дефекты трубы, запорной и соединительной арматуры конструктивного характера (низкокачественные материалы), дефекты производства труб и другого оборудования (невыполнение стандартов качества производства конструкций);

- воздействию механического характера на трубу оборудованием, тралями гражданских судов, сетями;

- возрастание нагрузок гидродинамического характера;

- снижение устойчивости трубы при использовании J-метода, а также сбой системы динамического позиционирования;

- превышение допустимых изгибных напряжений за счет наличия свободных пролетов;

- неисполнение правил промышленной безопасности и правил пожарной безопасности на этапе строительства и эксплуатации при осмотре, обслуживании технологического оборудования;

- действия, мешающие работе системы (например, дно углубительные работы);

- нарушение правил эксплуатации технических систем и объектов (нарушение технологического процесса, условий содержания), нарушение технологического режима производственных процессов на стадии строительства и эксплуатации, предусмотренного регламентом, несвоевременные профилактические осмотры и ремонты;

- отступление от проекта: замена одного материала другим, отсутствие авторского и технического надзора;

- монтаж конструкций: нарушение технологии сварки и некачественная сварка, неправильный выбор способа и порядка монтажа;

- внешнего воздействия со стороны рыболовных судов: столкновения

					Литературный обзор	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– судов,двигающихся вдоль фарватеров с трубоукладчиками, а также посадки на мель самих трубоукладчиков или вспомогательных судов, удар траловыми досками, зацепление траловыми досками;

– несвоевременность обеспечения производства необходимым оборудованием,материалами;

– некорректность решений проектной документации (проектные просчеты: ошибки в расчетах, чертежах: низкая точность расчета трубопровода на внутреннее давление, на чистое смятие от внешнего давления, толщины стенки, занижение расчетных нагрузок (внутреннее и внешнее давление, продольного усилия, изгиба); неполный учет исходных данных;

– конструктивные недоработки: отсутствие соответствующей технологии и неправильный выбор оборудования);

– сбой системы динамического позиционирования, сбой навигационной системы;

– поломка лебедки во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, обрыв трассы во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, поломка подъемного крана во время погрузки контейнера с борта грузового судна, поломка подвесного крюка и натяжных устройств, поломка монтажной вышки и иного используемого оборудования и техники.

Все выявленные опасности были классифицированы по объектам воздействия, по причинам возникновения опасностей и объединены в три группы:

- 1) опасности, связанные с конструкцией трубопровода,
- 2) опасности, связанные с техническим процессом строительства,
- 3) опасности, связанные с условиями строительства.

Первая группа опасностей с конструкцией трубопровода включает 4 подгруппы опасных ситуаций, связанные с конструктивными изменениями

					Литературный обзор	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.1. трубы, 1.2. покрытия, 1.3. анодов и 1.4. балласта. Вторая группа опасностей имеет три подгруппы опасных ситуаций, связанных со 2.1. сбоем в работе оборудования, с 2.2. нарушением технологии строительства, с 2.3. отказами/сбоями СМР. Каждому виду опасностей присвоен определенный тип обозначения для краткого написания, например опасность механического повреждения балластного покрытия обозначается как Х.2, нарушение геометрии трубы – Т.4. и т.д. Разработанная классификация технологических опасностей, связанных с условиями строительства, нарушением конструкции морских трубопроводов, нарушениями и сбоями технического процесса строительства морских трубопроводов, представлена на рисунке 35.

Данная классификация дает возможность применять ее для идентификации возможных технологических опасностей для любого проекта строительства морских трубопроводов и дальнейшего проведения качественной оценки рисков технологического характера на стадии строительства морских трубопроводов.

Для разработки эффективного плана по предупреждению возникновения технологических опасностей и принятия мер по их контролю необходима информация о месте их «зарождения» в технологическом процессе.

Исходя из причинно-следственных связей «источник опасности – опасность – тип повреждения», характерных для модели функционирования строительных потоков, были идентифицированы опасности по месту их возникновения в технологическом процессе строительства морских трубопроводов. Причинно-следственные связи были сведены в таблице 3.

					Литературный обзор	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



**Таблица 3 - Причинно-следственные связи технологических опасностей при  
сооружении морских трубопроводов**

Причины	Опасности, опасные ситуации	Повреждения/отказы	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 гидродинамических 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 и трубы при прокладке J-методом,		
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 повреждения 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		
Риски проведения некачественного контроля			
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 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	
Внешние факторы до начала строительных работ, недостатки в технических и технологических решениях			
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.	

Анализируя причины возникновения опасностей, можно сделать несколько выводов в части места проявления опасностей в технологическом процессе сооружения морских трубопроводов.

1. Такие опасные ситуации, как повреждения покрытия трубопровода, анодов, балластных покрытия, возникают непосредственно при производстве технологических потоков, связанные с нанесением покрытия, анодной защиты и балластировке трубы, а также могут проявляться в процессе

укладки трубопровода в траншею.

2. Неблагоприятные ситуации, связанные с конструкцией трубы (ее смятие, нарушение геометрии и другие), потенциально могут возникать в процессе укладки трубопровода; потери металла трубы в процессе сварочных работ.

3. Сбой в работе оборудования, техники проявляется в технологическом потоке сооружения морских трубопроводов, где они применяются. Так, сбой системы динамического позиционирования характерен при укладке S- и J-методом, но не на участках пересечения береговой линии методом микротуннелирования.

4. Опасности типа нарушения технологии строительства могут проявляться во всех строительных потоках. Например, влияние недостаточного объема инженерных изысканий в большей степени сказывается при проведении работ по укладке плети в траншею и по дну моря.

5. Опасности, идентифицированные как отказы или сбои строительно-монтажных работ, характерны для большинства строительных потоков на всех участках укладки морских трубопроводов.

Полученные результаты представлены в виде схемы, на которой в левой части отражены технологические потоки модели сооружения морских трубопроводов основного периода выполнения работ по участкам строительства, в верхней правой части – идентифицированные нами технологические опасности, в центральной части схемы на пересечении горизонтальных линий, идущих от j-ого строительного потока, и вертикальных линий, построенных от i-ой опасности, изображены условным геометрическим знаком (круг/ квадрат) места возникновения или проявления опасной ситуации по всей протяженности трассы строительства морских трубопроводов.

На основе идентификации места возникновения опасной ситуации по протяженности трассы строительства морских трубопроводов для

					Литературный обзор	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конкретных видов технологических опасностей и применительно к проектным способам укладки морских трубопроводов построены варианты сценариев развития возможных чрезвычайных ситуаций.

					Литературный обзор	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

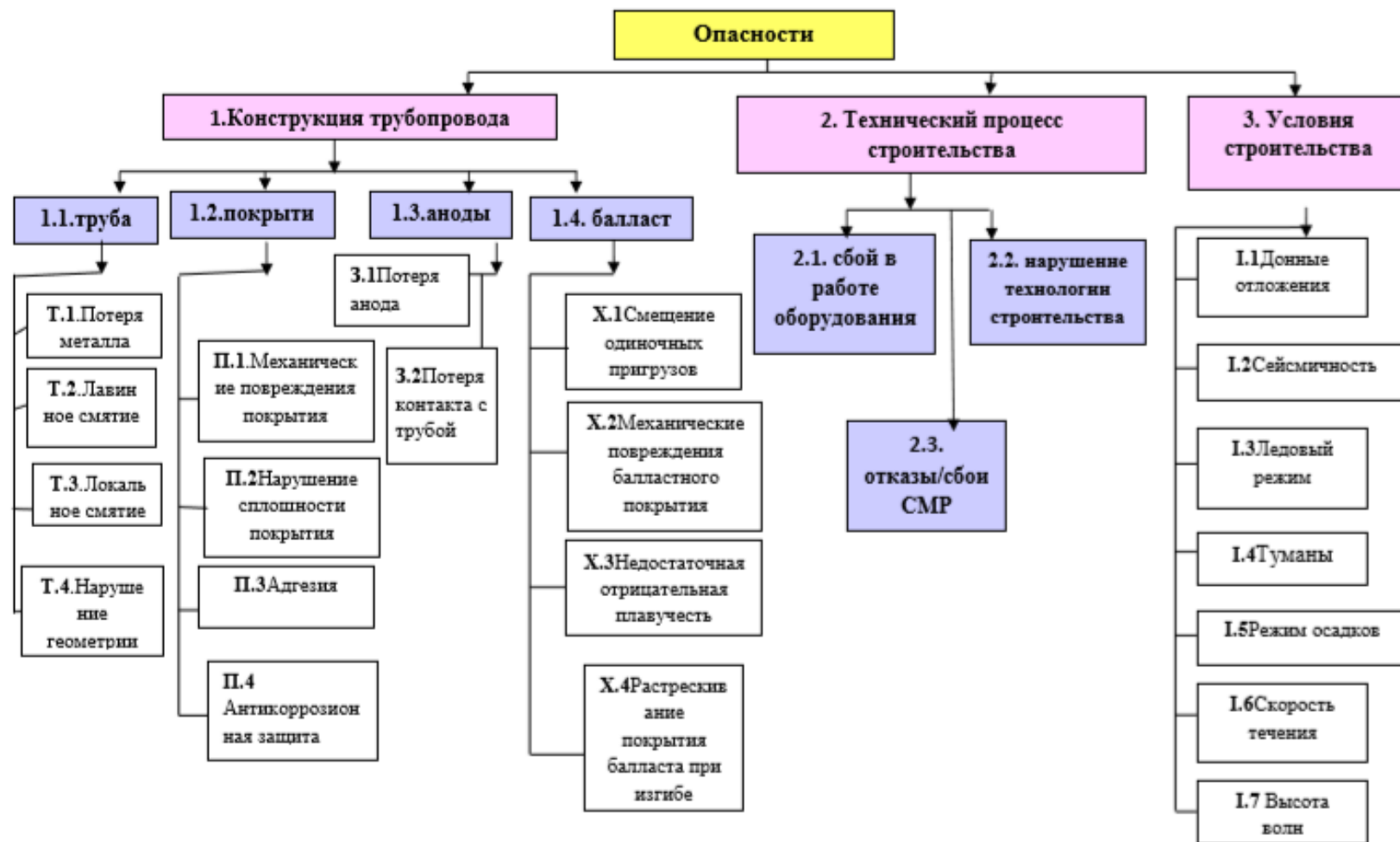
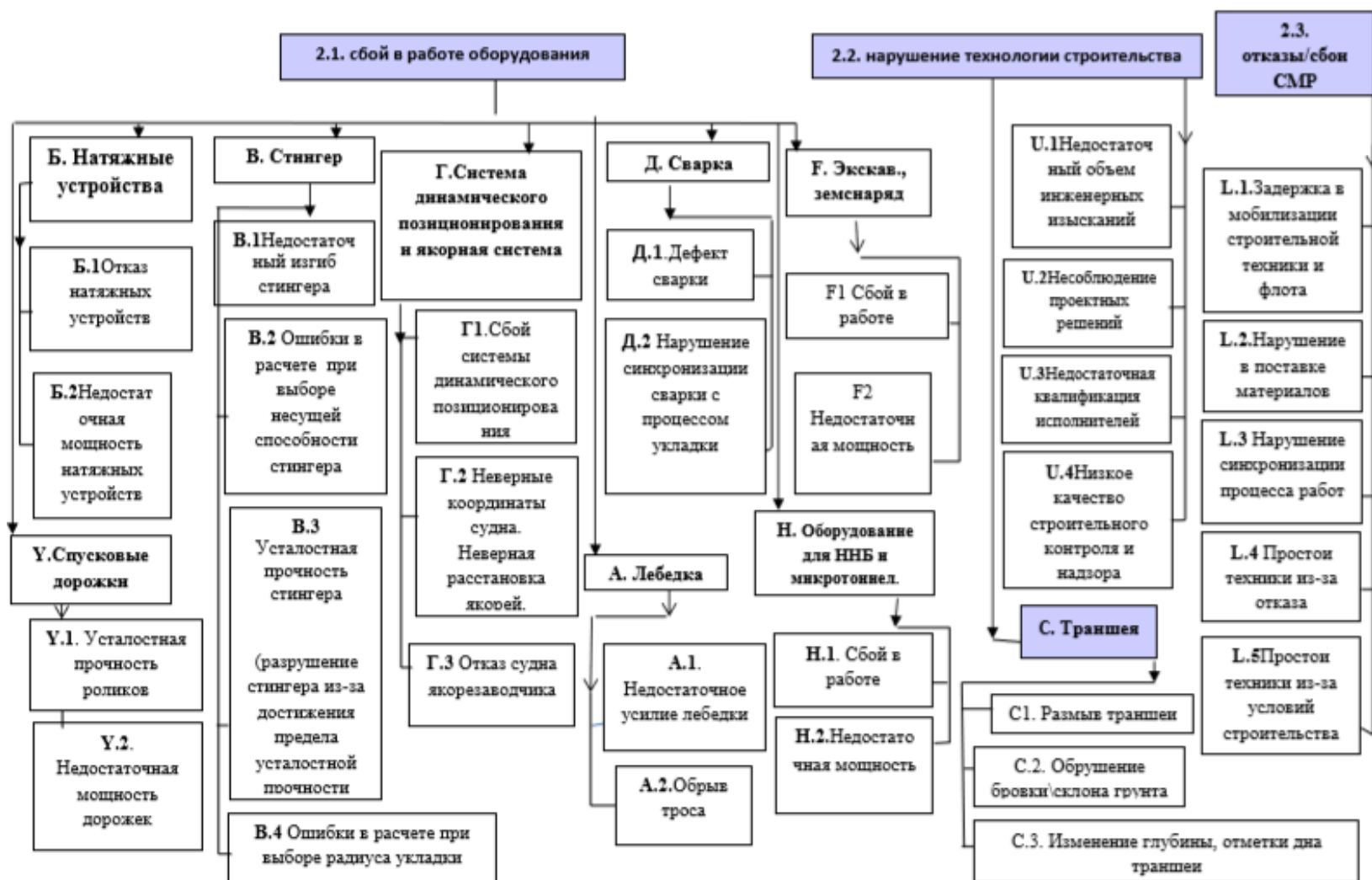


Рисунок 36 - Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов



Продолжение рисунка 37- Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов

### 1.10. «Турецкий поток»

На сегодняшний день из самых актуальных тем строительства морских трубопроводов – «Турецкий поток».

Газопровод пройдет по дну Черного моря, где максимальная глубина на данном маршруте составит 2200 м. Впервые в мире труба диаметром 810 мм проложена на такой глубине. Подводная же часть трубопровода будет составлять 910 км. [49]

Строительство морского трубопровода началось 7 мая 2017 года, занимается компания SouthStreamTransportB.V.



Рисунок 38 - Для строительства глубоководного морского участка газопровода «Турецкий поток» используется крупнейшее в мире строительное судно Pioneer Spirit[49]

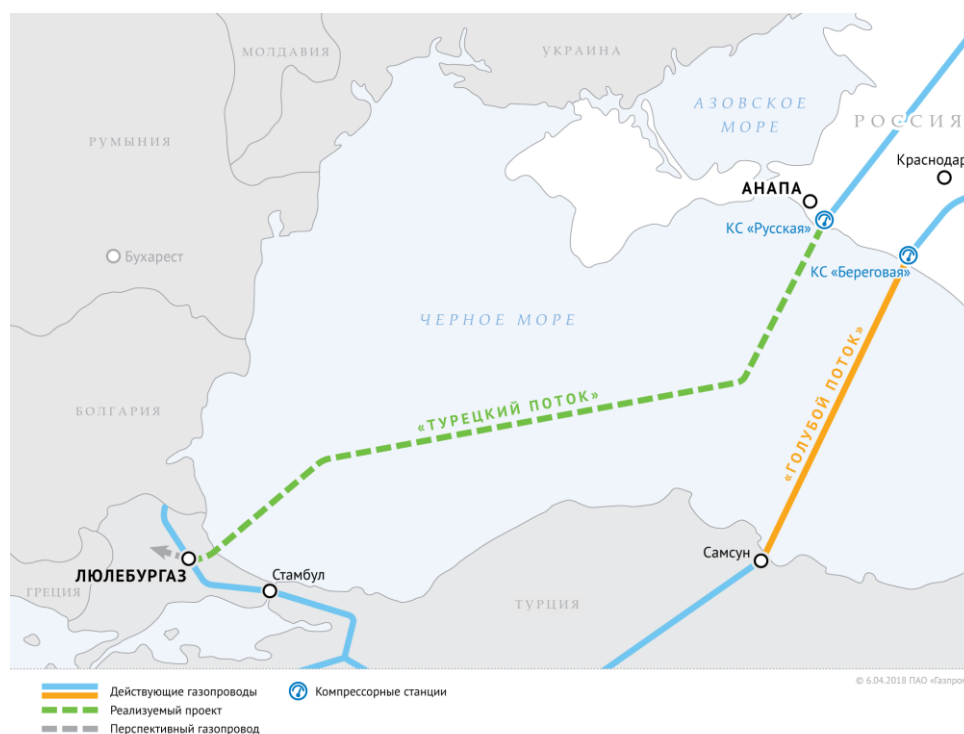


Рисунок 39 – Маршрут «Турецкий поток» [49]

Из рисунка 1.39 видно, что данная нитка газопровода пройдет от КС «Русская» г. Анапы до побережья Турции, где точкой сдачи для турецких потребителей г. Люлебургаз. Далее будет проложена сухопутная транзитная нитка от границы Турции с определенными странами, где протяженность турецкого сухопутного участка газопровода составит 180 км. [49]

Первая нитка газопровода предназначена для турецкого рынка, вторая – для стран Южной и Южно-Восточной Европы. Мощность первой и второй нитки составляет 15,75 млрд м<sup>3</sup> в год каждая.

Первая нитка закончила своё строительство 30 апреля 2018 года. В январе 2018 года «Газпром» получил разрешение на строительство второй нитки, обе нитки обещают запустить в эксплуатацию до конца 2019 года. В процессе строительства был установлен мировой рекорд скорости укладки морских газопроводов - 5,6 км в день. [49]



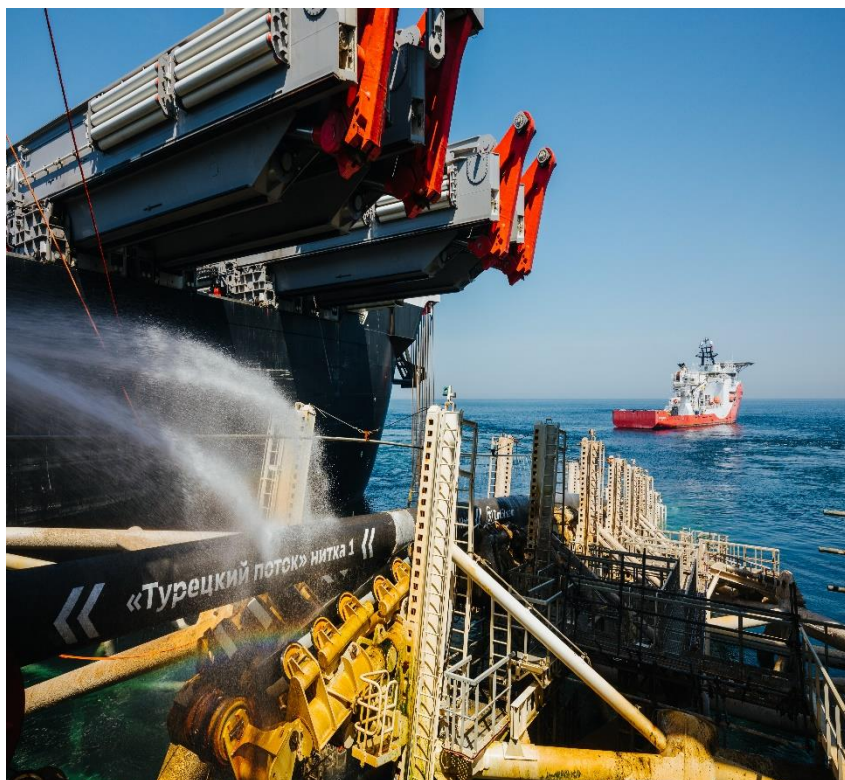


Рисунок 40 – Строительство первой нитки «Турецкого потока»

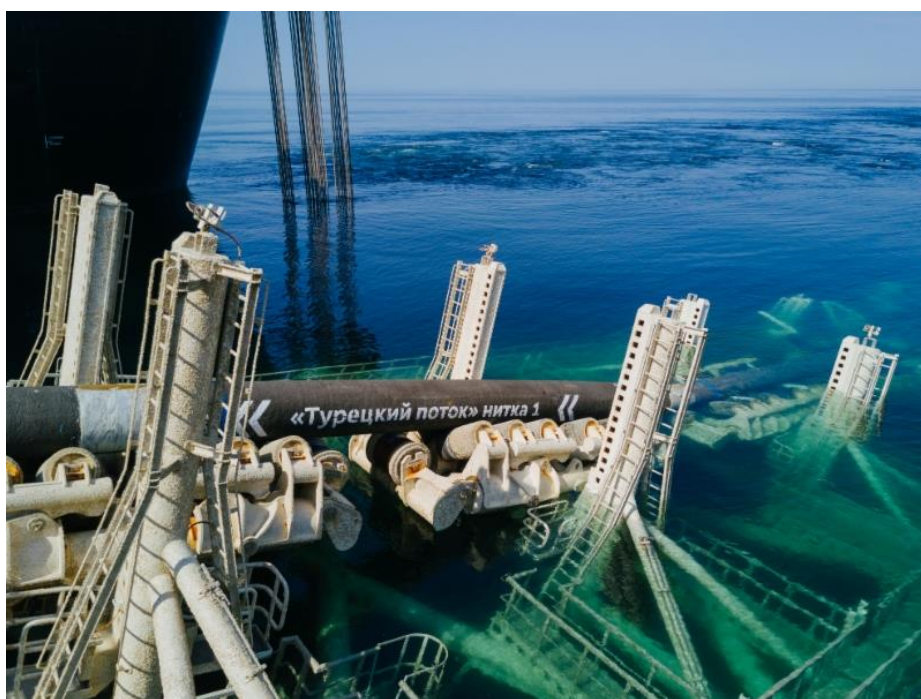


Рисунок 41 – Строительство первой нитки «Турецкого потока»

## 2. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов

### 2.1. Расчет толщины стенки подводного трубопровода

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

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

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

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

$$l_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2, (2.1-1)$$

где  $p_o$  - расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе;

$D_a$  - наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma$  - допустимое напряжение материала трубы, МПа;

$\phi$  - коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб;

$c_1$  - прибавка на коррозию, мм;

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

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Раваев П.Г.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г								66	112
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

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

Расчетное давление в трубопроводе  $p_0$ , МПа, определяется согласно (2.1-2)

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p \quad (2.1-2)$$

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

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.1-3)$$

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

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

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

$h_w$  - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10<sup>-21</sup>/год.

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

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Допустимое напряжение  $\sigma$  должно приниматься равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \min\left(\frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m}\right), \quad (2.1-4)$$

Где  $R_e$ - минимальное значение предела текучести металла труб, МПа;

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

$n_e$ - коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

$n_m$ - коэффициент запаса прочности по пределу прочности.

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

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

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

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

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 + \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e, \quad (2.1-5)$$

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

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

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

$k_\sigma$ - коэффициент запаса по суммарным напряжениям.

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значения коэффициентов запаса  $k_{\sigma}$  приведены в таблице 3.2.6 [15] в зависимости от класса трубопровода.

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

$$\sigma_{npN} = \frac{E \cdot \alpha \cdot \Delta t}{1 - \mu} \cdot \frac{D_{вн}}{D} \quad (2.1-6)$$

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

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

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

$D_{вн}$ , мм - диаметр трубы.

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

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}; \quad (2.1-7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}. \quad (2.1-8)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_s \cdot m_b}{k_1 \cdot k_{\sigma}}, \quad (2.1-9)$$

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\eta$  - коэффициент условий работы трубопровода ([16]таблица1);

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу ([16] таблица 9);

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

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных

соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ , или пределу прочности металла трубы, МПа.

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

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P D_{вн}}{2 \delta_n}, \text{ МПа.} \quad (2.1-10)$$

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

Величина критического внешнего давления на трубопровод  $p_e$ , МПа, может быть определена по формуле (2.2-11) и численно равна

$$p_e = \frac{1}{k} \cdot \frac{2E}{1 - \mu^2} \left( \frac{t_c}{D_a} \right), (2.2-11)$$

Величина давления смятия  $p_y$ , МПа, определяется по формуле(2.1-12)

$$p_y = \frac{2R_s}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{int}}, (2.2-12)$$

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (2.2-13)

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_c \leq k_c \cdot p_{g \max}, \quad (2.2-13)$$

где  $p_c$  - несущая способность поперечного сечения трубопровода, МПа, определяемая по формуле (2.2-14);

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

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

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}}, \quad (2.2-14)$$

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

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.2-15)$$

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 (2.2-13) действительна при условии выполнения соотношения  $15 < D_a/t_c < 45$  и величины начальной (заводской) овальности для труб не более 0,5 %.

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

### 3. Проектный расчет стенки трубопровода

#### 3.1. Расчет толщины стенки трубопровода

Проектный расчет стенки морского трубопровода будет основан на методике, изложенная в главе 2.1. Класс трубопровода L1 согласно [15].

Механические характеристики трубопровода представлены в таблице 4.

Таблица 4- Механические данные материала трубопровода

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

Технологические параметры укладки трубы представлены в таблице 5.

Таблица 5- Технологические параметры для расчета стенки трубопровода

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



Толщина стенки стального трубопровода  $t_c$ , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по формуле (4.1-1):

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2 = \frac{17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 381,35 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,51 = 26,98 \text{ мм.} \quad (4.1-1)$$

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

Расчетное давление в трубопроводе  $p_0$ , МПа, определяется по формуле (4.1-2)

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p = 9,2 - 1,98 + 10,33 = 17,55 \text{ МПа.} \quad (4.1-2) \text{ где } p_i -$$

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 (4.1-3)

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (200 - 5,78 / 2) = 1,98 \text{ МПа.} \quad (4.1-3)$$

Расчетное значение высоты волн на основе [29] и [30] принимаем равным 5,78м.

Допустимое напряжение  $\sigma$  должно приниматься равным наименьшему из значений (формула 4.1-4)

$$\sigma = \min \left( \frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right). \quad (4.1-4)$$

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

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Допустимое напряжение  $\sigma$  принимаем равным 381,35 МПа.

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

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

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

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе  $\sigma_{\max}$ , вычисляем согласно формулы (4.1-5)

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

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

$$292,82 \leq 360.$$

Условие прочности выполняется.

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

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение  $\sigma_{npN} = \sigma_x$  по формуле (4.1-6):

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

$$+ 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 27} = 110,756 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$\tau$  – тангенциальные касательные (напряжения), принимаем равным  $\approx 10$  МПа.

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада определяют по формуле (4.1-8)

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

$R_l$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (4.1-9):

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

где принимаем следующие коэффициенты равными :

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

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

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Условие прочности выполняется.

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

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

Сокращение себестоимости в процессе строительных работ, в частности, работ по подготовке инженерных изысканий, прокладки, испытаний и подготовки к эксплуатации трубопровода являются одними из приоритетных направлений деятельности в процессах строительства морского трубопровода.

На данный момент компания «SouthStreamTransportB.V.» уже проложила морскую часть трубопровода, первые поставки газа запланированы на конец 2019 года.

Данный проект является первым успешно завершенным на данный момент строительством морского трубопровода на глубине 2200м и диаметром 81см, что делает его уникальным проектом. Это открывает возможности для экономического развития России не только в районе Черного моря, но и в регионах с потенциальными партнерами по всему миру.

Актуальность прокладки морских трубопроводов для России обусловлена высокой долей нефти- и газодоставки в российском ВВП.

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

##### 4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Раваев П.Г.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.	Крец В.Г.						Листов
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					НИ ТПУ гр. 2Б5А		

В качестве объекта исследования выбрана Япония как страна, являющаяся одним из крупнейших импортеров СПГ по доле используемого газа(100%).

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Критерии сегментирования можно применять различные. Они могут быть географические, демографические, поведенческие. Также немаловажно учитывать возраст, пол, национальность, образование, доход, интересы и многие другие критерии для физических лиц.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: *размер компании* на территории РФ и *отрасль деятельности компании* (Таблица 6).

Касаясь отраслей, не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только газонефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка услуг по прокладке морского трубопровода

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия России	Импортёры СПГ Японии
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

JX Holdings
  Газпром
  Атомконверс
  ShowaShellSekiyu
  San-AiOil

По таблице можно сделать вывод о том, что основные сегменты рынка – крупные и малые компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях газодобычи и импорта для формирования спроса является группа крупных и малых газодобывающих компаний.

## 4.2 Предпроектный анализ

### 4.2.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка, так как рынок пребывает в постоянном движении. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. На данный момент конкурирующих предприятий не существует по причинам монополизации российского рынка газодобычи и уникальности технологии прокладки. Ближайшие конкуренты: Greenstream проложенный по дну Средиземного моря Ливийской

Национальной нефтяной компанией и EastMedpipeline проложенный по дну Средиземного моря Грецией, Кипром и Израилем.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.2.:

Таблица 7 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2.Удобство в эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2. Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
4. Безопасность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	2	2	0,25	0,1	0,1
3. Финансирование научной разработки	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,1
4.Срок выхода на рынок	0,05	5	5	5	0,25	0,2	0,2



5.Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>50</b>	<b>43</b>	<b>39</b>	<b>5</b>	<b>4,5</b>	<b>3,6</b>

$B_{\phi}$  – продукт проведенной исследовательской работы;

$B_{K1}$  – «Greenstream»;

$B_{K2}$  – «EastMed pipeline».

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 5, в то время как двух других аналогов 4,5 и 3,6 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка по очистке РВС является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

#### 4.2.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

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

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

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

Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

*Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 8*

Таблица 8 – SWOT-анализ. Итоговая матрица

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Систематическое повышение уровня квалификации.</li> <li>2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</li> <li>3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.</li> <li>4. Внедрение новых технологий, оборудования и совершенствования технологических процессов.</li> <li>5. Монополизация.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</li> <li>2. Высокая степень износа оборудования.</li> <li>3. Повышение цен у поставщиков.</li> <li>4. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.</li> </ol>
<p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малое количество посредников на территории Юго-Восточной Азии.</li> <li>2. Отсутствие конкурентов на территории Юго-Восточной Азии.</li> <li>3. Высокое качество предоставляемых услуг</li> </ol>	<p><b>Сильные стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Эффективное использование ресурсов производства.</li> <li>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</li> <li>2. Нарботка и</li> </ol>

	поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).	укрепление конкурентных преимуществ продукта.
	3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	3. Модернизация оборудования.
		4. Внедрение технологии
		5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений

### 4.3 Планирование управления научно-исследовательских работ

#### 4.3.1 План работы рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ с календарным и сетевым графиком проекта. График представлен в таблице 9



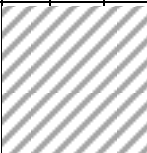




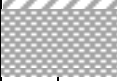
Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
<b>Итого:</b>	124	11.01.19	25.05.19	

Диаграмма Ганта– это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 10

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал,дн	Продолжительность выполнения работ													
			янв		февр			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40														
																
Расчет на Математическо й модели	Исполнитель	31														
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14														
Оформлнение выводов	Исполнитель, руководитель	18									 					
Оформлнение пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21												 		

#### 4.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.1)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – откачка и дегазация резервуара (после диагностики):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

#### 4.4. Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 11

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб.			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Канцелярские товары (бумага)	шт.	3	4	3	2	2	2	6	8	6
ИТОГО:								6	8	6

#### 4.5. Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.5). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 12 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программное обеспечение	шт	1	1	2	42	42	42	42	42	84
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	1	2	2	5	8	7	5	16	14
ИТОГО:								107	108	138

#### 4.6 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл.13

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	$k_p$	Зм, руб	З <sub>дн</sub> , руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.2)$$

Где  $Z_{осн}$ ,  $Z_{доп}$  – основная и дополнительная заработная плата ;

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.3)$$

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

$T_{р}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.4)$$

Где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5 – дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (14).

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	118	118
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	24	48
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199



#### 4.6.2 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.5)$$

где  $З_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

В табл. 15 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 15 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

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

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.6)$$

где  $k_{\text{внеб}} = 27,1\%$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 16).

Таблица 16 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	37694,35	14207,92

#### 4.8 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.7)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	6000	8000	6000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	107000	108000	138000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,7		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,6		

5. Отчисления во внебюджетные фонды	51902,3		
6. Накладные расходы	82690	83386	89882
7. Бюджет затрат НТИ	439114	442810	477306

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 4.9.1). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Зачем нам еще раз повторять итоговую таблицу с бюджетом?

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{439114}{477306} = 0,92 \quad (4.8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{442810}{477306} = 0,93 \quad (4.9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{477306}{477306} = 1, \quad (4.10)$$

где  $I_{\Phi}^{\rho}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{\rho i}$  – стоимость i-го варианта исполнения;  $\Phi_{\rho i}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (4.11)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.12)$$

де  
 $I_m$  –

интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблицу 18.

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	3	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,25,$$

$$I_1^A = 4 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,7,$$

$$I_2^A = 5 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,2,$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{финр}^p$ ) и аналога ( $I_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,25}{0,79} = 5,38 ,$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,7}{1} = 4,7 ,$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,2}{0,95} = 4,42 ,$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 19).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{5,38}{4,7} = 1,14 ,$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{5,38}{4,42} = 1,22 ,$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{m,3}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{m,3}^a$  – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	<b>0,91</b>	1	0,93
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	<b>4,7</b>	4,25	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	<b>5,38</b>	4,7	4,42
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	<b>1,14</b>		<b>1,22</b>

### **Вывод к разделу:**

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании исп. 1 исполнения потребуется 439114руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсобережение), финансовой эффективности исследования. У исп. 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 439114 руб., а наибольшая – 477306 руб. Учитывая показатели ресурсоберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать вариант 1 исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсобережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. Социальная ответственность

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.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Раваев П.Г.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Крең В.Г.								95	112	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

## 5.1. Производственная безопасность

Таблица 20 - Опасные и вредные факторы при строительстве морских трубопроводов

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы; Подъем, укладка трубопровода; Сварочномонтажные работы; Неразрушающий контроль; Изоляционноукладочные работы; Испытание трубопровода	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе рабочей зоны; 2.Превышение уровней шума и вибрации;	1. Поражение электрическим током. 2. Пожарная и взрывная безопасность	СНиП 41-01-2013 [35]; ГОСТ 12.1.003–2014 [37],ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [38]ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [39];1. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [40]; 2. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [41]; 3. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 [42], ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 [43].

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по ихустранению

#### 1) Отклонение показателей климата на открытомвоздухе

При прокладке морского трубопровода в районах Северного моря работники подвержены влиянию отрицательных температур, что серьезно влияет на здоровье человека. Двигательная активность работникаобеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергии напреобразование теплообмена используется больше, чем на выполнение самойработы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот кпереохлаждению человека. Это приводит к

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Таблица 21 - 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).

Профилактика перегрева 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,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность.

Максимальный уровень шума при работе с инструментом не должен превышать 80дБА.

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. 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 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:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сероводород, оксид серы, азот.

Таблица 22 - 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 , 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:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### 1. Электрический ток

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

Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

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

Для человека травмоопасным значением силы электрического тока является 0,15 А, или переменное и постоянное напряжение больше 36 В. 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.

#### 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

- 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.

### *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.

## **5.2. Экологическая безопасность**

При строительстве и ремонте морского трубопровода необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, так как аварии на

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводах приводят к значительному загрязнению окружающей среды.

### *1) Защита атмосферы*

Для минимизации негативного воздействия отходов, образующихся при строительстве и эксплуатации морского участка трубопровода на окружающую среду, в материалах ОВОС ставятся и решаются следующие задачи:

- Оценка объемов образования отходов
- Классификация отходов по степени опасности по отношению к окружающей среде

При строительстве морского участка трубопровода и прокладки ВОЛС должен быть предусмотрен отдельный сбор образующихся отходов, что делает возможным повторное использование отдельных компонентов, а также облегчает вывоз и дальнейшую переработку отходов. Временное хранение отходов необходимо осуществлять, как правило, на специально отведенных и оборудованных площадках на территории объекта. При этом должны быть обеспечены требования ГОСТ 12.1.005-88[7] к воздуху рабочей зоны в части ПДК вредных веществ и микроклимата помещений.

### *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 моментальному массовому гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе.

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

### *3) Защита литосферы*

При разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

#### Падения с высоты

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

Во всех местах постоянного и временного пребывания людей, а также на

путях сообщения должны быть предусмотрены меры по предотвращению

скольжения, падения с высоты и за борт [33].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

Судна должны быть оборудованы в соответствии с РД 31.81.01-87  
Требования техники безопасности к морским судам в отношении поражения людей электрическим током

Пожароопасность на судне является одной, наиболее вероятной ЧС.

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

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

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия. Противопожарная система должна быть оснащена тревожным сигналом оповещения, представляющим

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

собой непрерывный громкий звонок длительностью 25 – 30 сек, который дублируется посредством громкоговорителей.

Проведение огневых работ следует выполнять с соблюдением требований РД 31.52.18-87 «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота» [32].

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

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02-85 [31] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара.

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

#### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

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

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [46]: о постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда; о периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям; о выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

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

Согласно статье 293 Трудового кодекса РФ [47] сезонными признаются работы, которые в силу климатических и иных природных условий выполняются в течение определенного периода (сезона), не превышающего, как правило, шести месяцев. Следовательно, работы по прокладке подводного нефтепровода с трубоукладочного судна и его испытанию после укладки

относятся к сезонным работам. Согласно статье 295 Трудового кодекса РФ [47] работникам, занятым на сезонных работах, предоставляются оплачиваемые отпуска из расчета два рабочих дня за каждый месяц работы.

Работодатели нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса в соответствии с законодательством РФ, коллективными договорами, локальными нормативными актами обеспечивают [48]: Единовременную денежную выплату для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев на производстве или профессиональных заболеваний, в размере не менее: о при смертельном исходе - 350 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты); о при установлении 1 группы инвалидности - 200 величин прожиточного

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

минимума трудоспособного населения в целом по РФ (региональных прожиточных минимумов трудоспособного населения, если в соответствующем регионе применяются районные коэффициенты); о при установлении 2 группы инвалидности - 100 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ; о при установлении 3 группы инвалидности - 50 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ; о при временной утрате трудоспособности более 4-х месяцев подряд - 20 величин прожиточного минимума трудоспособного населения в целом по РФ; о при получении профессионального заболевания, не повлекшего установления инвалидности - 30 величин прожиточного минимума в целом по РФ. Размер единовременной денежной выплаты для возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастного случая на производстве или профессионального заболевания, учитывает выплаты по соответствующим системам добровольного страхования, применяемым в Организации.

Выплату единовременного пособия при увольнении работника в связи с выходом на пенсию. Содействие работникам в улучшении жилищных условий при наличии финансовых возможностей Организации в соответствии с порядком, установленным в Организации.

Осуществление добровольного страхования работников (пенсионного, медицинского) с учетом финансово-экономического положения Организаций

Вывод к разделу

Технологический процесс прокладки морского трубопровода является не простым, требует соблюдения правил и норм регламентируемых нормативной документацией, заказ нарядами и техническим заданием.

Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности. Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимализирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации до минимума.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 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.

Итак, в результате проведенной работы достигнуты следующие результаты:

1. Рассмотрены современные методы строительства трубопровода: S-метод, J-метод, барабанный метод. Их достоинства и недостатки.
2. Рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием.
3. Представлен расчет толщины стенки трубопровода.
4. Представлен расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Раваев П.Г.				Заключение	Лит.	Лист
Руковод.	Креп В.Г.						108
Консульт.							112
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 2Б5А	

### Список использованной источников

1. Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
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. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
9. Хайрулин Р.Р. Установка морских трубопроводов. [Текст]:статья/Р.Р.Хайрулина. – Томск: ТПУ, 2018.

					«Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раваев П.Г.			Список использованной литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Креж В.Г.						Листов
Консульт.								109
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						112
							НИ ТПУ гр. 2Б5А	

10. Трубопроводы. Глава 10. [Электронный ресурс]. URL: <https://ozon-st.cdn.ngenix.net/multimedia/1003559735.pdf>. Дата обращения: 01.05.2018 г.
11. Монтаж морских трубопроводов. [Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.info/7-75769.html>. Дата обращения: 02.05.2018 г.
12. Суда-трубоукладчики. Способы укладки трубопровода. [Электронный ресурс]. URL: <http://sudostroenie.info/novosti/23082.html>. 05.05.2018 г.
13. 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..
14. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают? /Х. К. Мухаметдинов // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С.6-7..
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 01.05.2018 г.
16. 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.
17. 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: 09.05.2018.
18. НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства, Санкт-Петербург, 2009.
19. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы..- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с..
20. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с..

					Список использованной литературы	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. И.Г. Кантаржи, К.И. Кузнецов. Натурные измерения волнения при определении нагрузок на морские гидротехнические сооружения //Инженерно-строительный журнал. -№4. -2014. - Электронный ресурс. - Режим досупа: [http://www.engstroy.spb.ru/index\\_2014\\_04/06.pdf](http://www.engstroy.spb.ru/index_2014_04/06.pdf).
22. ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997 - 32 с.
23. 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: 12.04.2018.
24. Газпром Экспорт. «Турецкий поток». Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.gazpromexport.ru/projects/> , свободный. – Дата обращения: 18.05.2018
- 25.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).
- 26.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
- 27.ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
28. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
- 29.ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
- 30.ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с

					Список использованной литературы	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 31.РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №.
- 32.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..
- 33.СанПиН 2.2.4.548-96 -Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.
- 34.СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы.
- 35.РД 31.52.18-87. Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота.
- 36.РД 31.81.01-87. Требования техники безопасности к морским судам.
- 37.ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
- 38.СНиП 41-01-2013 «СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ»
- 39.ГОСТ 12.1.003–2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие требования безопасности»
- 40.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.»
- 41.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность.
- 42.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «СИСТЕМА СТАНДАРТОВ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА. ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ»
- 43.ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения»

					Список использованной литературы	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		