

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»

УДК 622.691.4.07(204.1)(26)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Рагимов А.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
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

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>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Рагимову Анару Газанфар оглы

Тема работы:

Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-109/с от 28.02.2020г.
---	----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является морской газопровод “Турецкий поток” в процессе его укладки S (стингерным) методом.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение. Методы укладки подводных трубопроводов. Проектирование морских трубопроводов. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов. Подготовка к эксплуатации и испытания. Расчет толщины стенки подводного трубопровода</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>нет</p>
--	------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., ассистент

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		20.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Рагимов Анар Газанфар оглы		20.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Рагимов Анар Газанфар оглы

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<p>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</p> <p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>1. 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 19645 рубля.</p> <p>2. 1,3 районный коэффициент; 16% накладных расходов.</p> <p>3. Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 %</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</p>
<p>2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски</p>	<p>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ</p>
<p>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности</p>	<p>Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности</p>

--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		28.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Рагимов Анар Газанфар оглы		28.04.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Рагимов Анар Газанфар оглы

Школа		Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток».	
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 «Турецкий поток» в процессе его укладки S методом (стингерным). Транспортируемый продукт-газ.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – режимы труда и отдыха; – компоновка рабочей зоны.

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1.1 Проанализировать выявленные вредные физико-химические факторы при строительстве морского трубопровода, к которым относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – показатели микроклимата; – уровень вибрации; – недостаточная освещенность; – шум; – повышенная загазованность и запыленность; – повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <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"> – механические опасности; – электробезопасность.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – проанализировать воздействие объекта на атмосферу (выбросы); – проанализировать воздействие объекта на гидросферу (сбросы); – проанализировать воздействие объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте и выбор наиболее типичной ситуации; – разработка первичных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 10.05.2020</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		10.05.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б5Д	Рагимов Анар Газанфар оглы		10.05.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

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>Производство строительных работ</i>	20
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Социальная ответственность</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 86 с., 24 рис., 18 табл., 31 источника, 0 приложений.

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

Объектом исследования является Морской трубопровод «Турецкий поток»

Цель работы: Рассмотрение методов строительства морского трубопровода для обеспечения промышленной безопасности на примере строительства морского трубопровода «Турецкий поток».

Задачи Проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документация по заданной теме; Изучение теоретического материала по методам прокладки морских трубопроводов.

В результате работы произведен расчет толщины подводного трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»		
Разраб.		Рагимов А.Г.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				11	86
Консульт.					НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Реферат		

Определения, обозначения, сокращения

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.

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

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»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Рагимов А.Г.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					12	86
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>		

Сокращения:

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

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1. Методы укладки морского трубопровода	17
1.1. Укладка трубопровода J-методом	18
1.2 Укладка трубопровода S-методом.....	21
1.3. Укладка морского трубопровода буксировкой плетей	25
1.4. Укладка трубопровода барабанным методом	28
2. Производство строительных работ	31
2.1. Земляные работы перед укладкой морского участка	32
2.2. Земляные работы после укладки трубопровода.....	34
2.3. Врезка трубопроводных секций.....	36
2.4. Подготовка к эксплуатации и испытания	39
2.5. Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских трубопроводов	40
3. Морской трубопровод «Турецкий поток»	50
4. Расчет толщины стенки подводного трубопровода.....	55
5. Проектный расчет стенки трубопровода	60
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
Список использованных источников	84

Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Рагимов А.Г.</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>		
<i>Консульт.</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		
<i>Оглавление</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
		14	86	
НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д				

ВВЕДЕНИЕ

С освоением морских нефтяных и газовых месторождений связано сооружение многочисленных подводных трубопроводов—отрасли гидротехнического строительства. Еще с 1950 г. на Каспийском море ежегодно прокладывались десятки нефтегазопроводных магистралей, в первую очередь внутрипромысловых. Первые из таких крупных магистралей — газопровод Песчаный-Зых (диаметр 350 мм) и нефтепровод о. Артема-Апшерон (диаметр 250 мм).

Мировой опыт проектирования и строительства морских трубопроводов наглядно показал, что столь сложные инженерные сооружения могут быть успешно созданы только при всестороннем изучении условий строительства и проведения фундаментальных исследовательских работ. Значительный вклад в развитие морского трубопроводного строительства внесли советские ученые и специалисты, в первую очередь профессора С. А. Оруджев, И. П. Кулиев, Д. Д. Лаппо, кандидаты технических наук И. А. Искендеров, С. И. Левин, инженеры Н. М. Гусейнов, Р. А. Рустамов и др.

Целью данной работы является изучение методов прокладки морских трубопроводов для обеспечения, предупреждения и предотвращения промышленной безопасности и чрезвычайных ситуаций в процессе строительства на примере проекта ПАО «Газпром» «Турецкий поток».

Задачи, которые предстоит решить в ходе работы:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»			
Разраб.		Рагимов А.Г.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					15	86
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

–Анализ технологий строительства трубопроводов по различным методам

–Изучение нормативной документации используемая при строительстве морских трубопроводов

–Осуществление расчета толщины стенки подводного трубопровода.

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

1. Методы укладки морского трубопровода

Морской трубопровод - трубопровод, который прокладывается на дне моря или же в траншее под морским дном. Строить под водой - сложная задача, которую необходимо решить. Для этого необходимо произвести анализ множества факторов.

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.

Исходя из СП «Морские трубопроводы», выбор метода укладки морского трубопровода должен осуществляться на его технологической выполнимости, экономической эффективности и безопасности для окружающей среды. [1]

Для того, чтобы выгодно использовать плавучесть и гибкость труб, разработаны следующие технологии прокладки труб:

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

Для больших глубин рекомендуются методы укладки трубопровода по S- и J-образным кривым с использованием трубоукладочного судна.

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рагимов А.Г.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				17	86
Консульт.					НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Литературный обзор		

1.1. Укладка трубопровода J-методом

S-метод укладки трубопровода имеет ряд ограничений, в первую очередь связанных с глубиной прокладки трубопровода по причине того, что трубоукладочное судно не обеспечивает достаточного горизонтального усилия для достижения необходимого в процессе укладки напряженно-деформированного состояния, в таких случаях на больших глубинах используется J-метод (рисунок 1)

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 отличии от S-образного способа.[1]

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

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

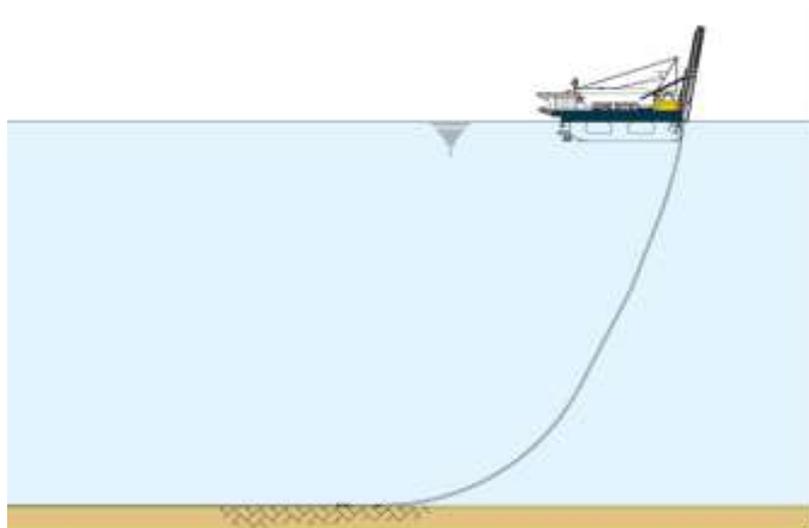


Рисунок 1 – Укладка J-методом

При J-методе прокладываемый трубопровод из 4-х трубных плетей сваривается из вертикального положения в расположенной на трубоукладочном судне монтажной башне, затем он растягивается во время движения трубоукладочного судна 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. [4]

Строительство трубопровода можно представить поэтапно:

1-ый этап.

Используя два крана трубоукладочного судна, выгружается плеть 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.

2-ой этап

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

3-ий этап.

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

4-ый этап.

На стык наносится изоляционное покрытие. Судно движется дальше до того, пока свободный конец трубопровода не достигнет сварочного поста. Цикл повторяется после движения поворотной рампы. [3]

Однако, трубоукладочное судно должно быть оборудовано специальной башней, с расположенными в ней натяжителями, комплексом для сварки, установкой для проведения неразрушающего контроля и изоляции стыков, увеличивая при этом габариты данного судна.



Рисунок 2 - Трубоукладочное судно J-типа

С уменьшением глубины моря угол наклона верхнего конца трубопровода относительно горизонтали уменьшается, поскольку угол наклона

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

рампы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

Достоинства метода:

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

Недостатки:

1. Ограниченное количество судов, работающих по данному методу
2. Низкая скорость укладки
3. Меньший диаметр трубы

1.2. Укладка трубопровода S-методом

Укладка трубопровода S-методом это один из первых методов морской укладки. В данное 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 3) [2]

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.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

некоторых баржах установлены складные стингеры, что позволяет менять их размер, регулируя тем самым траекторию спуска трубы.

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.

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.

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.

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



Рисунок 4 - Трубоукладчик S-метода, судно Pioneer Spirit

Достоинства данного метода:

1. Сварка толстостенных труб;
2. Прокладка обетонированных труб;
3. Высокая производительность по сравнению с J-методом;
4. Трубоукладочные суда, работающие по методу S-укладки трубопровода, можно найти в любой точке мира.
5. Использование поточно-расчлененного метода организации сварки на нескольких постах;
6. Возможна прокладка на мелких и глубоких водах;

Можно сделать вывод, что данный метод определяет достаточные быстрые темпы строительства в морских условиях.

Недостатки данного метода:

1. Глубина моря;
2. Величина натяжения трубопровода;
3. Характеристика прокладываемого трубопровода;
4. Судно не имеет возможности поворачиваться по ветру при укладке.
5. Негативное воздействие волн;

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

6. Радиус кривизны и длины стингера;

1.3. Укладка морского трубопровода буксировкой плетей

Методы буксировки плетей:

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

Один существенный плюс данных видов то, что 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. [4]

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

- 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;

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

- 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.



Рисунок 5 – 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. [6]

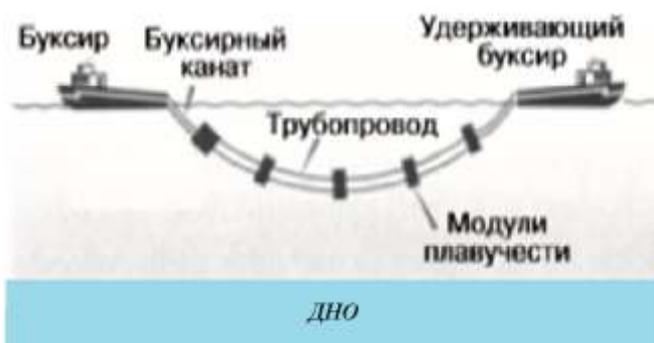


Рисунок 6 – Укладка буксировкой на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря

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.

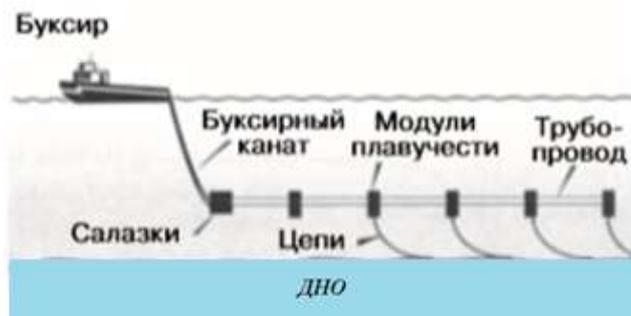


Рисунок 7– Метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну

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.



Рисунок 8 – 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 ранее сваренная 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. [5]

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.

1.4. Укладка трубопровода барабанным методом

Альтернативной сварке трубопровода на ТУС служит 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.

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

При прокладке нефтепровода сматыванием его с барабана судно оборудовано барабаном, на который наматывается изготовленный на берегу

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

стальной гибкий нефтепровод. Изготовленные из гибких материалов трубы дешевле и значительно надежнее в данной ситуации нежели стальные.

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. [5]

Длина трубы, которую можно намотать на барабан, зависит от ее диаметра. Некоторые трубоукладчики оснащены кранами, которые позволяют перемещать загруженные барабаны с барж снабжения на укладчик и возвращать пустые, если же нет крана, то трубоукладчику приходится возвращаться на берег для замены барабана, что занимает много времени.

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.



Рисунок 9 – Трубоукладчик с барабаном

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основными недостатками метода являются:

- ✓ Применение только на малых диаметрах;
- ✓ При наматывании и/или разматывании трубопровода происходят сильные деформации (эффект Баушингера);
- ✓ Невозможность использования труб с бетонным покрытием.
- ✓ 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;[6]

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

2.Производство строительных работ

Что же касается строительных работ при укладке морских трубопроводов, то производятся такие мероприятия как:

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

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.

Проведение наблюдений было сосредоточено на трех основных коридорах:

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. [6]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»		
Разраб.		Рагимов А.Г.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				31	86
Консульт.					НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Литературный обзор		

2. Коридор укладки (в пределах 7.5 м от линии маршрута трубопровода). Этот вид коридора устанавливается нормативно-технической документацией 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.

2.1. Земляные работы перед укладкой морского участка

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

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 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. [6]

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 10 - Подводный аппарат для размывки грунта Т8000

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.



Рисунок 11 - Судно для каменной отсыпки с поддержкой ТПА



Рисунок 12 - Судно для каменной отсыпки типа «Tertnes»

2.2. 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;
- каменная подсыпка участков неровностей морского дна.

Система заглубления трубопровода типа «Veluga» 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 двух режущих дисков и двух всасывающих насосов в задней части для вывода извлеченного грунта из траншеи. [8]

Образуются свободные пролеты на участках неровного дна после прокладки трубопровода. Когда трубопровод начинает испытывать какие-либо

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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» с гибкой сбросной трубой.

Проблемы с устойчивостью геотехнического характера обнаруживаются в областях с наклонным дном или с покрытием, не выдерживающим необходимой нагрузки. Для недопущения засыпки берм в таких местах дополнительно набрасывается камень (рисунок 13). [12]

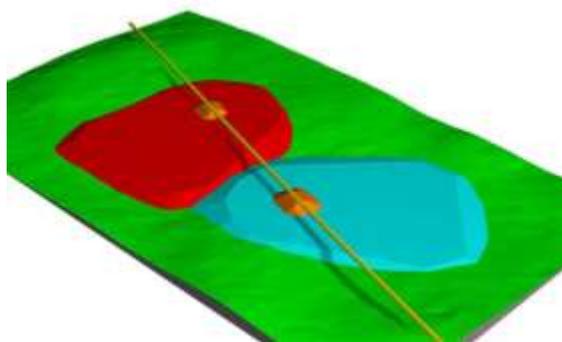


Рисунок 13 - Противозаполнитель (выделено голубым и красным) создает необходимую устойчивость. Бермы выделены оранжевым цветом

Виды материалов для строительства вспомогательных сооружений:

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

Опорные башмаки, засыпаемые гравием, используют в качестве опоры

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

труб на малой глубине. 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. По окончании строительства трубопровода вокруг трубы располагают гравийную защиту.

Также можно соорудить легковесную конструкцию из высокопрочных полиэтиленовых труб, заполненных пеной, или с использованием пеноблоков. Данная конструкция используется, если необходима более крепкая опора. Основная часть опорной конструкции покрывается слоем гравия. Но и может состоять опорная конструкция из стальной рамы на опорном башмаке, что заметно облегчит сооружение. [13]

2.3. 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.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Подводные врезки называют «золотыми швами» - швы, не требующие тестирования давлением системы. Но данные швы проходят проверку посредством применения дополнительных DNV (Det Norske Veritas).[7]

На рисунке 14 можно увидеть пример стандартной конфигурации расположения секций трубопровода с головками для укладки до врезки:



Рисунок 14 – Секции до врезки

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



Рисунок 15– Линейная конфигурация секции во время врезки

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



Рисунок 16 – 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.



Рисунки 17, 18 - Образец подводной сварки

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. [9]

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

Когда сварка стыков и последующее неразрушающее тестирование и покрытие стыков завершается, то нитка трубопровода опускается по горизонтальной кривой, следующей вертикальному контуру линий во время подъема.

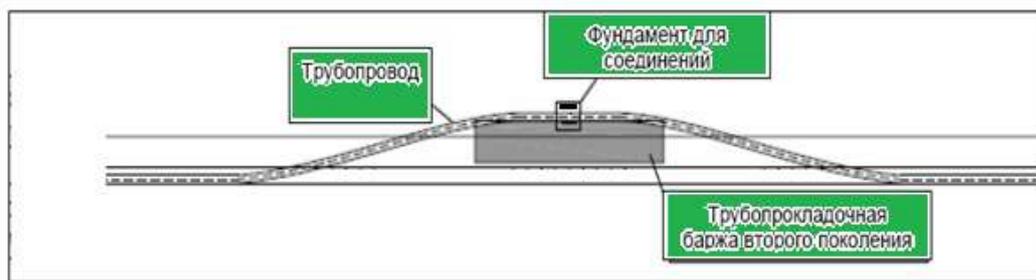


Рисунок 19 - Схема надводного соединения

2.4. Подготовка к эксплуатации и испытания

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

Испытательный участок газопровода начинается от стационарной камеры запуска ДОО и заканчивается временной камерой приема ДОО 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;
- 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.

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 800м³.

Очистка и калибровка внутренней полости трубы осуществляется пропуском как минимум четырех очистных поршней с калибровочными дисками. Для подъема давления используется временная насосная станция, расположенная на судне. Вытеснение воды из газопровода производят с помощью сухого сжатого воздуха. [15]

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

2.5. Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских трубопроводов

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

В строительстве морских трубопроводов может возникнуть множество опасностей, которые 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 – Типичные опасности и повреждения (отказы)

на этапе укладки трубопровода

Группа опасностей	Опасности	Повреждения/отказ
-------------------	-----------	-------------------

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);

- воздействие 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, дноуглубительные 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

- судов,двигающихся вдоль фарватеров с трубоукладчиками, а также

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

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. [14]

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 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.

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

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. [17]

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 - тип повреждения», характерных для модели функционирования строительных потоков, были идентифицированы опасности по месту их возникновения в технологическом процессе строительства морских трубопроводов. Причинно-следственные связи сведены в таблице 3.

Таблица 2 - Причинно-следственные связи технологических опасностей при сооружении морских трубопроводов

Причины	Опасности, опасные ситуации	Повреждения/о тказ	Последствия
Ненадежная и неустойчивая работы техники			
Кратковременная задержка	Увеличение сил сцепления		

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

<p>Поломка лебедки во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, обрыв трассы во время спуска или подъема плети трубопровода со дна</p>	<p>Обрыв плети трубопровода Механические повреждение трубопровода (вмятины, трещины)</p>	<p>Замена уложенного участка с недопустимой величиной повреждений</p>	<p>Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери</p>			
<p>Поломка подъемного крана во время погрузки контейнера с борта грузового судна, поломка подвесного крюка и натяжных устройств</p>	<p>Падения контейнера на монтируемый трубопровод</p>					
<p>Риски проведения некачественного контроля</p>						
<p>Некачественный входной контроль</p>	<p>Отступление от проекта: замена одного материала другим, отсутствие авторского и технического надзор</p>	<p>Отказ в нормальной работе морских трубопроводов</p>				
<p>Низкий уровень операционного контроля (несоблюдения строительных решений, снижение</p>	<p>Нарушение технологии сварки и некачественная сварка, неправильный выбор способа и порядка монтажа</p>	<p>Отказ в нормальной работе морских трубопроводов</p>				
<p>Изм.</p>	<p>Лист</p>	<p>№ докум.</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>	<p>Литературный обзор</p>	<p>Лист 47</p>

качества строительства)		
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

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

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 линиях, построенных от i-ой опасности, изображены условным геометрическим знаком (круг/ квадрат) места возникновения или проявления опасной ситуации по всей протяженности трассы строительства морских трубопроводов.[12]

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

3. Морской трубопровод «Турецкий поток»

«Турецкий поток» - реализуемый в настоящее время международный проект газопровода из Анапского района Краснодарского края России по дну Чёрного моря в европейскую часть Турции, что позволит стать Турции газовым хабом и значительно повысит надежность газоснабжения Южной и Юго-Восточной Европы.

«Турецкий поток» на данный момент является наверное одной из самых актуальных тем строительства морских трубопроводов, если не самой актуальной.

Газопровод проходит по дну Черного моря, где максимальная глубина на данном маршруте составляет 2200 м. Впервые в мире труба диаметром 810 мм была проложена на такой глубине. Подводная часть трубопровода составляет 910 км, и около 200 км проходит по суше. Строительство морского трубопровода началось 7 мая 2017 года, занимается кампания South Stream Transport B.V. [18]



Рисунок 20, 21 - Строительное судно Pioneering Spirit

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рагимов А.Г.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					50	86
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



Рисунок 22 – Маршрут «Турецкий поток»

Из рисунка 22 видно, что данная нитка газопровода проходит от КС «Русская» г. Анапы до побережья Турции, где точкой сдачи для турецких потребителей является г. Люлебургаз. Далее проложена сухопутная транзитная нитка от границы Турции с определенными странами, где протяженность турецкого сухопутного участка газопровода составляет 180 км.

Первая нитка, мощностью 15,75 млрд м³ в год, предназначена для поставок газа турецким потребителям (и предназначена для подключения к уже имеющимся газопроводам в Турцию из Греции, но фактическое использование возможно в реверсном режиме). Первую нитку планировалось ввести в эксплуатацию в марте 2018 года. Фактически к этому времени были уложены 50 % от двух ниток, но из-за изменения очередности укладки (было построено 224 км второй нитки до завершения первой), строительство первой нитки было завершено 30 апреля 2018 года.

Вторая нитка, мощностью 15,75 млрд м³ в год, предназначена для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Ввод в эксплуатацию второй нитки произошёл в 2020 году, первые поставки в Болгарию начались 1 января 2020 года, при этом частично задействована имеющаяся инфраструктура

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

в реверсном режиме. Затем газ поступит в Сербию (2020 год), Венгрию (2021 год) и Словакию (вторая половина 2022 года). В процессе строительства был установлен мировой рекорд скорости укладки морских газопроводов – 6,27 км в сутки.[18]

Предпосылки и развитие проекта

Газовые конфликты между Россией и Украиной побудили Газпром и Минэнерго РФ искать альтернативные пути экспорта газа в Евросоюз. Одним из таких путей должен был стать «Южный поток» — газопровод по дну Черного моря в Болгарию. Однако 1 декабря 2014 года президент России Владимир Путин заявил на пресс-конференции в Анкаре, что Россия отказывается от строительства «Южного потока» из-за неконструктивной позиции Евросоюза по газопроводу. Энергопотоки будут перенацелены на другие регионы и проекты по сжиженному газу. «Мы считаем, что позиция Еврокомиссии была неконструктивна. По сути, не то что Еврокомиссия помогала бы в реализации этого проекта, мы видим, что создаются препятствия к его реализации. Если Европа не хочет его реализовывать, значит, тогда он не будет реализован», — заявил Путин. Отказ от строительства «Южного потока» обусловлен тем, что разрешения на строительство не предоставила Болгария, пояснил он. Тогда же глава «Газпрома» Алексей Миллер заявил, что проект газопровода «Южный поток» закрыт и возврата к этому проекту не будет.

Турция закупает у России около 27—29 млрд м³ природного газа в год. Примерно половина транспортируется через Голубой поток, другая часть — по Трансбалканскому газопроводу через Украину, Румынию и Болгарию. Ввод в строй газопровода Турецкий поток позволит уменьшить зависимость Турции и юга Евросоюза от транзита газа через территорию Украины.

Укладка газопровода на мелководье должна была начаться в первой декаде июня 2015 года. Однако по состоянию на октябрь 2015 года работы не

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

начались, так как отсутствовало межправительственное соглашение с Турцией, подписание которого было отложено до формирования в стране нового правительства. 6 октября глава Газпрома Алексей Миллер заявил, что компания не будет строить запланированные третью и четвёртую нитки «Турецкого потока». Сокращение мощности газопровода «Турецкий поток» до двух ниток общей мощностью 32 млрд кубометров в год связано, по его словам, со строительством «Северного потока — 2». [10]

В конфликте вокруг обвинений в нарушении турецкого воздушного пространства российскими боевыми самолётами, участвующими в военной операции в Сирии, Турция пригрозила России разрывом газовых контрактов. 8 октября во время государственного визита в Японию президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган заявил, что «Турция является главным покупателем российского газа, но если будет надо, она сможет получать его и из многих других мест. Это стало бы большой потерей для России». 26 ноября 2015 года было объявлено, что в связи с уничтожением российского Су-24 турецкими ВВС Россия прекращает работу над рядом проектов инвестиционных и торговых соглашений с Турцией, в том числе по «Турецкому потоку». 3 декабря 2015 года министр энергетики России Александр Новак заявил, что проект «Турецкий поток» приостановлен.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53



Рисунок 23- Процесс погружения трубопровода

26 июля 2016 заместитель председателя правительства Российской Федерации Аркадий Дворкович заявил о готовности Турции возобновить проект «Турецкий поток». 10 октября Москва и Анкара заключили межправительственное соглашение по строительству газопровода «Турецкий поток». Документ подписали министр энергетики России Александр Новак и его турецкий коллега Берат Албайрак в присутствии президентов двух стран В. Путина и Р. Эрдогана, и уже 7 мая было начато строительство морского участка газопровода.

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

4. Расчет толщины стенки подводного трубопровода

Выбор толщины стенки стального подводного трубопровода является одним из определяющих и ответственных этапов проектирования и 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:

- 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:[12]

$$l_c = \frac{p_0 D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2, \quad (2.1-1)$$

где p_0 - расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе;

D_a - наружный диаметр трубы, мм;

σ - допустимое напряжение материала трубы, МПа;

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

c_1 - прибавка на коррозию, мм;

c_2 - прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.[12]

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

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Рагимов А.Г.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							55
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					86
					<i>Расчетная часть</i>		НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д

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;

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

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

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

Где ρ_w - плотность морской воды, кг/м³;

g - Ускорение свободного падения, м/с²;

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

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

В случае применения специальных конструктивных мер по уменьшению давления гидравлического удара (ограничения скорости закрытия арматуры, применение специальных устройств по защите трубопровода от воздействия переходных процессов и др.) величина Δp в расчетах может быть уменьшена на величину, согласованную с Регистром.[12]

Допустимое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из значений:

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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 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. [13]

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

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

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

где σ_x - суммарные продольные напряжения, МПа;

σ_{hp} - суммарные кольцевые напряжения, МПа;

τ - тангенциальные (касательные) напряжения, МПа;

k_σ - коэффициент запаса по суммарным напряжениям.

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значения коэффициентов запаса k_{σ} приведены в таблице 3.2.6 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:

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

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 (таблица 13);

Δt - расчетный температурный перепад.

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

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

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) R_1}{\alpha E}, \text{ град}. \quad (2.1-8)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.1-9)$$

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где m - коэффициент условий работы трубопровода (таблица 1);

k_1 - коэффициент надежности по материалу (таблица 9);

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов $D < 1000$ мм (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. [12]

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Проектный расчет стенки трубопровода

Проектный расчет стенки морского трубопровода будет основан на методике, изложенная в главе 2.1. Класс трубопровода L1 согласно НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства. Механические характеристики трубопровода представлены в таблице 4.[12]

Таблица 3- Механические данные материала трубопровода

Параметр	Величина
Материал	X60 API 5L
Внешний диаметр	813 мм
Плотность материала	7850 кг/м ³
Коэффициент Пуассона	0,3
Модуль Юнга	207 ГПа
Минимальное значение предела текучести R_e	450 МПа
Минимальное значение предела прочности металла R_m трнб. МПа	535 МПа
Коэффициент линейного расширения	$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град
Толщина коррозионного покрытия s_1	3 мм
Плотность коррозионного покрытия	1300 кг/м ³
Толщина бетонного покрытия	80 мм
Плотность бетонного покрытия	2250 кг/м ³

Технологические параметры укладки трубы представлены в таблице 5.

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рагимов А.Г.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					60	86
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 4 - Технологические параметры для расчета стенки трубопровода

Параметр	Величина
Глубина укладки трубопровода	320м
Внутреннее рабочее давление p_i	9,2 МПа
Плотность морской воды ρ_w	1025кг/м ³
Минимальный уровень тихой воды по трассе, d_{\min}	200 м
Плотность нефти марки Brent	825–828 кг/м ³

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

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2 = \frac{17,55 \cdot 10^6 \cdot 813}{2 \cdot 381,35 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,51 = 22,22 \text{ мм.} \quad (4.1-1)$$

Коэффициент прочности ϕ принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.[13]

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

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

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

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

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

Величина $p_{g \min}$ определяется по формуле (4.1-3)

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

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3)

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

Допустимое напряжение σ 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])

$$\sigma = \frac{R_e}{n_e} = \frac{450}{1,18} = 381,4 \text{ МПа};$$
$$\sigma = \frac{R_m}{n_m} = \frac{535}{1,35} = 396 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение σ принимаем равным 381,35 МПа.

При транспортировке жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм. [14]

Значение C_2 принимается равным 0,5% D_a и составляет

$$C_2 = \frac{0,5 \cdot 813}{1000} = 0,41 \text{ мм}.$$

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

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

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

$$292,82 \leq 360.$$

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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):

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,8 \cdot 10^6 + \\ + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 17,55 \cdot 10^6 \cdot 813}{2 \cdot 27} = 101,2 \text{ МПа.}$$

Коэффициент надежности по нагрузке n принимаем равным 1,00 ([16]табл. 13).[12]

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

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

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

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (4.1-9):

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

где принимаем следующие коэффициенты равными :

- коэффициент условий работы трубопровода $m_0=0,75$ ([16]табл. 1);
- коэффициент надежности по материалу $k_1=1,34$ ([16] табл. 9);
- коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов D от 600 до 1000 мм $k_n=1,00$ (табл. 11);

Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, или пределу прочности металла трубы $R_1^H = 535 \text{ МПа}$;

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

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{17,55 \cdot 813}{2 \cdot 27} = 264,2 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Прежде чем приступать к эксплуатации морского трубопровода с нефтегазопродуктом, стоит убедиться в том, что соблюдены все правила технической эксплуатации, контроля, выявления и устранения различных дефектов.

В таблице 6 приведены нормы времени на строительство морского трубопровода.

Таблица 5 – Нормы времени на строительство морского трубопровода

№ п/п	Наименование работ	Нормативный документ	Продолжительность работ (ч)	Состав бригады
1	Завоз труб и отвод на объект	СП378.1325800.2017, стр. 16	9	4
2	Предварительное гидроиспытание	СП 378.1325800.2017, стр. 16	4	3
3	Сварочные работы на береговой строительномонтажной площадке	СП 378.1325800.2017, стр. 18	18	3
4	Укладка морского трубопровода	СП 378.1325800.2017, стр. 26	28	3
5	Очистка полости и испытание	СП 378.1325800.2017, стр. 27	14	3
6	Оформление документов	СП 378.1325800.2017, стр. 30	1	1
7	Продолжительность работ, итого		74 ч	

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

2. Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом

Ресурсный метод – калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах

ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. Для того,

					Технология прокладки морского трубопровода «Гурецкий поток»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рагимов А.Г.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					65	86
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

чтобы составить смету, используют натуральные измерители расхода материала и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы на момент составления смет принимаются текущие. Используя ресурсный метод, можно составить сметную стоимость объекта на любой промежуток времени. [2]

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

Ниже приведены таблицы с расчетом стоимости материалов на проведение работ по строительству морского трубопровода и с затратами на спецоборудование.

Таблица 6- Расчет стоимости материалов на проведение работ по строительству
трубопровода

Наименование материала, ед.измерения	Нормативный документ	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба 1020×9	https://www.metall-energy.ru/truba-elektrosvarnya_1020_9.htm	100 м	40500	4050000
Манжета ТЕРМА-	https://www.metall-energy.ru/truba-elektrosvarnya__1020_14.htm	16	850	13600
Утяжелители и кольцевые	https://www.metall-energy.ru/truba-elektrosvarnya__1020_11.htm	9,5	7700	73150
ИТОГО				4136750

Таблица 7 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Нормативный документ	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Передвижная сварочная конструкция	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/15	шт.	3	80000	240000
2	Машина для резки труб	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/19	шт.	2	15000	30000
3	Топливозаправщик	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/6	шт.	1	700000 0	7000000
4	Трубоукладчик	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/26	шт.	3	555000 0	1665000 0
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5	Экскаватор одноковшовый	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/31	шт.	1	570000 0	5700000
6	Кран автомобильный	https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/22	шт.	1	690000 0	6900000
7	ИТОГО					3652000 0

Расходы на оплату труда – суммы, которые начисляют по тарифным ставкам, должностным окладам, отдельным расценкам или же в процентах от выручки от реализации продукции/работ/услуг в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.[2]

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

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Таблица 8 – Расчет заработной платы, руб

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Нормативный документ	Количество дней проведения	Фонд з/платы на весь объем работы
Мастер ЛАЭС	2	3590	7180	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/1	3	21540
Мастер участка	1	2090	2090	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/1	3	6270
Машинист экскаватора	2	1940	3880	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/3	3	11640
Машинист бульдозера	2	1940	3880	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/2	3	11640
Машинист вездехода	2	1550	3100	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/2	3	9300

Водитель	4	1500	6000	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/1	3	18000
Линейный трубопроводчик	7	1490	10430	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/5	3	31290
Электромотер	2	1300	2600	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/5	3	7800
Иные работники	7	1200	8400	https://energybase.ru/integrated/gazprom/salaries/11	3	25200
ИТОГО	29				3	142680

Ниже приведем еще одну таблицу, которая отображает затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. [1]

Таблица 9 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, руб

Заработная плата	% (согласно уведомлению Фонда Социального страхования)	Нормативный документ	Сумма
142680	0,2	https://www.nalog.ru/rn77/taxation/insprem/	285,36
142680	30	https://www.nalog.ru/rn77/taxation/insprem/	42804

Сумму амортизационных отчислений определяют исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. В таблице 11, которая находится ниже, приведен расчет амортизационных отчислений.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении работ, руб

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость тыс.руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год
		Одного объекта	Всего		
Передвижная сварочная	3	80	240	10%	24000

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

установка					
Машина для резки труб	1	15	15	10%	1500
Топливозаправщик	1	8500	8500	10%	850000
Трубоукладчик	3	5000	15000	10%	150000
Экскаватор одноковшовый	2	5700	11400	10%	114000
Кран автомобильный	2	7390	14780	10%	147800
ИТОГО		26685	49935	10%	4993500

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

Далее, ниже приведем таблицу 12 с накладными расходами.

Таблица 11 – Накладные расходы, руб

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов				
1	Спецоборудование	4136750	10,0	413675
2	Материалы и комплектующие	36520000	10,0	3652000
3	Оплата труда	142680	10,0	14268
4	Начисление на оплату труда	43089	10,0	4309
5	Амортизация основных средств	4993500	10,0	449350
	ИТОГО	45836019	10,0	4533602

Таблица 12 – Командировки и служебные разъезды

№ п/п	Пункт назначения	Кол-во командировок	Кол-во человек	Срок, дни	Проезд (туда-обратно), руб	Суточные руб./сут	Суточные руб./сут
1	Морской трубопровод	1	29	3	2500	700	128000
	ИТОГО						128000

Таблица 13 – Прочие расходы

Виды оплаты	Норматив, тариф руб./время, кв м. в мес.	Кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи	Время полезного использования в разработке мес.	Сумма оплат. руб.
Транспортные услуги	0	0	0	0
Услуги связи	14,02	29	0,29	117,90
ИТОГО				117,90

Таблица 14– Прочие расходы, руб

	Нормативный документ	Тариф руб./кв.м в месяц	Кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м ²)	Время использования в рамках данной работы, мес.	
Коммунальные услуги			29		3687,68
Водоснабжение	http://rec.tomsk.gov.ru/map.html/site/index?ActivityType=101	24,05	697,45	2,05	1429,77
Теплоснабжение	http://rec.tomsk.gov.ru/map.html/site/index?ActivityType=104	20,99	608,71	2,05	1247,85
Канализация	http://rec.tomsk.gov.ru/map.html/site/index?ActivityType=105	15,89	460,81	2,05	944,66
Электроэнергия	http://rec.tomsk.gov.ru/map.html/site/index?ActivityType=108	1,10	31,90	2,05	65,40
ИТОГО					7375,36

Составляем общую таблицу для сметы затрат на выполнение проектно-изыскательных работ: [1]

Таблица 15 – Смета затрат проектно-изыскательных работ, руб

№, п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0
2	Спецоборудование	36520000,00
3	Материалы и комплектующие	4136750,00
4	Оплата труда	142680,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	43089,00
6	Амортизация основных средств	4493500,00
7	Накладные расходы	4533602,00
8	Командировки и служебные разъезды	128000,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	3805,57
9.1	Оплата транспортных услуг	0
9.2	Оплата услуг связи	117,90
9.3	Коммунальные услуги	3687,67
10	Итого собственных затрат	50005232,14
11	Уровень рентабельности до 10%	5000523,21

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

12	Договорная цена	55005755,35
13	НДС 20%	10103097,9
14	Всего стоимость договора	65108853

Вывод:

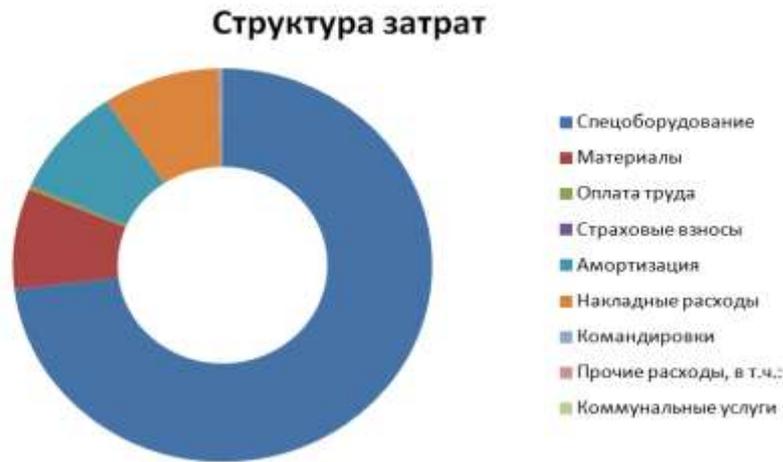


Рисунок 24– Структура затрат

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлена нормативная продолжительность цикла работ, рассчитаны затраты на оборудования, материалы и оплату труда рабочим, также приведена диаграмма сметной стоимости выполнения работ. В итоге всех вычислений, получаем, что для проведения технологических работ потребуется 65108853 рублей.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

7. 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.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

Все сотрудники, находящиеся на месте проведения мероприятий и выполняющие работы по строительству или ремонту морского трубопровода должны быть обеспечены всеми необходимыми защитными средствами, спецодеждой и специальной обувью. [28]

Технические и организационные меры безопасности при подготовке

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рагимов А.Г.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					72	86
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

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

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7.2. Производственная безопасность

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

Вредный производственный фактор – это фактор, который воздействуя на организм работающего может вызвать различные профессиональные заболевания вплоть до заболеваний с летальным исходом или оказать вредное действие на здоровье потомства работающего. [30]

Таблица 16 - 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; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Электрический ток; 2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 3.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.00374 ГОСТ 12.1.00383 ГОСТ 12.1.00588 ГОСТ 12.4.01189 ГОСТ 12.1.01979 ГОСТ 12.1.00491

Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению

1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

Таблица 17 - 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 перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например такие, как кепки.

2) Превышение уровней шума и вибрации

При строительстве и ремонте нефтепроводов используются машины и оборудование, которые сопровождаются огромным количеством звуков, что при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека

являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность.

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

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

3) Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону

При ремонте нефтепровода есть риск возникновения утечек нефти из трубопровода. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. 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: сероводород, оксид серы, азот.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

Таблица 18 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти.

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

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

4) Тяжесть и напряженность физического труда

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

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

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

7.3. 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 Ампер, или переменное и постоянное напряжение больше 36 Вольт. Поражения от действия электрического тока могут быть разными: от мелких и крупных ожогов кожного покрова, до сокращения мышц сердца, что приводит к его остановке. Различают несколько видов электрических ожогов:

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

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

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Искры, электрическая дуга, брызги раскаленного металла, которые образуются во время сварки, при попадании на открытую область .[30]

человеческой кожи и в глаза несут серьезную опасность получения травм.

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

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.

7.4. Экологическая безопасность

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

1) Защита атмосферы

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

2) Защита гидросферы

Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефти, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

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

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

Пожаровзрывобезопасность

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

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

- На технологические трубопроводы НПС составляется схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока;
- обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА;
- технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте.
- не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время;
- лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти;
- технологические трубопроводы, арматуру и устройства периодически осматривается и обслуживается согласно утвержденным графикам и регламентам работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- при обслуживании ГУС необходимо следить за эффективностью работы системы удаления конденсата из трубопроводов газовой обвязки;
- ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска.[31]

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

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении;
- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;
- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов.
- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ.
- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности.
- допускаются лица, достигшие 18 лет.
- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты.
- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

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

Заклучение

Морские трубопроводные системы — сложнейшие технические объекты, работающие в трудных природных условиях. Они являются эффективными средствами транспорта при освоении нефтегазовых ресурсов континентального шельфа морей и океанов. Поэтому при укладке морского трубопровода необходимо индивидуально подходить к каждому конкретному случаю и подбирать необходимый метод укладки в зависимости от всех параметров.

В результате создания данной работы были выполнены следующие задачи:

- Был проведен обзор различных методов строительства морского трубопровода, перечислены их преимущества и недостатки.
- Была изучена нормативно-техническая документация при укладке морского трубопровода и произошло ознакомление с технологическим оборудованием при укладке морского трубопровода.
- Произведен расчет толщины стенки подводного трубопровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»		
Разраб.		Рагимов А.Г.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				83	86
Консульт.					НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Заклучение		

Список использованных источников

1. Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
2. Морин. И.Ю. Разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских газопроводов. Диссертация канд.техн.наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва.- 2013- 210с..
3. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
4. Хайрулин Р.Р. Установка морских трубопроводов. [Текст]:статья/Р.Р.Хайрулина. – Томск: ТПУ, 2018.
5. Трубопроводы. Глава 10. [Электронный ресурс]. URL: <https://ozon-st.cdn.ngenix.net/multimedia/1003559735.pdf>. Дата обращения: 01.05.2020 г.
6. Монтаж морских трубопроводов. [Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.info/7-75769.html>. Дата обращения: 09.05.2020 г.
7. Суда-трубоукладчики. Способы укладки трубопровода. [Электронный ресурс]. URL: <http://sudostroenie.info/novosti/23082.html>. 16.05.2020 г.
8. 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..
9. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают? /Х. К. Мухаметдинов // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С.6-7..
- 10.Морской участок газопровода «Южный поток» (российский сектор)// Проектная документация ООО «Питер Газ». Электронный ресурс. - Режим доступа:<http://www.south-streamoffshore.com/media/documents/pdf/ru/2013/04/>, свободный. -яз. рус., англ.

					Технология прокладки морского трубопровода «Турецкий поток»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рагимов А.Г.</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					84	86
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

11. 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: 14.05.2020.
12. НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства, Санкт-Петербург, 2009.
13. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы..- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с..
14. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с..
15. И.Г. Кантаржи, К.И. Кузнецов. Натурные измерения волнения при определении нагрузок на морские гидроэлектрические сооружения //Инженерно-строительный журнал. -№4. -2014. - Электронный ресурс. - Режим доступа: http://www.engstroy.spb.ru/index_2014_04/06.pdf..
16. ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997 - 32 с.
17. Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений// Лисанов М.В. Портал анализ опасностей и оценки техногенного риска. - Электронный ресурс. - режим доступа: http://riskprom.ru/_ld/1/127_--.pdf, свободный. - Дата обращения: 02.04.2020.
18. Газпром Экспорт. «Турецкий поток». Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.gazpromexport.ru/projects/> , свободный. – Дата обращения: 18.05.2020
19. 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).

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

- 20.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
- 21.ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
22. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
- 23.ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
- 24.ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с
- 25.РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99)
- 26.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..
- 27.СанПиН 2.2.4.548-96 - Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.
28. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
29. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
- 30.ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
- 31.ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86