

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
«Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа»

УДК (622.691.4(204.1)(292.2)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Овчаренко Д.М.		06.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп. ООД	Гуляев М.В.	-		25.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
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
2Б8А	Овчаренко Диане Маратовне

Тема работы:

«Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Разработка мероприятий по сооружению и эксплуатации подводного газопровода «Газ Ямала» наружный диаметр D_N 1020 мм рабочее давление p 9,8 Мпа протяженность l 58,5 км материал труб сталь X65 максимальная глубина залегания H 13 м плотность морской воды ρ_v 1025 кг/м ³
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести аналитический обзор о составе работ по сооружению и эксплуатации морских трубопроводных систем; определить факторы, определяющие особенности сооружения подводных газопроводов в Арктических условиях; привести характеристику нагрузок, влияющих на прочность и устойчивость морских трубопроводов; оценить влияние постоянных и временных нагрузок; предложить рекомендации по сооружению и эксплуатации подводного газопровода «Газ Ямала».
Перечень графического материала	Технологическая схема; продольный профиль линейной части магистрального трубопровода.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Овчаренко Д.М.		10.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Овчаренко Диане Маратовне

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

Тема ВКР:

«Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: студент и руководитель.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент 1,3%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Овчаренко Диана Маратовна		10.02.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Овчаренко Диане Маратовне

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения 	<p>Объектом исследования является морской газопровод «Газ Ямала», предназначенный для транспортировки газа с Новопортовского месторождения в единую систему газоснабжения. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности. Область применения: подводные трубопроводные системы. Рабочая зона: трубоукладочное судно «Капитан Булганин» Рабочие процессы, выполняемые в рабочей зоне: огневые, газоопасные, сварочно-монтажные работы, укладка трубопроводов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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"> – Привести правовые нормы трудового законодательства при работе, связанной с укладкой морских трубопроводов. – Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенное барометрическое давление в рабочей зоне; - повышенный уровень шума в рабочей зоне; - повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - отклонение показателей микроклимата в производственном помещении; - превышение уровня вибрации.

	<p>2.1 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические травмы при основных видах работ; - ожоги при сварке; - поражение электрическим током; - пожаро- и взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	<p>Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе проектируемого решения, на различные компоненты окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия на морскую воду; – анализ воздействия объекта на атмосферный воздух; – анализ воздействия объекта на геологическую среду; – анализ воздействия объекта на жизнедеятельность организмов. <p>Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> - Проанализировать возможности возникновения ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель. ООД	Гуляев М.В.	-		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Овчаренко Диана Маратовна		10.02.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	15
08.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Расчет прочности и устойчивости морского газопровода «Газ Ямала»</i>	20
29.04.2022	<i>Сформировать комплекс технологических мероприятий по прокладке подводного трубопровода с привязкой к конкретному району строительства</i>	20
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

Определения, обозначения и сокращения

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

газопровод: Трубопровод, транспортирующий природный газ.

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

испытательное давление: Нормированное давление, при котором производится испытание трубопровода перед сдачей его в эксплуатацию.

испытание на прочность: Гидравлическое испытание давлением, устанавливающее конструктивную прочность трубопровода.

ледоколы: Специализированные суда, предназначенные для выполнения различных видов ледокольных операций: проводки судов во льдах, преодоления ледовых перемычек, прокладки канала, буксировки, оковки, выполнения спасательных работ.

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

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

надежность морского трубопровода: Способность трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленными проектом параметрами в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания.

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Определения, обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			10	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

нефтегазоконденстаное месторождение: Месторождение, на котором осуществляется добыча нефти, газа и газового конденсата.

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

охранная зона прибрежных участков газопровода: Участки магистрального газопровода от береговых компрессорных станций до уреза воды и далее по дну моря, на расстояние не менее 500 м.

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

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

танкер: Речное или морское судно, которое предназначено для перевозки наливных грузов.

транспорт газа: Процесс подачи газа от места его добычи, получения или хранения к потребителю.

шельф: Выровненная область подводной окраины материка, примыкающая к суше и характеризующаяся общими с ней чертами рельефа и геологической структурой.

Сокращения

АСУ – автоматизированные системы управления;

МПГ – морской подводный газопровод;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ТУС – трубоукладочное судно;

УВ – углеводород;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит **149** страниц, **52** таблицы, **21** рисунков и **69** источников литературы.

Ключевые слова: морской подводный газопровод, Арктический шельф, особенности сооружения, этапы сооружения, арктические факторы, морские заглубленные трубопроводы, гидромеханические явления, вечная мерзлота, сейсмические воздействия.

Объект проектирования: подводный газопровод «Газ Ямала».

Цель работы: выбор оптимальных технических решений по сооружению морского подводного газопровода в Арктических условиях на примере проекта «Газ Ямала».

В процессе исследования проводились: Выявлены факторы, определяющие особенности сооружения морского подводного газопровода в Арктических условиях. Произведен сравнительный анализ инженерных решений, обеспечивающих доставку продукции с морских месторождений континентального шельфа. Выделены основные этапы и способы сооружения морских подводных газопроводов.

В результате исследования: Произведены прочностные расчеты с учётом особенностей нагружения морских трубопроводов. Произведен расчет устойчивости на период строительства и эксплуатации газопровода. Рассчитана балластировка на береговых участках. Разработан комплекс мероприятий по сооружению и эксплуатации подводного газопровода.

Область применения: подводные трубопроводные системы.

Полученные результаты будут использованы для исследования в магистерской диссертации по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Овчаренко Д.М.</i>		06.06.2022	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>		06.06.2022			12	149
<i>Рук.ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

Оглавление

Введение.....	18
1 Обзор литературы	20
1.1 Перспективы развития арктических проектов.....	20
1.2 Основные факторы, определяющие особенности сооружения морских подводных газопроводов.....	26
2 Анализ существующих технических решений	29
2.1 Нормативно-техническая документация и правила сооружения подводных трубопроводов	29
2.2 Инженерные решения, обеспечивающие доставку продукции с морских месторождений континентального шельфа России	32
2.3 Основные этапы сооружения морских газопроводов	34
3 Характеристика объекта проектирования	40
3.1 Природно-климатические условия местоположения объекта.....	40
3.2 Описание местоположения объекта проектирования	41
3.3 Свойства углеводородов, планируемых для транспортировки по выбранному участку	44
3.4 Общая характеристика нагрузок, воздействующих на объект.....	46
4 Технологические расчеты на прочность и устойчивость	49
4.1 Расчетная толщина стенки	49
4.1.2 Расчет нормативных сопротивлений материала.....	51
4.1.3 Расчет толщины стенки по внутреннему давлению в режиме эксплуатации.....	52

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Оглавление						
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022						14	149
					Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А						

5.7	Порядок контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования	98
5.8	Электрохимическая защита.....	101
5.9	Техническое обслуживание и ремонтные работы	102
5.6	Материалы, используемые при строительстве и эксплуатации МПГ .	108
5.6.1	Антикоррозионное покрытие.....	108
5.6.2	Утяжеляющие покрытия	109
5.6.3	Соединительные детали	109
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	111
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	111
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	111
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений	112
6.1.2	SWOT – анализ	114
6.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	115
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	115
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	117
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	117
6.2.4	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	118
6.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	121
7	Социальная ответственность	124
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	124
7.2	Профессиональная социальная безопасность	128

7.2.1 Вредные производственные факторы	128
7.2.2 Опасные производственные факторы	131
7.3 Экологическая безопасность на МПГ	133
7.3.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием МПГ	134
7.4 Чрезвычайные ситуации на МПГ	134
Заключение	135
Список использованных источников	137
Приложения	142

Введение

Актуальность. За годы освоения морских нефтегазовых месторождений произошли значительные изменения, которые в первую очередь связаны с началом разработки так называемых трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов континентального шельфа, расположенных в арктической и субарктической зонах Мирового океана.

К 2015 г. в мире введено к эксплуатации свыше 30 месторождений, расположенных на арктическом и субарктическом континентальном шельфе. Это восточная Канада (Ньюфаундлендская банка), моря Бофорта и Печорское, шельф о. Сахалин, норвежская часть Баренцева моря [1]. По прогнозам агентства «RystadEnergy», к 2050 г. суммарная добыча нефти и газа на арктическом и субарктическом шельфах может превысить 600 млн. т. у. т., из них около 2/3 на российском шельфе.

Как показал первый опыт освоения таких месторождений, прямой перенос технологий и техники, разработанных для обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений в других районах Мирового океана, в арктическую действительность не всегда является оптимальным решением.

В соответствии с Указом Президента РФ от 5 марта 2020 г. N 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» развитие Арктической зоны в качестве стратегической ресурсной базы и ее рациональное использование в целях ускорения экономического роста Российской Федерации является приоритетной задачей [2].

Реализация арктических нефтегазовых проектов имеет ряд затрудняющих факторов: высокая капиталоемкость, неразвитая инженерно-техническая и транспортная инфраструктура, необходимость применения

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Овчаренко Д.М.</i>		06.06.2022	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>		06.06.2022			18	149
<i>Рук.ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

уникальных технологий и оборудования, несовершенство нормативной базы, а также сложные природно-климатические условия Арктического района.

В связи с этим, мероприятия по обеспечению надежности и безопасности подводных объектов, к которым относятся морские трубопроводы, должны отличаться от концепции сооружения в незамерзающих морях [3].

Цель выпускной квалификационной работы – выбор оптимальных решений по сооружению морского подводного газопровода в арктических условиях на примере проекта «Газ Ямала».

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- 1) изучить способы транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений на основе аналитического обзора современной нормативно-технической документации;
- 2) выделить факторы, определяющие критерии сооружения морских трубопроводов;
- 3) решить задачи проектирования участка морского газопровода, проложенного в условиях Арктического шельфа, с обеспечением параметров надежности и устойчивости;
- 4) сформировать и произвести выборку комплекса технологических мероприятий по прокладке выбранного участка подводного трубопровода с привязкой к конкретному району строительства.

Объект исследования – подводный газопровод «Газ Ямала» Новопортовского месторождения, проложенный через Обскую губу Карского моря.

Предмет исследования – рекомендации по сооружению подводного газопровода в условиях Арктики.

Область применения – подводные трубопроводные системы.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение				

1 Обзор литературы

1.1 Перспективы развития арктических проектов

Уже в настоящее время нефтегазовая промышленность сталкивается с определенными трудностями: истощением запасов и разработкой новых месторождений во все более труднодоступных регионах. Так, большая часть углеводородов находится на шельфе Северного Ледовитого (Арктического) океана, природно-климатические условия которого имеет ряд особенностей [4].

К началу XXI века морская нефтегазодобыча сложилась в отдельную, бурно развивающуюся отрасль мирового топливно-энергетического комплекса. На шельфе западного полушария Арктики, а затем и восточного был открыт ряд новых крупных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) или морских продолжений сухопутных НГБ (рисунок 1.1) : Бофорта–Маккензи и Свердруп (Канада), Северного склона Аляски (США), Западно-Баренцевского (Норвегия), Восточно-Баренцевского и Приямальского (Россия) [1].

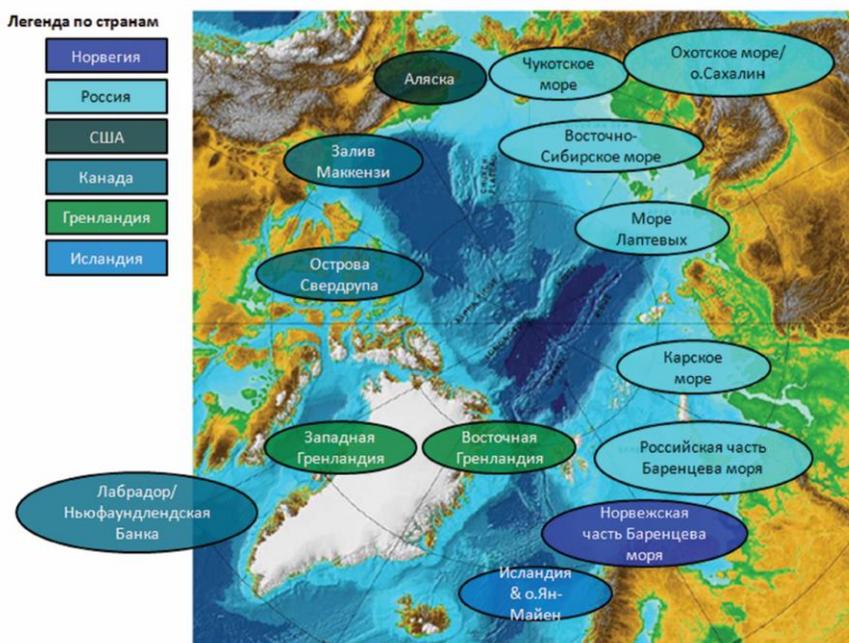


Рисунок 1.1 Арктические и субарктические районы Мирового Океана [1]

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			20	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

В настоящее время выделяются 2 направления перспективного развития:

- Освоение месторождений на сверхглубоких акваториях Мирового океана.
- Освоение месторождений на акваториях замерзающих морей, включая арктический шельф.

Последнее направление является наиболее актуальным для российских компаний, поскольку основная часть углеводородных ресурсов на российском шельфе сосредоточена на арктическом шельфе, а также на шельфах Охотского и Каспийского морей, природно-климатические условия которых благоприятны для льдообразования.

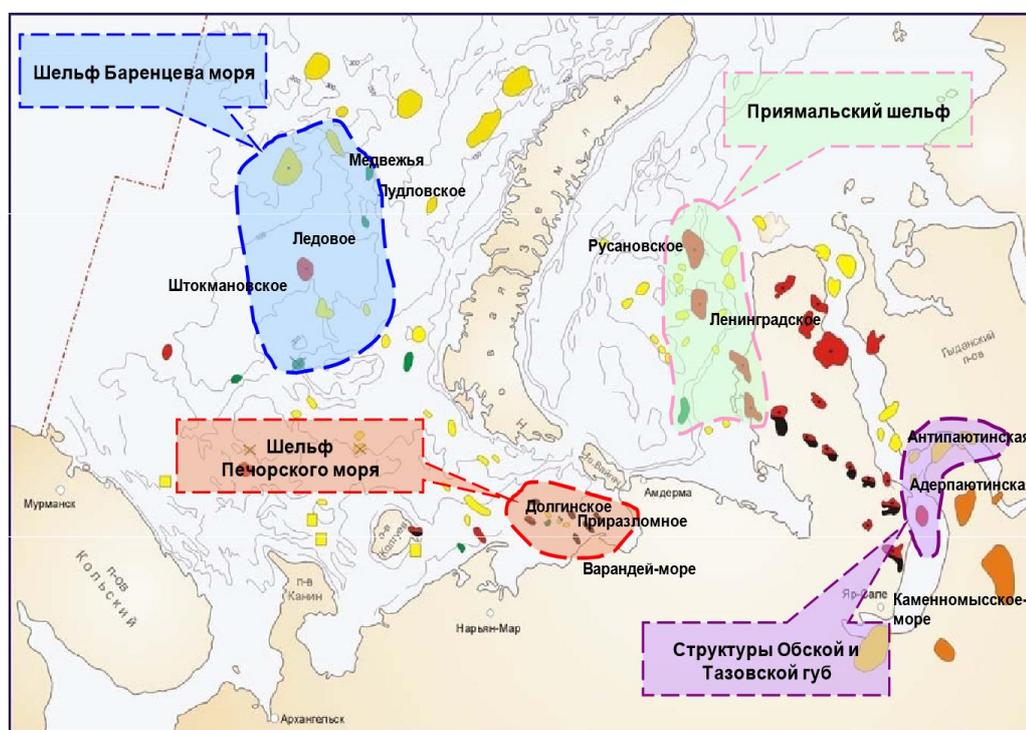


Рисунок 1.2 Первоочередные районы нефтегазодобычи Арктического шельфа России [5]

На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Долгинское, Приразломное и др.) с запасами нефти и газа около 10 млрд. т. нефтяного эквивалента. Самое крупное на шельфе Арктики – Штокмановское месторождение содержит свыше 3,9 трлн. м³ газа и 56 млн т. Конденсата [5].

Сложные природно-климатические условия и имеющиеся на современном этапе технологические и экономические проблемы его освоения отодвинули начало разработки на период за 2025 г.

После 2030 г. прогнозируется существенный рост добычи на шельфе Аляски, Канады, российской и норвежской частях Баренцева моря, в Карском и Охотском морях.

Поисково-разведочными работами на континентальном шельфе России установлено, что недра почти всех акваторий страны (за исключением Белого моря) перспективны в отношении нефтегазоносности. В пределах континентального шельфа России начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов (НСР УВ) составляют около 134 млрд. т. условного топлива. Основная часть НСР УВ шельфа представлена ресурсами свободного газа – порядка 87 трлн м³.

Наиболее разведаны углеводородные ресурсы арктического и субарктического районов на шельфах Баренцева, Карского (в т.ч. акватории Обской и Тазовской губ) (рисунок 1.2) и Охотского морей (рисунок 1.4). Характеристика ресурсной базы по недрам этих акваторий представлена на рисунке 1.3.

НСР УВ арктического шельфа РФ, млн. т у.т

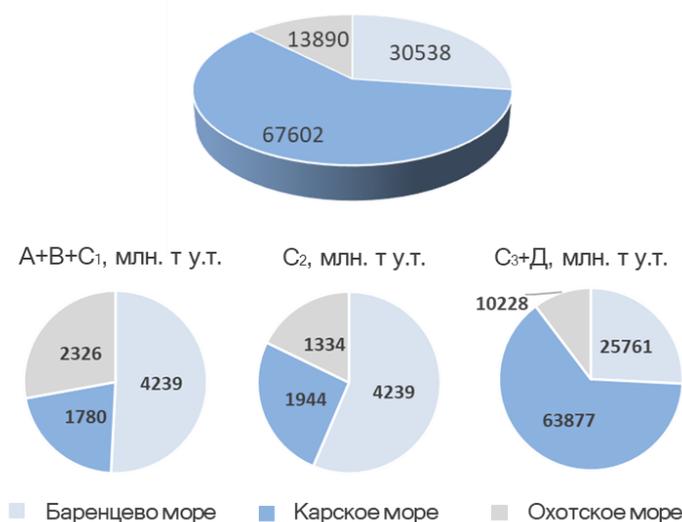


Рисунок 1.3 Ресурсная база акваторий Баренцева, Карского и Охотского морей [6]

На территории рассматриваемых морей сосредоточены значительные ресурсы природного газа, конденсата и нефти – около 95,5 млрд т у.т. (извл.). Относительно низкая степень разведанности нефтегазового потенциала этих морей (15,3 % для Баренцева, 3 % для Карского и 17,5 % для Охотского морей) создает благоприятные предпосылки для открытия крупных и уникальных месторождений газа и нефти в этих районах. Именно поэтому мировые энергетические компании проявляли значительный интерес к участию в проектах освоения углеводородных ресурсов российской Арктики.

Баренцевоморской район

Начальные суммарные ресурсы углеводородов шельфа российской части Баренцева моря (без учета шельфа Печорского моря) составляют 30 538,5 млн. т н.э. (геологические) и 27 690,7 млн т н.э. (извлекаемые). Начальные суммарные ресурсы газа составляют 26 163,1 млрд м³, нефти – 3 893,3 млн т (геологические) и 1 168,1 млн. т (извлекаемые), конденсата – 482,1 млн т (геологические) и 359,4 млн. т (извлекаемые) [6].

В таблице 1 представлено состояние ресурсов и ожидаемых запасов газа и газового конденсата по месторождениям и перспективным структурам Баренцевоморского района.

Таблица 1 – Структура запасов и ресурсов УВ лицензионных участков на шельфе Баренцева моря [6]

Месторождение, площадь	Текущие запасы и ресурсы					
	газа, млрд м ³			конденсата, млн т. (извл.)		
	С1	С2	С3+Д1л	С1	С2	С3+Д1л
Штокмановское	3939,4	-	-	56,1	-	-
Лудловское	80,1	131,1	110,7	-	-	-
Ледовое	91,7	330,4	-	0,8	3,3	-
Ферсмановская	-	-	1199,9	-	-	9,9
Демидовская	-	-	670,3	-	-	6,0
Медвежья	-	-	489,9	-	-	4,7
ИТОГО	4111,2	461,5	2470,8	56,9	3,3	20,6

К настоящему времени на шельфе Баренцева моря выявлены уникальное газоконденсатное месторождение Штокмановское, крупные месторождения Лудловское (газовое) и Ледовое (газоконденсатное), два мелких газовых месторождения – Мурманское, Северо-Кильдинское, а также перспективные структуры Ферсмановская, Демидовская и Медвежья.

Шельф Карского моря

Начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов шельфа Карского моря составляют 67602,4 млн. т условного топлива, в том числе 7672 млн т условного топлива приходится на недра акваторий Обской и Тазовской губ. Начальные суммарные ресурсы газа (без учета Обской и Тазовской губ) составляют 45 980 млрд м³, конденсата 3160 млн т. Разведанность ресурсов менее 1 %.

Начальные суммарные ресурсы газа Обской и Тазовской губ составляют 6 279 млрд м³, конденсата 493 млн т. Разведанность ресурсов по акватории Обской и Тазовской губ составляет 20,6 %.

К 90-м гг. XX в. на шельфе Карского моря выявлены крупные газоконденсатные месторождения Русановское и Ленинградское. В прибрежной части Приамальского шельфа установлены акваториальные продолжения уникальных по запасам месторождений суши Харасавэйского и Крузенштернского.

В акватории Обской губы выявлены крупные газовые месторождения Северо-Каменномысское и Каменномысское, а также небольшое месторождение газа — Обское. В акватории Тазовской губы выявлены небольшое месторождение газа Чугорьяхинское и акваториальные продолжения месторождений суши — Семаковского (Адерпаютинская структура), Антипаютинского, Тота-Яхинского [6].

Шельф Охотского моря

Сахалинские шельфовые проекты – обобщенное название группы проектов по разработке месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Охотского и Японского морей и Татарского

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

пролива, прилегающем к острову Сахалин. Прогнозные ресурсы шельфа о. Сахалин составляют 3,4 трлн м³ газа и 2,1 млрд т жидких углеводородов.

Каждый участок имеет свой порядковый номер от «Сахалина-1» до «Сахалина-9» – (рисунок 1.4). В настоящее время добыча газа, газового конденсата и нефти ведется на месторождениях «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3».

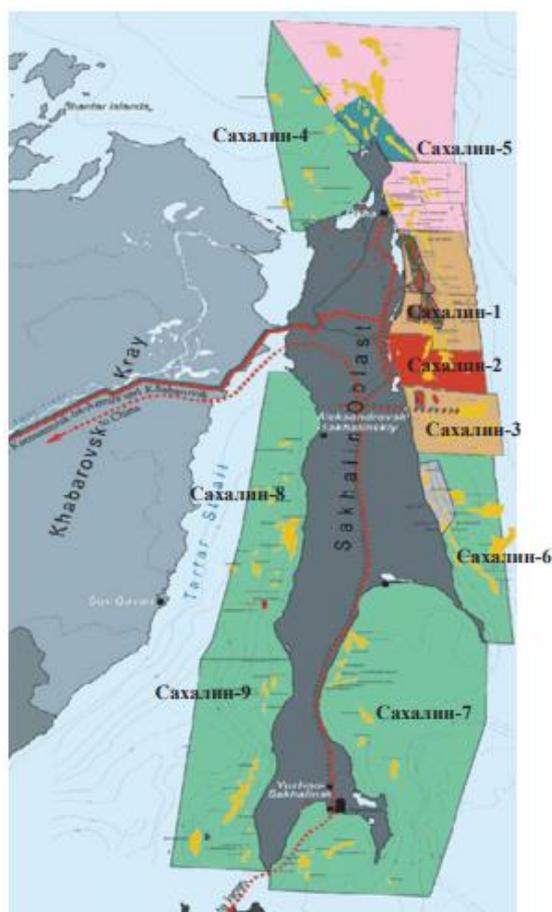


Рисунок 1.4 Карта проектов шельфа о. Сахалин [7]

«Сахалин-1» – проект, реализуемый в рамках Соглашения о разделе продукции (СРП), включает месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Оператор проекта «Эксон Нефтегаз Лимитед» – дочерняя компания «ЕххонMobil» (30%), другие участники проекта ОАО «НК «Роснефть» – 20%, SODECO (Япония) – 30% и ONGC (Индия) – 20%. Добыча нефти начата в 2005 г.

«Сахалин-2» – проект, реализуемый также в рамках СРП, включает Пильтун-Астохское и Лунское месторождения. Оператор проекта «Сахалин

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы					25

ЭнерджиИнвестмент Компани Лтд». Состав участников: ОАО «Газпром» – 50% (+1 акция), Shell – 27,5% (-1 акция), Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%. Добыча нефти начата в 1999 году. «Сахалин-3» объединяет четыре блока месторождений: Киринский, Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский.

Прогнозные извлекаемые ресурсы превышают 700 млн т жидких углеводородов и 1,3 трлн м³ газа. Лицензиями на Киринский, Айяшский и Восточно-Одоптинский блоки владеет ПАО «Газпром», лицензия на Венинский блок принадлежит ПАО «НК «Роснефть». Оператором по разработке месторождений Киринского блока является ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», на 100% принадлежащая ПАО «Газпром». В октябре 2014 г. Киринское ГКМ введено в разработку. Оператором по Венинскому блоку является ООО «Венинефть», совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» (74,9%) и Китайской нефтехимической корпорации SINOPEC (25,1%) [7].

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен, объемом внутреннего спроса, уровнем развития транспортной инфраструктуры, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы.

Таким образом, обустройство арктических месторождений, в том числе сооружение МППГ, необходимых для транспортировки углеводородов от разработанного месторождения к материку, крайне важно и нуждается в тщательном проектировании.

1.2 Основные факторы, определяющие особенности сооружения морских подводных газопроводов

Для континентального шельфа РФ риски освоения нефтегазовых месторождений и транспортировки углеводородного сырья существенно выше, чем в других регионах.

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы				

Экстремальные природно-климатические условия арктического шельфа оказывают значительное влияние на транспортировку углеводородного сырья и во многом определяют выбор вида и стратегию эксплуатации.

Отличия обусловлены, главным образом, периодическим или практически постоянным наличием ледового покрова значительной толщины, а также возможностью появления дрейфующих ледовых образований (айсбергов) в межледовый период. Отметим эти особенности [8]:

1. Местоположение месторождения вне территориальных вод РФ. При этом возникают спорные вопросы по разграничению морских пространств и принадлежности территорий шельфа, а также пограничные и таможенные ограничения на доставку персонала, техники и грузов.

2. Сезонность полевых работ.

3. Особые требования к инженерным изысканиям.

4. Необходимость применения специальных плавтехсредств для бурения, проведения изысканий, строительного-монтажных работ и эксплуатации месторождения.

5. Наличие морской техники в составе объектов обустройства месторождения требует выполнения особых требований к составу и глубине проработки проектной документации, а также к частоте проведения технических осмотров (освидетельствований).

6. Необходимость НИОКР на стадии проектно-изыскательских работ (ПИР), которые необходимы для обоснования принятых технических решений. В настоящее время при создании объектов капитального строительства в Российской Федерации на стадии ПИР проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ не предусмотрено.

7. Сложная логистика доставки людей, техники, оборудования и материалов.

8. Необходимость привлечения высококвалифицированных узкопрофильных специалистов для проведения НИОКР, управления

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы				

2 Анализ существующих технических решений

2.1 Нормативно-техническая документация и правила сооружения подводных трубопроводов

Российские нормы и правила

Основополагающими документами являются Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г. «О континентальном шельфе Российской Федерации» и постановление Правительства РФ от 19.01.2000 г. № 44 «Об утверждении Порядка создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации» [10,11].

СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [12] регламентирует переходы магистральных трубопроводов через естественные препятствия (реки). При этом только в общем оговаривается, что подводные переходы следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических изысканий.

Более конкретные указания касаются защиты от лито-динамических воздействий. Проектная отметка верха забалластированного трубопровода должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок для водоема.

СП 36.13330.2012 является основополагающим документом для расчета толщины стенки магистральных газопроводов в России.

Следует отметить, что действие данного СП не распространяется на проектирование морских газопроводов, поэтому подробный анализ его методики здесь не проводится.

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Анализ существующих технических решений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			29	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

Специально для проектирования и строительства морских газопроводов разработаны и введены в действие с 1 декабря 1998 г. Ведомственные нормы ВН 39-1.9-005—98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода» [13].

В какой-то мере морские трубопроводы являются гидротехническими сооружениями (хотя и выделены в отдельный класс), поэтому некоторые положения, изложенные в СНиП 2.06.01-86 [14], могут быть применены и к трубопроводам, в частности перечень нагрузок и воздействий, основные расчетные положения, основные и особые сочетания нагрузок.

Нагрузку от волн на лежащие на дне трубопроводы или стояки позволяет рассчитывать СП 38.13330.2012 [15].

Отечественные рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов (РД 412-81 [16]) оговаривают величину заглубления трубопроводов в следующих пределах: не менее 1 м на всем участке трубопровода и не менее 2 м в береговой зоне.

Требования ВСН 51-9-86 [17] еще жестче: трубопровод должен быть заглублен на 1 м ниже глубины возможного проникновения льда в грунт. На практике, например, в проекте «Сахалин-2», используются специально разработанные технические условия, но их несовершенство достаточно очевидно и их применение явилось одной из причин задержки начала строительства.

Зарубежные нормы и правила

- DNV OS-F101 «Подводные трубопроводные системы» [18] (Норвегия);
- BS 8010 часть 3 «Нормы практики для трубопроводов. Подводные трубопроводы: проектирование, строительство и монтаж» [19] (Великобритания);
- API 1111 «Проектирование, строительство, эксплуатация и техническое обслуживание морских трубопроводов для УВ» [20] (США).

					Анализ существующих технических решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

В настоящее время в РФ для проектирования, сооружения и эксплуатации широко применяют следующие нормативные документы:

Таблица 2.1 – Нормативно-техническая документация, применяемая в РФ

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

Стоит отметить, что каждый проект строительства МПГ уникален в части конструкторских решений, условий прокладки и выбранной схемы производства строительных операций. Нормативная база требует постоянной корректировки существующих норм и правил в связи с разработкой новых технологий для уникальных природно-климатических условий.

2.2 Инженерные решения, обеспечивающие доставку продукции с морских месторождений континентального шельфа России

Транспорт углеводородной продукции шельфовых месторождений до конечных потребителей может осуществляться как по трубопроводам, так и с помощью танкеров.

В первом случае необходимо либо наличие сухопутной газотранспортной системы в непосредственной близости от места выхода морских трубопроводов на берег (Обско-тазовская губа, Приямальский шельф), либо строительство протяженных сухопутных магистральных трубопроводов (Штокмановское газоконденсатное месторождение).

В случае использования танкеров для нефтяных месторождений необходимо создание танкерного флота в ледокольном исполнении.

Танкерный транспорт жидких УВ включает в себя следующие технические средства: - средства хранения (Морская Устьевая Платформа или баржа) - системы прямой погрузки - погрузочные башни (также Погрузочные Турели) - танкеры (обычные ледокольные танкеры с двойным корпусом) и баржи.

Во многом способ транспортировки зависит от ледовых условий и рентабельности транспорта.

Транспортировка нефти танкерами, как показывает статистика, имеет тот же уровень опасности, что и перекачка ее по подводным трубопроводам. Основные проблемы с нарушением безопасности и разливы происходят при выполнении погрузочноразгрузочных и бункеровочных операций у терминалов.

Аварии, возникающие при транспортировке углеводородного сырья в железнодорожных цистернах, могут привести к крупнейшим пожарам, нарушениям экосистем, вымиранию живых организмов и заражению питьевой воды, а также возможным человеческим жертвам.

					Анализ существующих технических решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

2.3 Основные этапы сооружения морских газопроводов

Выделим осложняющие факторы при проектировании МПГ:

1) Постоянная корректировка существующих норм и правил в связи с разработкой новых технологий для уникальных природно-климатических условий.

2) Проблема пересечения прибрежной полосы (лед нагромождается на существенную высоту, протаивание грунта, существенные изгибные деформации). Следовательно, МПГ должен быть хорошо заглублен и изолирован.

Основные проблемы при сооружении и эксплуатации морских трубопроводов связаны со следующими причинами [22]:

- значительными глубинами моря;
- неровностью рельефа морского дна;
- волнением и течением воды;
- трудоемкостью разработки подводных траншей;
- судоходством и рыболовством;
- повреждениями трубопровода или его покрытия якорями.

Для линейных объектов, которые, как правило, имеют как морскую часть, так и сухопутную, в состав исходных данных должны быть включены следующие характеристики (таблица 2.3):

Таблица 2.3 – Необходимые характеристики объектов МПГ

Морской участок	Береговой участок
<ul style="list-style-type: none">• Физико-географические условия района строительства• Климатические характеристики• Характеристики морской воды• Обстановка льдообразования	<ul style="list-style-type: none">• Геологическое строение и рельеф• Климатические характеристики• Гидрологические условия

Общая схема организации строительства

Для достижения строгой синхронизации и увязки во времени производства основных и вспомогательных работ в проекте организации строительства предусматриваются следующие периоды работ: •

организационный период; • мобилизационный период; • подготовительный период (внеплощадочные и внутриплощадочные работы); • основной период.

Выбор трассы для морского трубопровода

Выбор трассы морского трубопровода на стадии ТЭО, осуществляется по гидрографическим морским картам, на которых имеются сведения:

- о характере грунтов, слагающих дно моря в данном районе;
- данные о морских течениях (направлениях, скорости и т.п.).

При выборе трассы необходимо стремиться к наиболее полному выполнению следующих условий:

1. Минимально возможная длина трубопровода.
2. Минимальные глубины укладки.
3. Прочные, устойчивые грунты.
4. Профиль без резких перепадов поверхности дна.
5. Количество пересекаемых препятствий – минимальное.
6. Воздействие на окружающую среду – минимальное.
7. Обход природно-охраняемых территорий.

Инженерные изыскания

Основные виды изыскательских работ: детальная съемка профиля дна (с помощью эхолотов); гидрометрические работы; исследование дна на предмет обнаружения искусственных препятствий (затонувших судов и т. п.); исследование грунта.

1. Гидрометеорологические условия: температура и влажность воздуха; ветер; атмосферные осадки; туманы; продолжительность и сроки навигационного периода; температура воды (поверхностный и придонные горизонты); соленость, плотность, кислотность (рН), удельная; электропроводность воды; уровень моря; течения, волнения.

2. Геологические условия: грунтовое строение дна; глубина залегания; механические свойства и т.д. литодинамические условия.

3. Сейсмические условия.

					Анализ существующих технических решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

4. Ледовые условия: ледообразование, продолжительность стояния; толщина ледяного покрова; стамухи, торосистые образования; глубина внедрения кия стамух в дно.

5. Исследование грунтов с целью получение следующих характеристик: гранулометрический состав; объемный вес; влажность; сопротивление сдвигу; размываемость.

Основные виды работ по строительству морского трубопровода

1. Подготовительные работы.
2. Пересечение береговой линии.
3. Земляные работы (разработка траншеи): прибрежные участки; глубоководный участок трассы.
4. Укладка трубопровода: протаскивание мелководных участков; укладка глубоководного участка трассы; выполнение надводных захлестов.
5. Земляные работы (засыпка траншеи): устройство перемычек; засыпка траншеи извлекаемым грунтом; корректировки свободных пролетов.

Конструктивные схемы сооружения МПГ [23]

На сегодняшний день существует несколько способов пересечения береговой линии (рисунок 2.1):



Рисунок 2.1 Способы пересечения береговой линии

Укладка подводных трубопроводов осуществляется в зависимости от диаметра и толщины стенки трубопровода, а также глубины залегания с ТУС несколькими способами:

- 1) Укладка в тоннелях (при глубине укладки 0-15 м).
- 2) Укладка с S-образным изгибом на мелководных участках (при глубине укладки 15-300 м; 300-600 м).
- 3) Укладка с J-образным изгибом на глубоководных участках (при глубине укладки от 600 м).

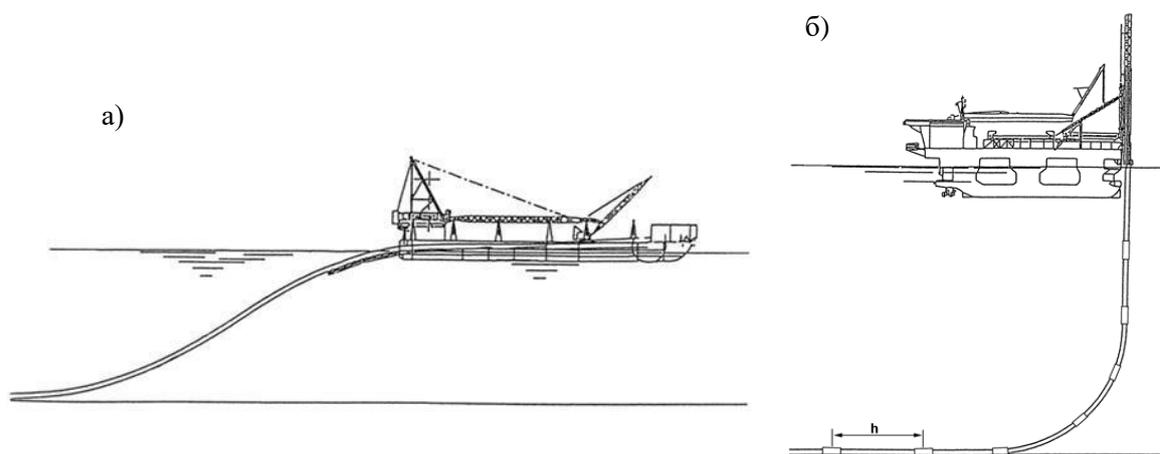


Рисунок 2.2 Укладка трубопроводов с ТУС а) S-метод, б) J-метод

Схему укладки на морское дно предопределяет несущая способность грунта.

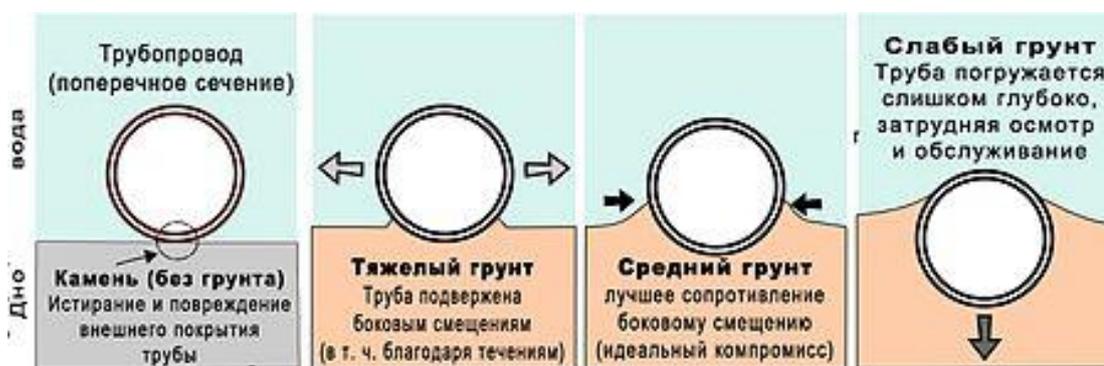


Рисунок 2.3 Укладка трубопроводов в зависимости от типа морского дна

В зависимости от расположения относительно естественной поверхности морского дна возможны следующие схемы укладки трубопровода: - по дну без заглубления; - по дну с заглублением; - по дну без

заглубления с грунтовым или каменным обвалованием; - выше дна с закреплением на опорах или на поплавках (рисунок 2.3).

Таблица 2.4 – Сравнительная характеристика способов укладки МПГ на дно

Схема укладки трубопровода	Особенности	Достоинства/недостатки
Заглубленный трубопровод	Заглубление трубопровода должно быть ниже прогнозируемой поверхности размыва дна водоема на расчетный период эксплуатации	Защита от внешних силовых воздействий
Незаглубленный трубопровод	Применяется в условиях, полностью исключаящих местные размывы грунта под трубопроводом	Применение в случае невозможности заглубления трубы в грунт/уязвимость к механическим повреждениям
Погруженный трубопровод	Целесообразно применять в комплекте с плавучими опорами для стабилизации положения при больших глубинах	Неизбежна для прокладки трубопровода при больших глубинах /влияние механических и гидродинамических воздействий

Сварка выполняется на монтажной линии. Вся сварка должна выполняться в соответствии с утвержденными технологическими процессами сварки. Сварка на монтажной линии будет выполняться в несколько этапов и на нескольких сварочных станциях. Для каждого сварного шва проводится неразрушающий контроль.

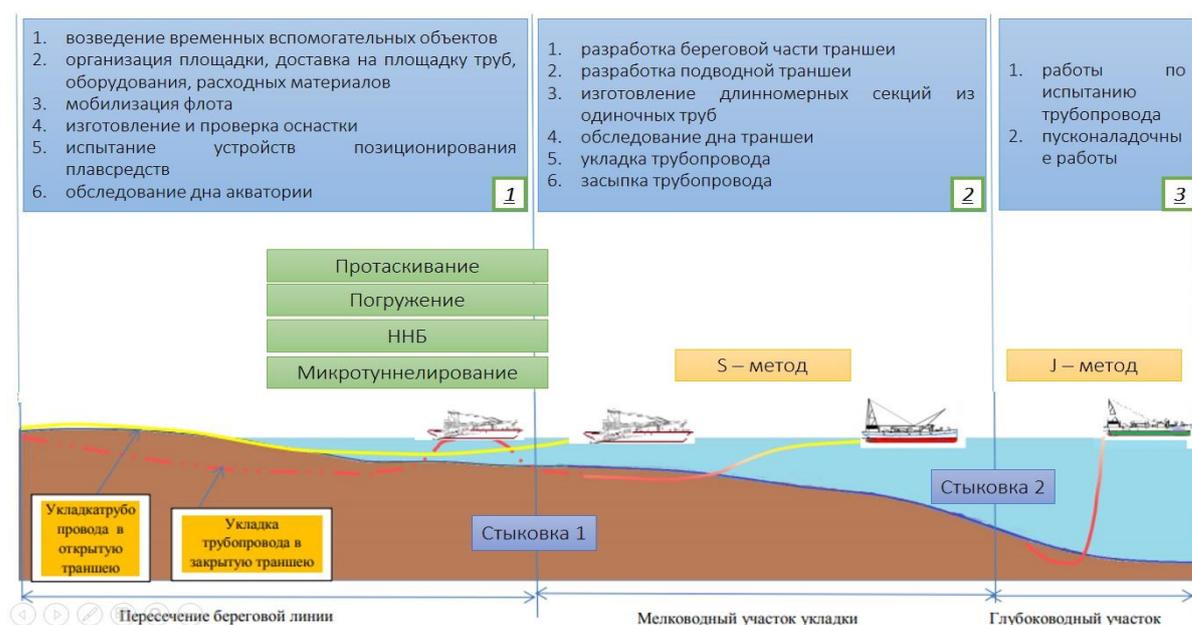


Рисунок 2.4 Способы укладки подводного трубопровода

Стабилизация трубопровода на морском дне осуществляется следующими методами:

- 1) закрытие траншеи после погружения в неё трубопровода;
- 2) использование матов;
- 3) применение грунтовых анкеров;
- 4) использование чугунных или железобетонных утяжелителей
- 5) применение мешков с песчано-цементной или щебневой смесью.

Из аналитического обзора можно сделать вывод, что каждый проект сооружения подводного трубопровода уникален в части конструкторских решений, способов прокладки, схем производства строительных операций, и зависит от условий конкретного региона строительства.

					Анализ существующих технических решений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Обской губы и включает территорию от промплощадки УКПГ Новопортовского НГКМ до начальной точки перехода через Обскую губу.

Таблица 3.2 – Технические характеристики Ямальского участка

Наименование	Значение
Нормативный документ	СП 36.13330.2012
Наружный диаметр D_N , мм	1020
Категория трубопровода	I, II
Толщина стенки δ , мм	17
Протяженность l , км	22,76
Рабочее давление p , МПа	9,8
Класс прочности	Сталь К60

Дорожно-транспортная сеть в районе Ямальского участка трассы газопровода представлена внутрипромысловыми грунтовыми автодорогами категории IV-в к разведочным скважинам и кустам газовых скважин. Существует сеть зимних автодорог.

Морская часть

Требования и объем контроля габаритных размеров труб, допустимых отклонений наружного диаметра, овальности, кривизны принят в соответствии с ГОСТ Р 54382- 2011 п. 9.5.12, таблица 9.15. [24].

Таблица 3.3 – Технические характеристики морского участка

Наименование	Значение
Нормативный документ	ГОСТ Р 54382-2011 раздел 9
Наружный диаметр D_N , мм	1020
Толщина стенки δ , мм	18
Протяженность l , км	58,5
Рабочее давление p , МПа	9,8
Материал труб	Сталь углеродисто-марганцевая
Класс прочности	X65
Минимальный предел текучести $\sigma_{тек}$, МПа	450
Минимальный предел прочности $\sigma_{пр}$, МПа	535
Максимальный предел текучести в продольном направлении, МПа	570
Относительное удлинение Δ , %	не менее 18

Начало участка принято в 75,78 м от уреза Обской губы на ямальском берегу.

Конец участка принят в 82,22 м от уреза Обской губы на тазовском берегу.

Тазовский участок

Сухопутный участок включает территорию от конечной точки перехода Обской губы до точки подключения в магистральные газопроводы Ямбург - Тула нитка 1, 2.

Дорожно-транспортная сеть в районе Тазовского участка трассы газопровода на правобережье Обской губы представлена подъездной автодорогой категории III-в с твёрдым покрытием от г. Новый Уренгой до п. Ямбург, а также подъездной автодорогой, с твёрдым покрытием проходящей в юго-западном направлении от автодороги Новый Уренгой – п. Ямбург до УКПГ-9 Харвутинского купола Ямбургского ГКМ.

Таблица 3.4 – Технические характеристики Тазовского участка

Наименование	Значение
Нормативный документ	СП 36.13330.2012
Наружный диаметр D_N , мм	1020
Категория трубопровода	I, II
Толщина стенки δ , мм	17
Протяженность l , км	33,54
Рабочее давление p , МПа	9,8
Класс прочности	Сталь К60

Кроме того, по площади участка проложены подъездные грунтовые дороги категории IV-в к разведочным скважинам и кустам газовых скважин Харвутинской площади Ямбургского ГКМ.

3.3 Свойства углеводородов, планируемых для транспортировки по выбранному участку

Газ подготавливается на УКПГ Новопортовского месторождения в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 [25], что исключает выпадение жидких фракций при транспортировке по газопроводу внешнего

3.4 Общая характеристика нагрузок, воздействующих на объект

Учитывая, что до 85 % площади российского шельфа находится в арктической и субарктической зонах, большое влияние на выбор основных технических решений оказывают следующие так называемые арктические факторы (таблица 1.2).

Таблица 3.6 – Влияние природно-климатических условий Арктики на морские трубопроводы [26]

Природный фактор	Влияние
соленость морской воды (до 35%)	коррозия
гидродинамические процессы (влияние волновых факторов и течений)	деформация и провисание трассы трубопровода под силой подъемной силы
айсберговое вспахивание, вспахивание торосами, воздействие стамух	разрывы, повреждение стыков, деформация
землетрясения (интенсивностью до 8 баллов)	разрывы, повреждение стыков, деформация, провисания

Факторы, оказывающие влияние на несущую способность подводного трубопровода:

- рабочее давление внутри трубопровода,
- стабильность трубопровода в период эксплуатации,
- величина испытательного давления,
- внешнее давление воды,
- изгиб и колебания отдельных участков трубопровода под воздействием волн или течений,
- различного рода механические воздействия в строительный и эксплуатационные периоды.

К основным нагрузкам, воздействие которых или их комбинация, способны привести к возникновению предельного состояния на каком-либо этапе строительства подводного трубопровода следующие:

- высокое внутреннее давление в процессе эксплуатации (длительная, эксплуатационная) или в процессе испытания (кратковременная, испытание);

					Характеристика объекта проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

-внешнее избыточное давление на глубине от веса воды и давления окружающего грунта (длительная, эксплуатационная);

- изгиб во время укладки (строительная).

Все это совмещается в предельных состояниях при расчете толщины стенки:

- предельное состояния по прочности при разрыве;
- предельное состояние по прочности при местном смятии.

Предельное состояние по прочности на разрыв – это такое состояние трубопровода, при превышении которого трубопровод перестает удовлетворять эксплуатационным требованиям, то есть потребует либо уменьшение давления из-за изменения состояния металла при превышении предела текучести, либо разрыв металла стенки трубы при превышении предела прочности на разрыв.

Предельное состояние смятия – это такое состояние, при котором чистое внешнее давление, осевая нагрузка и изгиб вызывают напряжения в трубопроводе, превышающие прочность на смятие или вызывающие соответствующие геометрические деформации, делающие поперечное сечение неустойчивым. Предельное состояние смятия включает в себя:

- смятие без изгиба;
- смятие с изгибом (местное смятия в процессе укладки);
- лавинное смятие.

При расчете толщины стенки были приняты нагрузки:

1. Постоянные нагрузки:

- наружное гидростатическое давление;
- внутреннее давление при эксплуатации.

2. Временные и кратковременные нагрузки:

- давление гидроиспытания;
- нагрузки при укладке трубопровода.

					Характеристика объекта проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Локальное смятие (смятие стенки трубы) подразумевает сильную деформацию поперечного сечения вследствие комбинированного смятия (от действия гидростатического давления) и изгиба.

Данная комбинация нагрузок может сложиться в процессе укладки на провисающем участке или на участке свободного провисания уложенной на морское дно трубы (критерий комбинированного нагружения в соответствии с разделом 8.4.5.4 [24]).

Часть критерия местного смятия, отвечающего за смятие, в основном относится к глубине воды со стороны нагружения, прочности материала при воздействии кольцевых сжимающих нагрузок и овальности на несущей стороне.

Изгибная часть предельного состояния устроена сложнее. Состояние изгиба относится к осевому напряжению на провисающем участке, который состоит из компонента осевой силы и изгибающего момента.

На несущей стороне это условие определяется характеристиками материала. На стороне нагружения это условие определяется режимом укладки: глубина воды, конфигурация и натяжение при укладке.

Для расчета толщины стенки трубы под действием функциональных и природных нагрузок применяется общепризнанная промышленная практика. Приложенная осевая нагрузка определяется на основании предполагаемого натяжения на провисающем участке.

Все перечисленные выше факторы необходимо учитывать при проектировании трубопроводов в дополнение к объёмам перекачиваемых нефти или газа, показателям прочности грунта и устойчивости морского дна.

Среди прочих факторов – условия окружающей среды: такие как глубина моря, температура, морская фауна, тип выполняемых работ (например, морская транспортировка углеводородного сырья или промышленная эксплуатация месторождения).

					Характеристика объекта проектирования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

4 Технологические расчеты на прочность и устойчивость

4.1 Расчетная толщина стенки

Расчет толщины стенки подводного перехода через Обскую губу выполнен по ГОСТ Р 54382-2011 «Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования».

При определении толщины стенки рассматриваются предельные состояния подводного трубопровода, которые могут возникать в процессе строительства, испытания и эксплуатации.

Согласно п. 5.3.3 [24] выделяют следующие классы местоположения:

Класс 1 – зона редкого присутствия человека вдоль трассы трубопровода. Класс 2 – минимальное расстояние класса 2 - 500 метров от участков активной человеческой деятельности. Оба класса местоположения применимы к участкам проектируемого газопровода.

1) Толщина стенки трубы рассчитывается согласно [12] по формуле (1):

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (1)$$

где p – расчетное давление в трубопроводе, МПа;

n - коэффициент надежности по нагрузке;

R_1 - расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

2) Расчетное сопротивление металла трубы рассчитывается по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, ($R_1^H = \sigma_e$), $\sigma_e = 500$ МПа;

m - коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность ;

k_1 - коэффициент надежности по материалу;

k_H - коэффициент надежности по назначению.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Технологические расчеты на прочность и устойчивость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			49	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

Коэффициенты надежности по нагрузкам и несущей способности, ограничивающие предельные состояния, используемые в расчете, в соответствии с п. 5.3.4.1 [24] представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов и исходных данных

Параметр	Символ	Значение
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,15
Коэффициент надёжности по назначению	k_n	1,2
Коэффициент надежности по нагрузке (функциональные нагрузки)	n	1,1
Коэффициент условий работы	m	1
Максимальная глубина моря, м	h_{max}	13

$$R_1 = \frac{500 \cdot 1}{1,15 \cdot 1,2} = 363 \text{ МПа.}$$

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

$$p = p_{\text{экс}} - p_{\text{в}}, \quad (3)$$

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

$p_{\text{в}}$ – давление воды на глубине нефтегазопровода, МПа.

$$p = p_{\text{экс}} - \rho g h_{max} = 11,8 - 0,1275 = 11,67 \text{ МПа.}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 11,67 \cdot 1020}{2 \cdot (363 + 1,1 \cdot 11,67)} = 17,41 \text{ мм.}$$

Принимаем стандартную толщину стенки трубы 18 мм.

4.1.2 Расчет нормативных сопротивлений материала

1) Нормативный предел текучести при растяжении σ_y :

$$\sigma_y = (\sigma_{\text{тек}} - \sigma_{y,temp}) \cdot a_u \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{тек}}$ – минимальный предел текучести, МПа;

$\sigma_{y,temp}$ – значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела текучести при растяжении, МПа;

a_u – коэффициент прочности материала.

$$\sigma_y = (450 - 0) \cdot 0,96 = 432 \text{ МПа.}$$

2) Нормативный предел прочности при растяжении σ_u :

$$\sigma_u = (\sigma_{\text{пр}} - \sigma_{u,temp}) \cdot a_u \cdot a_A \quad (5)$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ – минимальный предел прочности, МПа;

$\sigma_{u,temp}$ – значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела прочности при растяжении, МПа;

a_A – коэффициент анизотропии.

$$\sigma_u = (535 - 0) \cdot 0,96 \cdot 1 = 514 \text{ МПа.}$$

Таблица 4.2 – Нормативные свойства стали

Параметры	Значение
Предел текучести $\sigma_{\text{тек}}$, МПа	450
Предел прочности $\sigma_{\text{пр}}$, МПа	535
Значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела текучести при растяжении $\sigma_{y,temp}$, МПа	0
Значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела прочности при растяжении $\sigma_{u,temp}$, МПа	0
Коэффициент прочности материала a_u	0,96
Коэффициент анизотропии a_A	1

Результаты вычислений:

$\sigma_y = 432 \text{ МПа}; \sigma_u = 514 \text{ МПа.}$

4.1.3 Расчет толщины стенки по внутреннему давлению в режиме эксплуатации

1) Несущая способность по внутреннему давлению должна удовлетворять следующему условию:

$$p_{li} - p_e \leq \frac{p_b(\delta_1)}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m}, \quad (6)$$

где p_{li} – местное расчетное аварийное давление, МПа;

p_e – наружное давление, МПа;

$p_b(\delta_1)$ – несущая способность по внутреннему давлению, МПа, принимается по минимальному из условий: по пределу текучести или пределу прочности:

$$p_b(t_1) = \text{Min}(p_{bs}(\delta_1), p_{bu}(\delta_1)),$$

В результате формула 6 примет вид:

$$p_{li} - p_e \leq \text{Min} \left(\left(\frac{p_{bs}(\delta_1)}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m} \right); \left(\frac{p_{bu}(\delta_1)}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m} \right) \right), \quad (7)$$

где γ_{sc} – коэффициент безопасности;

γ_m – коэффициент надежности по материалу.

2) Толщина стенки, критерии при расчете:

$$\delta_1 = \delta - \delta_{fab}, \quad (8)$$

где δ – расчетная толщина стенки, мм;

δ_1 – минимальная заводская толщина стенки, мм;

δ_{fab} – отрицательный заводской допуск, мм, $\delta_{fab} = 1$.

Толщина стенки рассчитывается по несущей способности по внутреннему давлению по двум группам предельных состояний:

- предельное состояние по текучести;
- предельное состояние по прочности.

3) Предельное состояние по текучести определяется зависимостью:

$$p_{bs}(\delta_1) = \frac{2 \cdot \delta_1}{D - \delta_1} \cdot \frac{2 \cdot \sigma_y}{\sqrt{3}}, \quad (9)$$

4) Предельное состояние по прочности определяется зависимостью:

$$p_{bu}(\delta_1) = \frac{2 \cdot \delta_1}{D - \delta_1} \cdot \frac{2 \cdot \sigma_u}{1.15 \cdot \sqrt{3}}, \quad (10)$$

5) Местное аварийное давление p_{li} :

$$p_{li} = p_{inc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h = p_d \cdot \gamma_{inc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h \quad (11)$$

где p_{li} – местное расчетное аварийное давление;

p_{inc} – аварийное давление;

ρ_{cont} – плотность продукта;

g – ускорение свободного падения, равное 9,807 м/с²;

h – высота от контрольного уровня поверхности дна моря до базисной точки газопровода для расчетного давления (т.е. h = глубина моря + высота до базисной точки от уровня моря);

p_d – расчетное (рабочее) давление;

γ_{inc} – отношение аварийного давления к расчетному давлению.

6) Внешнее гидростатическое давление воды принимаем по формуле:

$$p_e = \rho \cdot g \cdot h_{max}, \quad (12)$$

где h_{max} – максимальная местная глубина воды,

ρ – плотность морской воды.

Максимальное наружное гидростатическое давление: 0,1275 МПа.

Таблица 4.3 – Исходные данные для расчета аварийного давления

Параметры	Значение
Коэффициент безопасности γ_{sc}	1,14
Плотность газа при $p = 9,81$ МПа ρ_{cont}	87,9 кг/м ³
Расчетное (рабочее) давление p_d	9,81 МПа
Отношение аварийного давления к расчетному давлению γ_{inc}	1,1

Квадратные уравнение для определения минимальной толщины стенки по предельному состоянию текучести по внутреннему давлению:

$$(p_{li} - p_B) \cdot \gamma_{sc} \cdot \gamma_m - \frac{2 \cdot \delta_1}{D - \delta_1} \cdot \sigma_y \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \leq 0 \quad (13)$$

Уравнение для определения минимальной толщины стенки по предельному состоянию прочности:

$$(p_{li} - p_b) \cdot \gamma_{sc} \cdot \gamma_m - \frac{2 \cdot \delta_1}{D - \delta_1} \cdot \frac{\sigma_u}{1.15} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \leq 0 \quad (14)$$

Результаты расчета:

Аварийное давление: $p_{inc} = 9,81 \cdot 1,1 = 10,79$ МПа.

Местное расчетное аварийное давление при глубине 13 м: $p_{li} = 10,84$ МПа.

Таблица 4.4 – Результаты расчета толщины стенки по внутреннему давлению

Класс местоположения газопровода	Макс. глубина укладки, м	δ , мм
1	13	15,139
2	13	17,217

4.1.4 Расчет на чистое смятие

1) Наружное давление в любой точке вдоль газопровода должно удовлетворять следующему условию (п. 8.4.5.3 [24]):

$$p_e \leq \frac{p_c}{1.1 \cdot \gamma_m \cdot \gamma_{sc}}, \quad (15)$$

2) Нормативное сопротивление наружному давлению (p_c):

$$(p_c - p_{el}) \cdot (p_c^2 - p_p^2) = p_c \cdot p_{el} \cdot p_p \cdot f_0 \frac{D}{\delta_2}, \quad (16)$$

где f_0 – овальность труб, $f_0 = 0.5\%$, согласно п. 8.4.5.3 [24].

$$p_c = 0,17289 \text{ МПа.}$$

3) Давление при упругих напряжениях:

$$p_{el} = 2 \frac{E \left(\frac{\delta_2}{D}\right)^3}{1 - \vartheta^2}, \quad (17)$$

где ϑ – коэффициент Пуассона;

E – модуль Юнга;

δ_2 – толщина стенки.

$$p_{el} = 0,1839 \text{ МПа.}$$

4) Давление при пластических деформациях p_p :

$$p_p = 2 \cdot \sigma_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{\delta_2}{D}, \quad (18)$$

где α_{fab} – максимальный коэффициент изготовления, $\alpha_{fab} = 0,85$.

$$p_p = 5,431 \text{ МПа.}$$

Таблица 4.5 – Результаты расчета на чистое смятие

Глубина воды, м	Критическая толщина стенки δ , мм
13	7,543

Чистое смятие в процессе эксплуатации не наступает, т.к. рассчитанная по внутреннему давлению толщина стенки больше.

4.1.5 Расчет на локальное смятие

Части трубы, подвергаемые действию внутреннего избыточного давления, изгибающего момента, приведенной продольной силы, должны быть рассчитаны так, чтобы удовлетворять следующему условию во всех поперечных направлениях (п. 8.4.5.4 [24]):

$$\gamma_{sc} \cdot \gamma_m \left(\frac{S_d}{\alpha_c \cdot S_p} \right)^2 + \gamma_{sc} \cdot \gamma_m \left[\frac{M_d}{\alpha_c \cdot M_p} \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c \cdot p_b(\delta_2)} \right)^2} \right] + \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c \cdot p_b(\delta_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (19)$$

где M_d – расчетный изгибающий момент, определяется из условия максимальной деформации 0,15%;

$S_d = \gamma_F \cdot \gamma_C \cdot T_{ef}$ – расчетная приведенная продольная сила, для диаметра 1020 мм равная 1,2 МН;

T_{ef} – максимальная функциональная осевая растягивающая сила, 1000 кН;

Δp_d – расчетная избыточная разность давления.

M_p – изгибающий момент, вызывающий пластические деформации по всей толщине стенки трубы:

$$M_p = \sigma_y \cdot (D - \delta_2)^2 \cdot \delta_2 \quad (20)$$

S_p – продольное усилие, вызывающее продольные пластические деформации:

$$S_p = \sigma_y \cdot \pi \cdot (D - \delta_2) \cdot \delta_2 \quad (21)$$

α_c – коэффициент напряжения пластического течения, учитывающий деформационное упрочнение согласно примечанию к таблице 8.2 [24] $\alpha_c = \alpha_A = 0,95$.

Таблица 4.6 – Результаты расчета на локальное смятие

Глубина воды, м	Критическая толщина стенки δ , мм
13	8,834

Локальное смятие в процессе эксплуатации не наступает, т.к. критическая толщина стенки при уменьшении которой наступает локальное смятие меньше расчетной толщины стенки по внутреннему давлению при работе трубопровода в режиме эксплуатации.

4.1.6 Расчет на лавинное смятие

Распространение потери устойчивости не может случиться, пока не произошла местная потеря устойчивости. В случае превышения наружным давлением критериев, приведенных ниже, должны быть установлены ограничители лавинного смятия. Критерий лавинного смятия (раздел 8.4.6 [24]):

$$p_{pr} = 35 \cdot \sigma_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left(\frac{\delta_2}{D}\right)^{2,5}, \quad (22)$$

$$p_e \leq \frac{p_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}}, \quad (23)$$

Давление распространения лавинному смятию по формуле 23 равно:

$$p_e = 0,1572 \text{ МПа.}$$

Из равенства (22) с учетом неравенства (23) определена критическая толщина стенки, находящаяся на границе лавинного смятия.

Таблица 4.7 – Результаты расчета на лавинное смятие

Диаметр, мм	Критическая толщина стенки δ , мм
1020	11,056

Лавинное смятие в процессе эксплуатации не наступит, если толщина стенки трубы больше критической толщины стенки, определенной из условия (23).

4.2 Определение минимально допустимого радиуса упругого изгиба

Целью расчета является определение минимально допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода при прокладке по рельефу дна траншеи, учитывая нагрузки действующие в процессе эксплуатации (давление, температура, изгиб). Расчет выполнен по критерию комбинированного нагружения согласно положениям [24] условию общей устойчивости. Данный расчет не относится к процессу укладки трубопровода на дно с трубоукладочного судна.

Таблица 4.8 – Исходные данные

Параметр	Единицы измерения	Значение
Наружный диаметр	мм	1020
Толщина стенки	мм	18
Коэффициент Пуассона	-	0,3
Коэффициент температурного расширения стали	1/°C	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Модуль упругости	МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Внутреннее давление	МПа	9,8
Перепад температур	°C	50
Минимальный предел текучести	МПа	450
Коэффициент прочности материала	-	0,96
Минимальный предел прочности	МПа	535

Таблица 4.9–Коэффициенты надежности по нагрузкам и несущей способности газопровода

Параметр	Символ	Значение
Коэффициент анизотропии	α_a	0,95
Коэффициент прочности материала	α_u	0,96
Максимальный коэффициент изготовления	α_{fab}	0,85
Значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела текучести при растяжении	$\sigma_{y,temp}$	0
Значение отклонения от нормы под влиянием температуры для предела прочности при растяжении	$\sigma_{u,temp}$	0
Коэффициент использования	η	0,8
Коэффициент безопасности	γ_{sc}	1,046
Коэффициент надежности по материалу	γ_m	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке (функциональные нагрузки)	n_f	1,1
Коэффициент условий работы (эксплуатация)	m	1,00
Коэффициент надежности по внутреннему давлению	n_p	1,05
Расчетный коэффициент	f_{np}	0,6
Расчетный коэффициент	$f_{эке}$	0,9

4.2.1 Проверка на местную потерю устойчивости по критерию комбинированного нагружения

1) Нормативный предел прочности:

$$\sigma_u = (\sigma_{пр} - \sigma_{u,temp}) \cdot a_u \cdot a_a, \quad (24)$$

2) Несущая способность по внутреннему давлению:

$$p_b = \min \left(\frac{2 \cdot \delta}{D - \delta} \cdot \sigma_y \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}, \frac{2 \cdot \delta}{D - \delta} \cdot \frac{\sigma_u}{1,15} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \right), \quad (25)$$

где \min - означает минимальное из двух значений.

3) Нормативная несущая способность по продольной силе:

$$S_p = \sigma_y \cdot (D - \delta) \cdot \delta \cdot \pi, \quad (26)$$

4) Пластический момент сопротивления:

$$M_p = \sigma_y (D - \delta)^2 \cdot \delta, \quad (27)$$

5) Параметр напряжений пластического течения, учитывающий деформационное упрочнение:

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{\sigma_u}{\sigma_y} \quad (28)$$

б) Произведем расчет необходимых параметров:

β - коэффициент, который определяется следующим выражением:

$$\beta = (0,4 + q_h) \cdot \left(60 - \frac{D_{\text{нар}}}{\delta}\right) / 45, \quad (29)$$

q_h - коэффициент, который определяется как:

$$q_h = \frac{(p - p_e) \cdot 2}{p_b \cdot \sqrt{3}}, \quad (30)$$

p_e - наружное давление воды (принято значение 0).

7) Расчетная эквивалентная продольная сила:

$$S_d = \left[p \cdot \left[\frac{\pi}{4} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2 \right] \cdot (1 - 2 \cdot \mu) \right] + \pi(D_{\text{нар}} - \delta) \cdot \delta \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta t \quad (31)$$

8) Местное испытательное давление:

$$\Delta p_d = n_p \cdot p, \quad (32)$$

9) Момент инерции сечения стальной трубы определяется по следующей формуле:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - (D - 2\delta)^4), \quad (33)$$

Радиус упругого изгиба определяется как:

$$r_{\min} = E \cdot I \cdot n_f \cdot \gamma_c \cdot \frac{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c \cdot p_b}\right)^2}}{\left[1 - \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c \cdot p_b}\right)^2 - \gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot \left(\frac{S_d \cdot n_f \cdot \gamma_c}{\alpha_c \cdot S_p}\right)^2 \right] \cdot (\alpha_c \cdot M_p)} \quad (34)$$

Таблица 4.10 – Результаты расчета минимального радиуса упругого изгиба, по критерию комбинированного нагружения

Диаметр, мм	Минимально допустимый радиус упругого изгиба, м
1020	1350

4.2.2 Определение минимально допустимого радиуса упруго изгиба из условия общей устойчивости

Общая устойчивость обеспечивается если выполняется выражение (п. 13.5 ГОСТ Р 55989-2014):

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \cdot N_{cr}, \quad (35)$$

где S – эквивалентное продольное усилие, МН;

N_{cr} – критическое продольное усилие, учитывая свойства грунта обратной засыпки, МН;

$$k_{u.b.} = 1,3.$$

1) Эквивалентное продольное усилие S , МН, определяется по формуле:

$$S = \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta T \cdot A_S + (1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot A_i \cdot \gamma_{fp} \cdot p, \quad (36)$$

где E – модуль упругости материала труб, МПа;

μ_0 – коэффициент Пуассона материала труб;

A_S – площадь поперечного сечения трубы (стали), м²;

A_i – площадь поперечного сечения трубопровода "в свету", м²;

p – рабочее давление, МПа;

γ_{fp} – коэффициент безопасности по нагрузке, принятый 1,1 согласно ГОСТ Р 55989-2014 (таблица 11).

$$S = 10,47 \text{ МПа.}$$

2) Значение критического продольного усилия вычисляют по формуле:

$$N_{cr} = 0,372 \cdot q^* \cdot \rho_0, \quad (37)$$

где q^* – предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

ρ_0 – расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

3) Расчетный радиус кривизны оси газопровода определяется по формуле:

$$\rho = \frac{S \cdot k_{u.b.}}{0,372 \cdot q^*}, \quad (38)$$

					Технологические расчеты на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

4) Предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх q^* определяется как сумма погонного веса газопровода w и предельной несущей способности грунта при выпучивании газопровода q по формуле согласно п. 13.5.6 [27].

$$q^* = w + q_s^*, \quad (39)$$

где w - погонный вес трубопровода, МН/м, определенный с учетом всех покрытий и необетонированных концов труб - 0,4 м;

q_s^* - предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода, МН/м.

$$q^* = 41,91.$$

5) Предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода q_s^* для песчаных и других несвязных грунтов вычисляется по формуле:

$$q_s^* = \gamma \cdot H \cdot D \left(1 + k_{H.S.} \cdot \frac{H}{D} \right), \quad (40)$$

где γ - расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м;

H - глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, принято 0 м;

D - диаметр наружный трубопровода, м;

$k_{H.S.}$ - коэффициент учета высоты засыпки принимается 0,1 для слабонесущих грунтов.

$$q_s^* = 38,61 \text{ кН/м.}$$

Таблица 4.11 – Результаты расчета минимального радиуса упругого изгиба с учетом общей устойчивости

Диаметр, мм	Расчетный радиус изгиба, м
1020	873

Минимальный радиус упругого изгиба для газопровода должен быть принят как максимальное из полученных значений, принимая во внимание требования/рекомендации нормативной документации (таблица 9.3 СП 86.13330.2017 [28]) и инженерную практику (радиусы упругого должны быть

5 Технологическая часть

Конструктивные решения подводного газопровода Обской губы разработаны для:

- подводной части перехода в границах протаскивания;
- береговых участков от границы участков протаскивания до границы проектирования.

Технологическая схема перехода газопровода «Газ Ямала» через Обскую губу представлена в приложении Б.

5.1 Технические решения по прокладке газопровода на береговых участках

Береговые участки характеризуются наличием многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов.

Основной задачей проектирования трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах является разработка мероприятий, обеспечивающих проектное положение подземного трубопровода в течении всего срока эксплуатации и противодействие опасным криогенным геологическим процессам, таких как термоэрозия, пучение, нивация, эоловые процессы, заболачивание. К наиболее опасным из них, способность оказать непосредственное воздействие на подземный газопровод – термоэрозия, пучение и заболачивание.

Процесс заболачивания происходит в пониженных местах местности при длительном стоянии поверхностных вод. Образование торфа связано с процессами, происходящими в растительном слое.

Основной защитой трубопровода на заболоченных будет заложение трубопровода ниже торфяного слоя в слое мерзлых грунтов, в процессе строительства и после его завершения не допускать строительство дамб,

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Технологическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			73	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

временных дорог и иных сооружений, перекрывающих естественные стоки и способствующих образованию запруд.

Термоэрозия – это сочетание теплового воздействия и воздействия от воды, приводящая к возникновению пониженных участков на поверхности земли.

Негативным последствием термоэрозии может быть образование эрозионных каналов, которые при пересечении с проектируемым газопроводом могут привести его к потере устойчивости и всплыванию.

Для уменьшения и предотвращения процессов термоэрозии предусмотрены следующие мероприятия:

- укладка трубопровода в зимний период времени;
- снятие и складирование растительного слоя со всей полосы отвода;
- восстановление растительного слоя после завершения строительства на глубину его природного залегания.

В качестве основных мероприятий по сохранению положения трубопровода на сильно- и чрезмернопучинистых грунтах могут быть использованы одни из следующие мероприятия:

- замена пучинистого грунта на непучинистый;
- установка винтовых анкеров;
- устройство разгружающих прорезей (грунтовых опор);
- применение термостабилизаторов.

Метод защиты трубопровода от воздействия пучения заменой пучинистого грунта на непучинистый был успешно использован на береговых участках Байдарацкой губы. Основным недостатком данного метода является большой объем замены грунта и, как следствие, высокая стоимость.

Установка винтовых опор для компенсации воздействия сил пучения имеет отрицательный опыт применения, приводящий к подъему трубопровода на поверхность земли.

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

Применение термостабилизаторов – очень дорогой метод и применяется в основном для защиты свайных фундаментов.

В качестве защиты от морозного пучение рассматривается метод сохранения сильно - чрезмерно пучинистого грунта в мерзлом состоянии. Для этого предусматривается теплоизоляция трубопровода с применением теплоизоляционного покрытия заводского нанесения толщиной 100 мм и устройство защитного экрана из плит Пеноплекс, расположенного как можно ближе к трубе. Защита плит пеноплекс от всплытия в теплый период времени осуществляется пригрузкой грунтом по нетканному синтетическому материалу.

В качестве теплоизоляционного материала для теплоизоляции труб OD 1020x15 мм принята теплоизоляция заводского изготовления ППУ1220-СтПЭ.

В качестве теплоизоляционного материала, предотвращающего оттаивания грунта в траншее приняты теплоизоляционные плиты из пенополистирола типа Пеноплекс: теплоизоляционная плита «Пеноплекс 45» 100x600x2400-С ТУ 5767-006- 56925804-2007.

5.1.1 Балластировка трубопровода на береговых участках

Для закрепления трубопровода на заболоченных участках и предотвращения его от всплытия применяются балластирующие устройства:

- утяжелители чугунные кольцевые по ТУ 4834-004-89632342-2012 [31] – в руслах рек, ручьев и при прокладке трубопровода в талых болотах и через озера. Под утяжелители укладывается полимерный профиль с целью предохранения изоляции трубы от повреждений.
- железобетонные утяжелители УБО-УМ по ТУ 5853-003-89632342-2009 [32] - на берегах и поймах водных преград, на перемерзающих и малых водотоках в русловой части, на участках периодического обводнения и неглубоких болотах. Защита антикоррозионного покрытия трубопровода обеспечивается защитными ковриками.

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

Ввиду транспортировки газа с положительными температурами на участке трассы газопровода от УКПГ до Обской губы при прокладке в многолетнемерзлых просадочных грунтах предусматривается устройство тепловой изоляции, которая предотвращает растепление коренного грунта.

На участке газопровода после Обской губы с отрицательной температурой газа предусматривается кольцевая тепловая изоляция газопровода в таликах рек, ручьев и водотоков для предотвращения обмерзания трубопровода и связанных с этим процессом морозного пучения. Балластирующие устройства, устанавливаемые поверх тепловой изоляции, имеют соответствующие размеры.

5.1.2 Конструкция траншеи на береговых участках

Конструкция траншеи на береговых участках западного и восточного берега Обской губы, представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Конструкция траншеи на береговых участках

Параметры траншеи	Значения
Ширина по дну, м	3.1
Минимальная глубина до дна траншеи	2.60
Величина откосов	1:0.6

Обратная засыпка траншеи предусмотрена в следующем порядке:

- выравнивающий слой, толщиной 15 см –из мягких привозных грунтов (пески, супесь) в сухомерзлом состоянии или подготовленного грунта из отвала с мерзлыми комьями, не превышающими в диаметре 5 мм;
- присыпка трубопровода из мягких привозных грунтов (пески, супесь) в сухомерзлом состоянии или подготовленного грунта из отвала с мерзлымикомьями, не превышающими в диаметре 5 мм, слоем на 20 см выше верхней образующей трубопровода с теплоизоляцией или верхней образующей трубопровода без теплоизоляции;
- оставшуюся часть траншеи – грунтом из отвала.

При монтаже трубопровода не оставлять открытой траншею более 1 рабочей смены для избежание попадания снега в траншею.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

В случае заноса траншеи снегом до ее обратной засыпки траншея должна быть полностью очищена от снега.

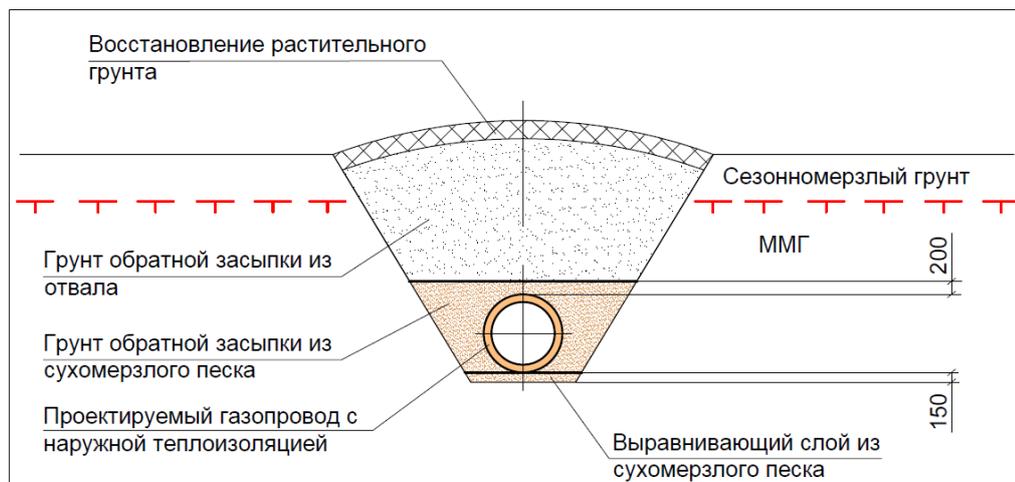


Рисунок 5.1 Конструкция береговой траншеи

Для предотвращения попадания воды в траншею со стороны Обской губы должны быть предусмотрены грунтовые перемычки из уплотненного или если имеется в наличие глинистого грунта.

5.2 Технические решения по пересечению береговой линии

Трасса подводного участка условно разделена по технологии производства строительного-монтажных работ на участки:

- Западный (Ямальский) берег;
- Восточный (Тазовский) берег;
- Глубоководный участок.

Западный берег

Западный берег – мелководный. Максимальная глубина составляет – 1,5 м, в зимний период промерзает до дна. Принимая во внимание небольшую глубину, до 1,5 м, следов воздействия стамух и торосов не наблюдается.

На данном участке за базовый вариант принят вариант укладки трубопровода со льда в зимний период. В этом случае на дно не будет оказывать влияние подледное течение от прилива/отлива.

Также укладка трубопровода со льда при полном его промерзании безопасна для работы строительной техники, т.к. нагрузка от веса строительных машин через лед передается непосредственно на грунт.

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

Глубина заложения трубопровода принята – 1 м от линии предельного размыва на конец срока эксплуатации газопровода до верха бетонного покрытия.

Принимая во внимание глубину траншеи, более 3 м, что приводит к большим откосам при разработке мелкого песка при наличии обводненности для предотвращения уноса грунта из-под льда и возможности работать тяжелой строительной техникой вблизи майны предусматривается устройство шпунтовой стенки с 2-ух или с 1-ой стороны майны.

Конструкция траншеи принята аналогично траншеи на береговом участке в соответствии с требованиями п.9.1.3 [12] и таблицы 15.1 [28]:

- ширина траншеи: 1,8 м,
- откосы – 1:3.

Непосредственно близко к проектируемому трубопроводу в процессе укладки будет находиться льдистый мерзлый суглинок. Для предотвращения неконтролируемой осадки на мелководном участке предусмотрены следующие варианты (таблица 5.2):

- вариант 1 – использование обетонированной и теплоизолированной трубы;
- вариант 2 – замена грунта с устройством каменных опор (замена на щебень) СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» [33].

Альтернативным вариантом укладки трубопровода является вариант укладки трубопровода в зимний период с насыпной дамбы методом послойной отсыпки песка с намораживанием. Песок насыпается послойно с намораживанием. Равнение слоев выполняется бульдозером, уплотнение грунта осуществляется виброкатком. Разработка траншеи аналогично базовому варианту.

Таблица 5.2 – Конструкция траншеи на береговых участках

Способ предотвращения просадки	Достоинства	Недостатки
Использование обетонированной и теплоизолированной трубы	После разработки траншеи трубопровод с теплоизоляцией и обетонированием укладывается в траншею без дополнительных мероприятий	В случае повреждения защитного слоя на торцах трубы и попадании воды в слой жесткого пенополиуретана наблюдается обратный эффект теплоизоляции, а именно, увеличение теплоотдачи в грунт
Замена грунта с устройством каменных опор	Основание из щебня – малосжимаемо и стабильно на всем протяжении эксплуатации трубопровода	Температура щебня не должна превышать 0°С на протяжении всей эксплуатации

Восточный берег

Глубина моря составляет от 5,5 м до 0 м. Участки трассы трубопровода в местах пересечения береговой линии сложены песчаными грунтами. Принимая во внимание наличие песчаных грунтов, имеющих низкие неразмывающие скорости, с целью избежания разработки значительного объема грунта предусмотрено устройство временного коффердама на участке наиболее интенсивного наноса грунта.

С целью предотвращения значительного объема работ в месте пересечения береговой линии предусмотрено строительство временного коффердама на период протаскивания трубопровода.

Конструкция коффердама состоит из следующих элементов:

- боковые стенки;
- фронтальные волноотбойные стенки;
- верхний пояс жесткости;
- насыпные дамбы вдоль боковых стенок.

Альтернативный вариант

В качестве альтернативного варианта пересечения береговой линии на восточном берегу рассмотрен вариант наклонно-направленного бурения (ННБ) согласно Ведомственных норм ПАО «Газпром» «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» [34].

Машины и механизмы:

- буровая установка с тяговым усилием 400 тн;
- Pipe Truster (проталкиватель);
- Лебедка.

Выполнить переход ННБ бурением 2 скважин: риски – устойчивость стенок скважины и грифоны в слабосвязанных (песчаных) грунтах, наличие многолетнемерзлых грунтов. Сдерживающим фактором данного варианта является необходимость устройства приемного, стартового котлованов и подъездной дороги.

Выполнить переход ННБ бурением 1 скважины: риски – предельная длина перехода для технологии ННБ (суша-море), устойчивость стенок скважины и грифоны в слабосвязанных (песчаных) грунтах, наличие многолетнемерзлых грунтов.

Ввиду отсутствия данных по физико-механическим свойствам многолетнемерзлых грунтов на данной стадии вариант пересечения береговой линии методом ННБ может быть проработан после получения данных инженерных изыскания на следующих стадиях.

5.3 Основная часть подводного трубопровода в акватории Обской губы

Основными техническими решениями для основной части подводного перехода в акватории Обской губы являются:

- определение минимального заглубления трубопровода в грунт и расчет конструкции траншеи;
- требования к грунтам обратной засыпки;
- дополнительные мероприятия по стабилизации трубопровода в траншее.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Подготовка дна выполняется непосредственно перед укладкой подводного трубопровода и заключается в:

1. Обследовании строительной полосы отвода с привлечением специального судна с эхолотом;
2. Подъем посторонних предметов с морского дна, если в процессе обследования они будут обнаружены;
3. Планировку дна в местах, где глубина воды недостаточная для безопасной работы землеройных судов, ТУС и судов обслуживания.

Обследование дна трассы подводного перехода

Обследование дна трассы подводного перехода будет осуществляться специализированным судном с эхолотом. Основной задачей этого судна является обнаружение предметов, грузов, способных затруднить производство земляных работ, монтаж подводного трубопровода.

До начала производства работ все обнаруженные предметы на морском дне должны быть удалены с помощью судна с крановым оборудованием и шаланды за пределы строительной полосы.

Ширина строительной полосы с учетом небольшой глубины подводного перехода, укладки только одной нитки, необходимостью разработки проходных каналов принята равной 100 м (по 50 м в обе стороны от оси трубопровода).

Планировка дна подводного перехода

Планировка дна подводного перехода заключается в решение ряда последовательных задач, а именно:

- анализ флота строительных потоков с целью определения судна с максимальной осадкой, который будет расчетным для оценки необходимости планировки дна подводного перехода;
- расчет навигационной глубины для безопасной эксплуатации расчетного судна;
- анализ морского дна на предмет необходимости разработки проходных каналов.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

5.3.1 Конструкция подводной траншеи

Особенностью подводных траншей постоянное воздействие на подводную траншею с момента ее образования сил подводного течения, то есть, траншея будет заноситься донными осадками. После засыпки траншеи ее поверхность может быть подвержена воздействию от движения торосов, оставляющее глубокие борозды на дне.

Глубина траншеи принята с учетом воздействия торосов на морское дно. Величина заглубления подводного трубопровода в донный грунт H , м на трассе (участке трассы) с выявленными признаками ледовой экзарации должна быть не менее величины, определенной по формуле НД № 2-020301-005 «Российский морской регистр. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов» [35]:

Максимальное расчетное значение глубины ледовой экзарации составляет 2,33 м. Коэффициент запаса, учитывающий класс трубопровода, согласно НД № 2- 020301-005, для трубопроводов L , L_1 (базовый уровень надежности, повышенный эксплуатационный уровень надежности) равен 1.

Расчетная глубина заглубления трубопровода до верха трубы:

$$H=2,33+1\cdot 1=3,33 \text{ м.}$$

Ширину траншеи определим по методике ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы» [36] в зависимости от диаметра забалластированного трубопровода по формуле:

$$B = D_H + \sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_T^2} + \Delta_3 \quad (50)$$

где D_H – наружный диаметр трубопровода с балластным покрытием, м;
 Δ_p – запас, учитывающий допускаемые отклонения по ширине траншеи (по обе стороны от оси) в процессе ее разработки, м;
 Δ_T – запас, учитывающий отклонения продольной оси трубопровода от проектной оси траншеи (в обе стороны) при укладке трубопровода, м;
 Δ_3 – запас на заносимость траншеи донными наносами со стороны ее верхнего откоса, м.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть				83

Отсыпка каменных перемычек

После завершения укладки трубопровода и до окончательной засыпки траншеи производится устройство каменных перемычек для стабилизации трубопровода на дне траншеи во время обратной засыпки от возможного разжижения грунта обратной засыпки и волнового воздействия во время шторма. Засыпка производится привозным щебнем в соответствии с объемами работ.

Отсыпка каменных перемычек на глубоководных участках будет осуществляться привозным щебнем.

Конструкция каменных перемычек и шаг расстановки

Шаг расстановки каменных перемычек рассчитан из условия обеспечения устойчивости трубопровода от всплытия и предотвращения образования прогибов трубопровода между грунтовыми перемычками.

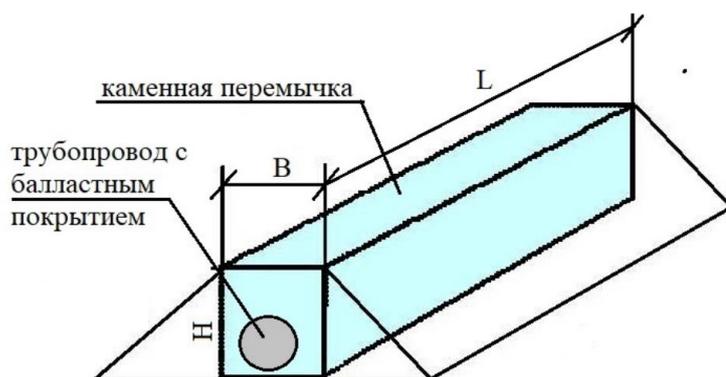


Рисунок 5.3 Конструкция каменной перемычки

Принимая во внимание небольшой температурных перепад между температурой укладки и эксплуатации трубопровода, практически равное морское дно при расчете шага расстановки каменных перемычек приняты следующие допущения:

- пренебрегаем температурной нагрузкой, температурный перепад принимаем стремящимся к нулю;
- плотность газа в трубопроводе принимается постоянной вдоль всего подводного трубопровода;
- разжижение грунта происходит с одинаковой плотностью равномерно.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть				

В качестве расчетной каменной перемычки приняты размеры перемычек: ширина по верху $B=1,5$ м, длина по верху $L=35$ м, откосы 1:1,1, высота 2,1 м. Шаг расстановки каменных перемычек составит– 270 м.

Каменный материал для отсыпки каменных перемычек должен быть получен из плотных горных пород. Одним из основных требований, предъявляемых к каменным материалам, не изменять свои физико-механические свойства в течение периода стабилизации грунта обратной засыпки в траншее, который для подводной части может достигать 10 лет. В качестве каменного материала используем щебень фр.40- 70 мм.

Доставка на объект с места погрузки осуществляется шаландами. Один из вариантов отсыпки – это использование сбросной трубой или с помощью экскаватора, установленного на шаланде.



Рисунок 5.4 Пример использования грунтоотвозной шаланды с экскаваторами

В связи с тем, что потери грунта происходят на каждом этапе земляных работ (заборе грунта из траншеи, транспортировки к месту складирования, разгрузки грунта во временный отвал, хранение, заборе из временного отвала, транспортировки к месту отсыпки в траншею, отсыпка в траншею) предусмотрен забор дополнительного грунта.

В качестве грунта обратной засыпки может быть применен песок гравелистый, крупный или среднезернистый в соответствии с ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» [38], либо песок повышенной крупности, крупный с требованием к песку в соответствии с ГОСТ 8736-2014 [39].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

5.3.2 Разработка грунта

Разработка грунта на переходе через Обскую губу может осуществляться с привлечением следующих типов землеройной техники: одночерпаковый штанговый земснаряд (ОШЗ), самоотвозной земснаряд (СТРЗ) и фрезерный земснаряд (ФЗ).

1. ОШЗ относится к земснарядам общего типа, осуществляющим выемку грунта механическим способом. Главным элементом судна является установленный на понтоне гидравлический экскаватор, выполняющий землечерпательные работы. ОШЗ оснащен 3 сваями.

Принцип работы ОШЗ заключается в том, что судно с помощью буксира перемещается на соответствующее место и фиксируется на нем 3 сваями. Перед тем как опустить сваи определяется с помощью системы позиционирования GPS определяется точное местоположение судна. После чего начинаются землечерпательные работы.



Рисунок 5.5 Принцип работы ОШЗ

2. СТРЗ – это самоходное морское судно, оборудованное одной или двумя всасывающими трубами, которые передвигаются вслед за судном по морскому дну.

На нижнем конце всасывающей трубы находится грунтозаборное устройство, сконструированное таким образом, чтобы во время дноуглубления проходило максимально возможное количество грунта с морского дна.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89



Рисунок 5.6 Принцип работы СТРЗ

Всасывание грунта обеспечивается насосом. Во время дноуглубительных работ судно перемещается с низкой скоростью, протаскивая грунтозаборные устройства по дну моря. Скорость перемещения зависит от характеристик извлекаемого грунта.

3. ФЗ является наиболее часто используемым землечерпательным оборудованием. ФЗ можно применять при работе на песках, плотных глинах и твердыми породами.

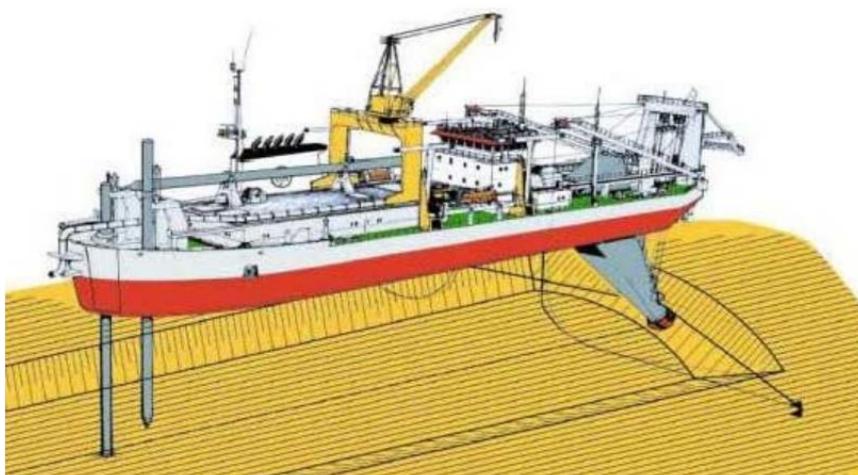


Рисунок 5.7 Принцип работы ФЗ

Вращающийся фрезерный рыхлитель грунтозаборного устройства сначала срезает и разрабатывает изымаемые породы в состояние, пригодное для их подъема гидравлическими устройствами. Отделившийся материал

поступает в грунтоприемник, проходит по всасывающей трубе и насосу в пульпопровод.

Земснаряд работает по принципу вращения вокруг центральной рабочей сваи при использовании швартовых. Поочередно натягивая швартовые разных бортов, земснаряд вычищает арку среза и затем продвигается вперед по направлению хода работ, посредством движения свайно-передвижного устройства, в котором находится основная свая.

5.3.3 Укладка трубопровода

С учетом глубины прокладки подводного трубопровода целесообразно применить S-метод с ТУС.

Сварка подводного трубопровода в нитку осуществляется на ТУС, а укладка производится с ТУС на дно с помощью стингера. По мере наращивания трубопровода ТУС перемещается вперед, а трубопровод сходит с нижнего конца стингера на дно.

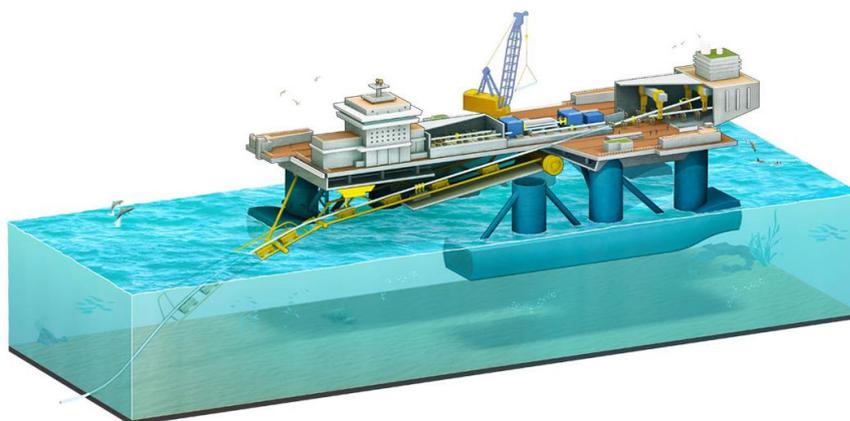


Рисунок 5.8 Укладка трубопровода S-методом с ТУС

Контроль напряженно-деформированного состояния трубопровода над провисающим участком между стингером и морским дном осуществляется путем создания продольного растягивающего усилия с помощью натяжителя, величина которого зависит от глубины укладки, массы и жесткости трубопровода.

После полной готовности каждого стыка ТУС продвигается вперед на расстояние равное длине одной секции.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Контроль качества сварных стыков

Сварка по основной линии на судне производится с помощью механизированной сварочной системы. Система полностью автоматизирована и требует вмешательства оператора только для контроля параметров сварки. Соответствие всех параметров обеспечивает высокое качество сварного шва.

Процедура сварки и квалификация сварщиков будет осуществляться до мобилизации судна для морских монтажных работ. Квалификация должна быть выполнена на подобранной береговой базе. Квалифицированные сварщики, операторы неразрушающего контроля и супервайзеры будут мобилизованы для выполнения работ.

Сварка трубопроводов производится на судне с помощью механизированной сварочной системы. В процессе сварочных работ сварные стыки подвергаются 100% ВИК, 100% ультразвуковому неразрушающему контролю.

Стыковку участка протаскивания с сухопутными участками выполнить гарантийным стыком. Гарантийное стыковое соединение должно быть подвергнуто контролю: 100% ВИК, 100% радиографическому и 100% ультразвуковому методами, при отрицательной температуре – двойному радиографическому контролю.

На береговых участках и мелководном участке при укладке трубопровода со льда кольцевые сварные стыки должны быть подвержены 100% ВИК, 100% ультразвуковому и 25% радиографическому методами.

5.4 Контроль качества производства работ

Контроль качества производства работ должен осуществляться на каждом этапе производства работ:

- после разработки траншеи;
- после укладки трубопровода в траншею;
- после устройства каменных перемычек;
- после засыпки подводной траншеи грунтом.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Контроль качества производства работ на каждом этапе осуществляется с привлечением промерочного судна. В процессе контроля качества разработки траншеи земснарядами определяется соответствии разработанной траншеи проектным решениям, а именно:

- местоположение по оси траншеи с допусками на смещение;
- конфигурацию траншеи (ширину, глубину, откосы) с допусками на разработку.

В процессе контроля качества укладки трубопровода в траншею определяется его местоположение по дну траншеи с допусками на отклонение от центра.

В процессе контроля качества отсыпки каменных перемычек контролируется конфигурация перемычек и шаг их расстановки. Обязательное требование контроля качества, чтобы отсыпанный слой щебня над трубопроводом не был меньше рассчитанного.

В процессе контроля качества обратной засыпки траншеи контролируется ее засыпка до уровня поверхности дна.

5.5 Мероприятия по берегоукреплению

Берегоукрепление входит в инженерную защиту территории строительства береговых участков подводного перехода.

на участке подводного перехода берегоукрепительные мероприятия предназначены для увеличения устойчивости участка береговой полосы к волновому и ледовому воздействию.

Предусмотрено увеличение устойчивости берегов Обской губы в створе газопровода от навалов льда и волнового воздействия каменной наброской.

Укрепление береговой линии производится методом послойного механического вдавливания камня с подсыпкой местного грунта. Для подсыпки предусмотрено использование ранее разработанного грунта с майны при разработке траншеи, западный берег и с коффердама, восточный берег.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Укрепление береговой линии должно производиться небольшими участками с последовательным наращиванием полосы крепления без технологического разрыва по разработке грунта основания и укладке камня.

Защита нитки газопровода от размывов в створе пересечения проток производится укладкой бетонных матов поверх засыпки траншеи.

В соответствии с СП 22. 13330.2011 [40] на многолетнемерзлых грунтах на береговых участках в процессе эксплуатации должна проводиться периодическая оценка состояния мерзлого грунта и осадки трубопровода.

5.6 Испытание и ввод в эксплуатацию

После завершения всего комплекса производства работ (разработка траншеи, укладка трубопровода, отсыпка перемычек, обратная засыпка) необходимо провести испытания подводного газопровода через Обскую губу.

С экономической точки зрения, целесообразно провести гидроиспытания. Для предотвращения попадания мальков рыбы из акватории Обской губы на всасывающей линии применяется рыбозащитное устройство.

Для предотвращения промерзания воды в трубопроводах в период проведения испытаний при отрицательных температурах наружного воздуха и грунта (холодный период) должен быть выполнен комплекс мероприятий.

Перечень мероприятий:

- Необходимость утепления открытых частей газопровода, оборудования и приборов при отрицательной температуре грунта;
- Для забора и вытеснения воды, применяемой при гидроиспытаниях, использовать временные трубопроводы (на водозабор и напорную линию 1500м, сбросную 300м) в теплоизоляции с греющим кабелем;
- Работы по подготовке воды к сбросу в Обскую губу, а также демонтаж амбара необходимо проводить в следующий теплый период;
- После получения окончательных изысканий рассмотреть возможность уменьшить до минимума (100-200 м) границы береговых участков, проложенных в ММГ.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

В случае невозможности уменьшения, для предотвращения замерзания воды в период испытаний, предусмотреть применение теплоизоляции участков, проложенных в ММГ. При проведении гидроиспытаний подводного перехода необходимо выполнение дополнительных мероприятий условий природоохранного законодательства, что приведет к дополнительным затратам.

Перечень рисков

- При испытании в период с отрицательными температурами произойдет замораживание воды в амбаре, что может привести к деформации амбара и утечке воды;
- В случае нарушения технологии проведения гидроиспытаний существует опасность застревания (примерзания) поршня на береговых участках и замерзание воды в подводящих трубопроводах.

На время проведения полного комплекса испытаний требуется выполнение теплоизоляции береговых участков.

Для проведения гидроиспытаний подводного перехода в качестве основных агрегатов для наполнения полости трубопровода водой и последующей опрессовки рассмотрены наиболее распространенные агрегаты:

- наполнительный агрегат АН301;
- опрессовочный агрегат ЦА-320М.

Расчет потери напора по длине трубопровода

Потери напора по длине трубопровода определяем по формуле:

$$h = \lambda \frac{L V^2}{D 2g}, \quad (54)$$

где h – потери напора, м;
 λ – коэффициент гидравлического трения;
 L – длина трубы, м;
 D – внутренний диаметр трубы, т.е. диаметр потока жидкости, м;
 V – скорость потока жидкости, м/сек.

Число Рейнольдса рассчитываем по формуле:

$$Re = \frac{VD}{\nu}, \quad (55)$$

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

5.7 Порядок контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования

Контроль за герметичностью трубопровода и оборудования МПГ осуществляется запуском диагностических снарядов с помощью узла запуска и приёма средств очистки и диагностики (СОД).

Узлы запуска и приема СОД предназначены для очистки полости трубы от внутренних отложений, воды и проведения технической диагностики газопровода, без прекращения транспортировки газа.

Для осуществления внутритрубной диагностики в начале и в конце участков диагностирования установлены камеры запуска и приема СОД. Обследование внутренней коррозии выполняется с помощью внутритрубного диагностического устройства, проверяющего внутреннюю поверхность трубопровода по всей его окружности и длине.

При проведении диагностики необходимо применять диагностические устройства, которые минимизируют риски застревания поршня:

- применить поршни с металлическими или керамическими вставками затрудняющие стирание манжет поршней;

- при пуске первого поршня, использовать специальный поршень «повышенной проходимости» с пластиной калибром 75 % и по результатам осмотра калибра убедиться в отсутствии препятствий и далее пускать манжетные поршни;

- доработать конструкцию устройств (установить дополнительные диски и манжеты).

Поршни должны комплектоваться приборами обеспечивающий возможность определения его местоположения в газопроводе в случае застревания (неприбытия в камеру приема).

Согласно [24] размер калибровочного диска должен составлять 97 % от номинального внутреннего диаметра газопровода прохождение (кривых) отводов с радиусом 5D и тройников. Как альтернативный вариант может быть использован электронный измерительный поршень.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Для контроля и анализа физико-химических показателей газа применены следующие СИ качества газа:

- поточковый газовый хроматограф (основной и дублирующий);
- анализатор точки росы по воде (основной и дублирующий);
- анализатор точки росы по углеводородам (основной и дублирующий);
- поточный анализатор концентрации кислорода (основной и дублирующий).

К мероприятиям по локализации и ликвидации последствий аварий на декларируемых объектах относятся мероприятия по предупреждению и снижению последствий возможных аварий в ходе эксплуатации опасного производственного объекта.

Основными мероприятиями при угрозе возникновения и возникновении крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий являются: - оповещение органов управления, сил ликвидации последствий аварии, персонала эксплуатирующей организации; - приведение в готовность и развёртывание органов управления и сил ликвидации последствий аварии; - обеспечение действий сил, привлекаемых к ликвидации последствий аварии; - организация взаимодействия между органами управления и силами, привлекаемыми к ликвидации аварии; - проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ.

Для предотвращения аварий предусмотрены следующие инженерно-технические и организационные мероприятия:

- герметизация технологического процесса;
- полная автоматизация технологического процесса;
- строгое соблюдение норм ведения технологического процесса;
- защита оборудования и трубопроводов от воздействия статического электричества;
- молниезащита;
- своевременный контроль и ремонт трубопроводов, арматуры;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

источниками питания, наличия площади для размещения анодного заземления и удельного электрического сопротивления грунта.

Для электрохимической защиты морского участка газопровода предусмотрена установка непосредственно на обетонированные трубы в заводских условиях расходуемых гальванических анодов браслетного типа, состоящих из двух половин полукольцевой формы. В качестве материала для анодов использован алюминий-цинкиндиевый сплав.

5.9 Техническое обслуживание и ремонтные работы

Техническое обслуживание морского участка газопровода должно включать:

- периодические осмотры и приборные обследования трассы газопровода; – внутритрубная диагностика газопровода;
- периодический контроль состояния объектов и систем газопровода;
- гидравлические испытания газопровода;
- ремонтные и ремонтно-профилактические работы, в том числе после возможного воздействия случайных и особых (аварийных) нагрузок.

Гидравлические испытания проводятся после ремонтов, переоборудования и истечения расчетного срока эксплуатации газопровода. Периодические обследования состояния объектов и систем газопровода должны проводиться в отношении:

- трассы газопровода;
- труб и их соединений;
- катодной/протекторной защиты, балластировки и изоляции;
- запорной арматуры;
- систем автоматизации и сигнализации;
- выходов газопровода на берег.

Сроки обследований могут пересматриваться на основании:

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

– прогнозируемых величин коррозионного и эрозионного износов труб и возможной деградации механических свойств материала в процессе многолетней эксплуатации;

– наличие активных литодинамических процессов морского грунта;

– наличие явлений наноса/размыва и ледовой экзарации морского грунта, в том числе в районе берегового перехода газопровода;

– изменчивость гидрометеорологических параметров акватории;

– результаты предыдущих осмотров и обследований.

В случае экстремальных природных или техногенных воздействий на подводный газопровод должны быть предусмотрены внеплановые осмотры и обследования, а также необходимый ремонт.

Для оценки технического состояния и обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации морского участка газопровода, а также для планирования технического обслуживания, периодические осмотры и обследования должны предусматривать следующие виды работ:

– общее обследование трассы подводного газопровода, в том числе определение пространственного положения газопровода и протяженности его провисающих участков;

– определение защитного слоя грунта;

– контроль состояния балластировки;

– внутритрубная диагностика и внешнее подводное обследование газопровода; – контроль состояния запорной арматуры;

– контроль состояния катодной/протекторной защиты;

– контроль работы систем автоматизации и сигнализации.

Оценка технического состояния запорной арматуры морского участка газопровода должна предусматривать:

– проверку работы дистанционных приводов;

– дефектацию фланцев и деталей крепежа;

– дефектацию корпусов арматуры;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

– дефектацию запорных и уплотнительных элементов.

Эксплуатирующая организация должна регистрировать и учитывать оформленные результаты периодических осмотров и обследований в течение всего срока эксплуатации газопровода.

Ремонтные работы на морском участке

На объект должен быть разработан технологический регламент проведения ремонтных работ. При разработке регламента необходимо учитывать требования:

- ГОСТ 54382 -2011 «Подводные трубопроводные системы» (DNV – OS – F101 Морской стандарт);
- API-1111 «Практические рекомендации. Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских газопроводов для углеводородов»;
- DNV-RP-F113 «Ремонт морских трубопроводов» [42].

Ремонт морского участка газопровода внешнего транспорта (плановый, аварийный) должен проводиться на основе результатов его обследований, выполненных в процессе эксплуатации.

По результатам обследований и дефектации должно быть осуществлено:

- уточнение местоположения дефектного участка газопровода;
- планирование мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода;
- выбор вида и способа ремонта;
- оценка технического состояния газопровода до и после ремонтных работ.

Вид и способ проведения ремонтных работ, а также инструкторско-технологическая документация, разработанная для его осуществления. Запрещается выполнение работ по выборочному ремонту дефектов, в том числе устранению недопустимых свободных пролетов

(провисаний) и оголений, без разработки соответствующей технической документации.

Текущий ремонт, как правило, выполняется совместно с техническим обслуживанием подводного газопровода. Должно быть произведено обязательное освидетельствование отремонтированных участков подводного газопровода в рамках ближайшего следующего периодического обследования.

Морской участок газопровода внешнего транспорта с дефектами или повреждениями, превышающими нормы технических требований к допустимым величинам дефектов, подлежат ремонту.

Неисправности, подлежащие обязательному ремонту, включают:

- наружные повреждения труб;
- повреждения антикоррозионного покрытия трубы, балластных покрытий/грузов;
- повреждения систем катодной или протекторной защиты;
- дефекты сварных соединений;
- деформацию и прогиб (провисания) газопровода;
- коррозионные повреждения.

К неисправностям газопровода, которые приводят к временной остановке его эксплуатации, относятся дефекты, превышающие допустимые:

- коррозионные и эрозионные повреждения (наружные и внутренние);
- трещины различного происхождения;
- повреждения от внешнего воздействия с нарушениями целостности покрытий, поверхности и геометрической формы трубы;
- недопустимое провисание газопровода;
- значительное нарушение балластного покрытия (утрата балластных грузов)

Ремонт поврежденного участка с установкой муфт и других приспособлений, и устройств, воспринимающих внутреннее давление

транспортируемой среды, может применяться после специального рассмотрения.

Ремонт трещин сваркой – не допускается.

В качестве одного из способов ремонта газопровода без его остановки возможно применение усиливающих (обжимающих) муфт, после установки и затяжки болтовых соединений, которых в газопроводе за счет создания контактного давления значительно снижается уровень кольцевых напряжений в районе дефекта, что приводит к приостановке его дальнейшего развития.

Применение усиливающих муфт для ремонта дефектов стальных газопроводов является предметом специального рассмотрения с учетом вида дефекта. Должны применяться стальные или композитные усиливающие муфты. Дефектная область должна быть перекрыта муфтой не менее чем на 150 мм до каждой ее кромки, при этом дефект газопровода (дефектная область) заполняется отверждающимся компаундом.

Для муфт, устанавливаемых в подводных условиях, должны быть применены компаунды, способные к нанесению под водой. Применение усиливающих муфт должно быть подтверждено расчетом на прочность дефектного участка газопровода с учетом действующих условий эксплуатации подводного газопровода.

Ремонт с применением усиливающих муфт. Усиливающие муфты устанавливаются на дефектный участок газопровода в целях снижения уровня кольцевых напряжений (разгрузки) стенки трубы от внутреннего давления в районе дефекта, что должно приводить к приостановке дальнейшего развития дефекта.

Усиливающие муфты устанавливаются в соответствии с технологией и документацией прошедшей экспертизу промышленной безопасности. Ремонт с применением усиливающих муфт может быть для следующих дефектов:

- механические повреждения (выбоины, задиры и т.п.) наружной поверхности трубы;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- коррозионные поражения (общий коррозионный износ, каверны, питтинги и т.п.) наружной поверхности трубы;
- коррозионные поражения (язвы, ручейковые поражения и т.п.) внутренней поверхности трубы;
- вмятины на поверхности трубы;
- расслоения в теле трубы;
- дефекты кольцевых стыков и заводских продольных швов, включая коррозионные поражения.

Максимально допустимая протяженность дефектных зон в зависимости от глубины дефектов определяется в соответствии расчетной процедурой допустимости ремонта дефектов муфтами.

Композитные усиливающие муфты

Композитные (стекло- или углепластиковые) усиливающие муфты, армированные соответствующим ровингом и формованные эпоксидными связующими, устанавливаются в соответствии с технологией и документацией, прошедшей экспертизу промышленной безопасности.

Параметры композитов должны подтверждаться по результатам испытаний на воздействие морской воды. Для выбора материалов необходимо учитывать возможные ограничения по температуре их эксплуатации.

В месте выполнения ремонта по муфтовым технологиям, должен быть установлен магнитный маркер, расположенный, как правило, перед муфтой по ходу продукта с фиксацией его GPS/ГЛОНАСС координат.

Для проведения технического обслуживания необходимо использовать специализированные суда, отвечающие требованиям технологии производства работ

Ремонт повреждений утяжеляющего покрытия

При повреждении на каком-либо участке газопровода утяжеляющего покрытия, необходимо провести соответствующее исследование, чтобы убедиться в устойчивости трубопровода. Если окажется, что устойчивость гарантировать нельзя, должен быть выполнен один из следующих видов работ:

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

размещение точечного груза, заглубление трубопровода или засыпка его дополнительным грунтом.

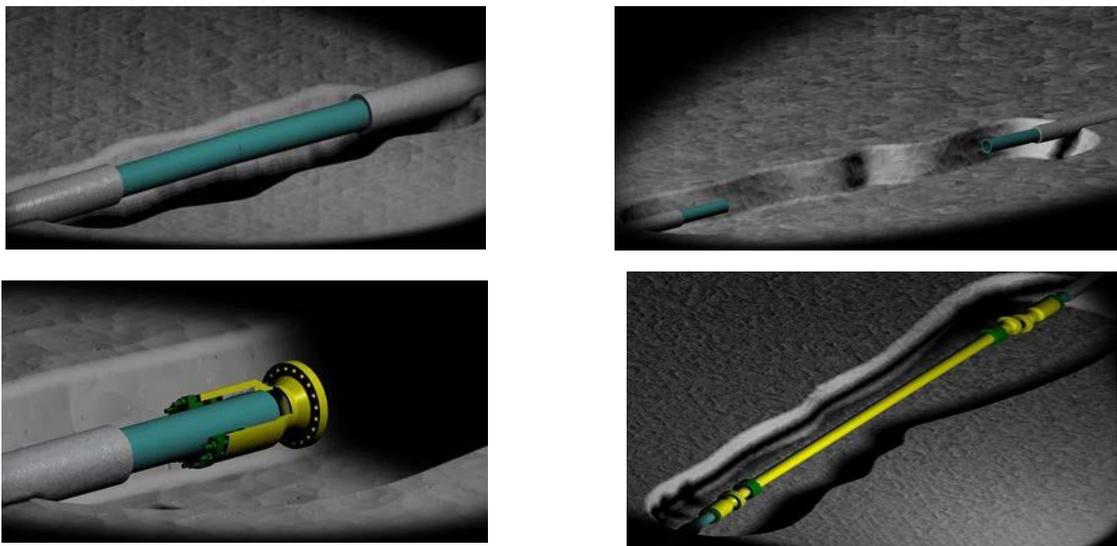


Рисунок 5.10 Последовательность операций с использованием соединительных систем

Последовательность операций:

- 1) удаление изоляции с поврежденного участка газопровода;
- 2) вырезка поврежденного участка газопровода;
- 3) установка механического соединительного устройства на концах газопровода после вырезки поврежденной секции;
- 4) монтаж катушки.

5.6 Материалы, используемые при строительстве и эксплуатации МПП

5.6.1 Антикоррозионное покрытие

В качестве материала наружного антикоррозионного покрытия береговых и подводного участков перехода через Обскую губу принято полиэтиленовое покрытие.

Толщина трехслойного полиэтиленового покрытия составляет 3,5 мм.

Технические требования к наружному антикоррозионному полиэтиленовому покрытию для труб, предназначенных для береговых и подводных участков перехода через Обскую губу, должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.3-130-2007 [43].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Допустимый диапазон температур для труб с полиэтиленовым покрытием класса 3 и 4 составляет:

- для строительно-монтажных работ: от -45 °С до +60 °С;
- при хранении труб на площадках: от -60 °С до +60 °С.

Концы труб должны быть свободны от антикоррозионного покрытия на длину 150 мм.

5.6.2 Утяжеляющие покрытия

В качестве утяжеляющего покрытия трубопровода предусмотрено сплошное обетонирование, выполненное в заводских условиях.

Утяжеляющее покрытие трубопровода представляет собой армированный бетон и наносится на всю поверхность труб за исключением концов. Плотность бетона балластного покрытия должна быть не менее 3250 кг/м³. Водопоглощение бетона по массе не должно превышать 5%. Концы труб должны быть свободны от бетона на длину 400 мм.

5.6.3 Соединительные детали

В силу специфики монтажа подводного перехода через Обскую губу с использованием ТУС подводный трубопровод укладывается из обетонированных труб непосредственно на дно без использования соединительных деталей (тройников, отводов).

Для соединения труб коротких береговых (сухопутных) трубопроводов при изменении направления газопровода предусматриваются приварные встык соединительные детали – отводы, гнутые заводского исполнения.

Отводы заводского изготовления, поставляемые на объект строительства, должны соответствовать следующим минимальным требованиям:

- радиус изгиба отводов из учета пропуска диагностических приборов принят 5DN;
- климатическое исполнение отводов УХЛ в соответствии с требованиями ГОСТ 24950-81 [44];

									Лист
									109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- толщина стенки концов отвода не должна превышать допуск по толщине стенки на сварку без использования переходных колец 2,5 мм;
- минимальная толщина стенки в месте изгиба не менее расчетной толщины за минусом допуска на изготовление.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

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

Целью данной работы является проектирование газопровода «Газ Ямала».

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Газопровод «Газ Ямала» соединяет Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение с газотранспортной магистралью «Ямбург — Тула».

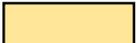
Проект «Газ Ямала» позволяет вести разработку новых месторождений на юге полуострова Ямал и объединяет их в новый перспективный кластер с потенциалом ежегодной добычи до 10 млн тонн нефти и 20 млрд м³ газа.

					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022			111	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

Целевой рынок для продукта образуют нефтегазодобывающие предприятия.

Размер компании	Деятельность компании			
	Добыча нефти	Межпромысловая перекачка, подготовка нефти	Магистральный транспорт нефти	Переработка нефти
Крупные				
Средние				
Мелкие				

Рисунок 6. Карта сегментирования рынка предприятий нефтяной отрасли:

 «Газпром нефть»  «Норд Империял»  «Транснефть»

«Газ Ямала» обеспечивает транспортировку газа в Единую систему газоснабжения России (ЕСГ).

Подключение к ЕСГ позволит продолжить эффективную эксплуатацию месторождения после 2022-2023 гг., когда добыча нефти начнет снижаться.

Также проект позволит включить в разработку до 15 месторождений на п-ве Ямал, в т.ч. расположенные поблизости Южно-Новопортовский, Суrowsый и Южно-Каменномысский участки недр.

Инфраструктура проекта обеспечит сохранение полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на уровне 95%, а также газифицировать с. Новый порт.

В рамках проекта ведется расширение установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Новопортовского НГКМ до полноценного газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

Его производительность составит 15 млрд м³/год сухого отбензиненного газа, до 1 млн т/год стабильного газового конденсата и 0,71 млн т/год широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) с возможностью увеличения.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Поскольку рынки пребывают в постоянном движении, необходимо систематически проводить анализ конкурирующих разработок, имеющих на рынке. Такой анализ может внести коррективы в исследование, чтобы продукт

был успешным, по сравнению с конкурентами. Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны разработок.

Анализ проводится с помощью оценочной карты, представленной в таблице 6.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале. Вес показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i, \quad (57)$$

где K - конкурентоспособность разработки или конкурента;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - балл i -го показателя.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		B_T	B_{TT}	B_T	B_{TT}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Производительность	0,12	5	5	0,60	0,60
2. Простота строительства	0,08	4	3	0,32	0,24
3. Простота эксплуатации	0,05	3	5	0,15	0,25
4. Безопасность	0,07	2	5	0,14	0,35
5. Район строительства	0,10	5	5	0,50	0,50
6. Надежность	0,08	3	5	0,24	0,40
7. Время строительства	0,07	4	3	0,28	0,21
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность	0,08	5	5	0,40	0,40
2. Цена	0,11	5	3	0,55	0,33
3. Перспективность использования	0,09	5	5	0,45	0,45
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	0,40	0,40
5. Срок выхода на рынок	0,07	4	4	0,28	0,28
Итого	1	50	53	4,31	4,41

где B_T – балл для транспортировки газа танкерным способом;

B_{TT} – балл для транспортировки трубопроводным транспортом.

Анализ технических решений, имеющихся на рынке, с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку эффективности продукта и определить направления для ее повышения.

Как видно из таблицы 6.1, наиболее конкурентоспособной с точки зрения экологической безопасности, надежности и эксплуатации является перекачка природного газа трубопроводным транспортом.

6.1.2 SWOT – анализ

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

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

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

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	С1. Поставка энергоресурсов высокого качества С2. Высокая надежность конструкции С3. Бесперебойность работы С4. Возможность прокладки МПГ в	Сл1. Необходимость защиты от воздействия ледовых образований Сл2. Сложная логистика доставки людей, техники, оборудования и материалов Сл3. Сезонность полевых работ

Продолжение таблицы 6.2

	любом направлении и на любые расстояния С5. Долгосрочность службы	
Возможности: В1. Эффективное освоение ресурсной базы полуострова Ямал В2. Поставка газа в ЕС В3. Развитие технологий	1. Увеличение поставок сырья высокого качества для экспорта и внутреннего рынка 2. Сокращение аварий и утечек газа 3. Полное и рациональное использование всех видов углеводородов	1. Оптимизация технологии укладки морского трубопровода на дно 2. Создание газовой инфраструктуры для транспортировки газа 3. Отбор высококвалифицированных специалистов
Угрозы: У1. Ограниченная нормативно-техническая база для прокладки МПГ в суровых климатических условиях У2. Нерентабельность проекта	1. Усовершенствование нормативных документов и разработка новых инженерных решений 2. Привлечение средств государства для реализации данного проекта	1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений 3. Замещение импорта отечественными технологиями и производством

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

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ производится в следующем установленном порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, состав которой и ее численность может варьироваться. Для каждой запланированной работы устанавливается соответствующий исполнитель.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования.

Таблица 6.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (58)$$

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

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

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (59)$$

где $T_{p\ i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$T_{к\ i} = T_{p\ i} \cdot k_{кал}, \quad (60)$$

где $T_{к\ i}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (61)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{вых}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

Все рассчитанные значения приведены в приложении В.

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

6.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

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

Расчет материальных затрат НТИ

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

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (62)$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

Таблица 6.4 – Расчет основной заработной платы

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

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (63)$$

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

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

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;
 T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;
 $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (64)$$

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

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

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;
 M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;
 k_p – районный коэффициент;
 F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (65)$$

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

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

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

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице.

Таблица 6.5 – Расчет дополнительной заработной платы

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (66)$$

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

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

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

Таблица 6.6 – Отчисления во внебюджетные фонды

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

Накладные расходы

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (67)$$

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

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

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проект

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы)

является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Таблица 6.7 – Расчет бюджета затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	31500	31500	31500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79693	96673	99573
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9563	11601	11949
4. Отчисления во внебюджетные фонды	24188	29342	30222
5. Накладные расходы	23191	27059	27719
6. Бюджет затрат НИИ	168135	196175	200963

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ составил 168135 руб.

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

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (68)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (69)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;
 a_i – весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;
 b_i – бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Таблица 6.8 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

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

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

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}}; \quad (70)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}. \quad (71)$$

Согласно расчетам, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Таблица 6.9 – Сравнительная эффективность разработки

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

7 Социальная ответственность

Объектом исследования в данной работе является трубопровод «Газ Ямала», проложенный по дну Обской губы Карского моря. Данный газопровод изготовлен из стали и проложен на морское дно с помощью ТУС.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Руководящими документами для учета требований и разработки решений по охране труда и промышленной безопасности являются:

- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» [45];
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» [46];
- ГОСТ 12.3.003-86 «Система стандартов безопасности труда. Работы электросварочные. Требования безопасности» [47];
- ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности» [48];
- ГОСТ 12.3.016-87 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности» [49];
- федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения»;
- требования нормативно-правовых и нормативно-технических актов, содержащих государственные требования охраны труда и промышленной безопасности;
- требования специальных инструкций и руководств по безопасной эксплуатации судов, оснасток и др., согласованных с соответствующими службами;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа		
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022		124	149
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022	Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А		

- инструкции заводов–изготовителей машин, оборудования, оснастки, применяемых в процессе работ.

Основные цели и задачи охраны труда и техники безопасности при строительстве подводного участка перехода:

1. Обеспечение условий безопасного труда и здоровья работников;
2. Минимизация потерь рабочего времени, связанных с производственными травмами, а также затрат, связанных с повреждением оборудования и собственности;
3. Предупреждение и исключение несчастных случаев и профессиональных заболеваний в процессе выполнения любых работ;
4. Обеспечение безопасности через постоянно действующие процессы обучения, тренинга персонала, анализ случаев несоблюдения правил охраны труда и техники безопасности, контроль за правильностью использования оборудования, индивидуальных средств защиты;
5. Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях;
6. Постоянный и непрерывный контроль за соблюдением правил и процедур по технике безопасности.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [50]:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования и средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

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

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [51].

Исходя из характера предусмотренных работ, должна быть разработана программа обеспечения техники безопасности, отвечающая требованиям действующих российских стандартов и нормативных документов, технических условий проектирования.

Кроме того, должны быть разработаны инструкции по безопасности труда по видам работ, руководства по эксплуатации отдельных агрегатов и установок, расписание по тревогам и инструкции на случай чрезвычайных ситуаций.

Работники по технике безопасности должны регулярно инспектировать места производства работ, в т.ч. морские суда. Отклонения должны устраняться ответственными лицами в соответствии с установленными сроками.

На судах должны быть организованы пункты первой медицинской помощи, укомплектованный необходимым оборудованием, персоналом и расходными материалами.

Дополнительно должна быть разработана программа мероприятий по эвакуации персонала с серьезными травмами и повреждениями.

Работодатели обязаны перед допуском работников к работе, а в дальнейшем периодически в установленные сроки и в установленном порядке проводить обучение и проверку знаний правил охраны и безопасности труда с учетом их должностных инструкций или инструкций по охране труда.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

Установление единых требований проверки знаний лиц, ответственных за обеспечение безопасности труда, осуществляется органами государственной власти в соответствии с их полномочиями.

В организации должны быть созданы условия для изучения работниками правил и инструкций по охране труда, требования которых распространяются на данный вид производственной деятельности. Комплект документов по охране и безопасности труда должен быть в каждом производственном подразделении организации и предоставляться работникам для самоподготовки.

К выполнению работ, к которым предъявляются дополнительные требования по безопасности труда, согласно законодательству, допускаются лица, не имеющие противопоказаний по возрасту и полу, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными к выполнению данных работ, прошедшие обучение безопасным методам и приемам работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда.

Весь персонал, занятый на производстве строительно-монтажных и других работ в охранных зонах, должен быть обучен методам и проинструктирован по последовательности безопасного ведения работ, ознакомлен с местонахождением трубопроводов и их сооружений, их обозначением на местности.

Лица, связанные с нахождением на объектах в акватории, должны быть обучены следующим правилам безопасности на море:

- плаванию;
- приемам оказания помощи на воде;
- правилам пользования коллективными и индивидуальными спасательными средствами;
- практическим действиям по сигналам тревоги;
- методам и приемам оказания первой доврачебной помощи на море.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

Главный инженер предприятия обязан обеспечить создание учебнотренировочных полигонов и тренажеров для обучения безопасным методам проведения газоопасных работ. Охрана труда также предполагает следующие мероприятия по обучению, и периодической проверке квалификации обслуживающего и ремонтно-технического персонала, в частности, проведение обучения персонала навыкам работы с системой телемеханики, с обслуживанием технических и программных средств системы.

7.2 Профессиональная социальная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-15 опасные и вредные факторы по природе действия подразделяются на химические, физические, биологические и психофизиологические (приложение Д) [52].

7.2.1 Вредные производственные факторы

Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне

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

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

Измерения давления следует производить одновременно во всех точках, предусмотренных схемой замеров. Продолжительность проведения работ не должна превышать 1 ч. Результаты измерений давления заносят в специальный журнал [53].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шумом является беспорядочное сочетание различных по уровню и частоте звуков. Шум на производстве создают различные механизмы и машины. Шум также может возникать при работе электромагнитных устройств, при истечении воздуха и газов, а также при движении воды и жидкости [54].

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

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

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши, противошумный шлем, наушники [55].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

При ремонте перехода газопровода через водную преграду основным опасным производственным фактором является химический – испарение, утечка вредных веществ при выбросе газа. Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для газа данный параметр составляет 300 мг/м³. Предельно допустимая концентрация содержания метана (СН₄) в воздухе рабочей зоны -7000 мг/м² [12].

Анализ воздушной среды проводится газоанализатором с периодичностью: при проведении газоопасных работ не реже чем через каждые 60 мин; при проведении огневых работ не реже чем через каждые 30 мин. Анализ воздушной среды проводится перед началом работ, после

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

окончания работ, после каждого перерыва в работе и по первому требованию работников [57].

В качестве коллективного средства защиты используются вентиляционные установки, автоматический контроль, сигнализация. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [56].

Воздействие на организм недостатка необходимого искусственного освещения рабочей зоны

Прокладку подводного МПП с ТУС выполняют только в светлое время суток. Грузовая палуба должна быть оборудована стационарным освещением. В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк [58].

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

Средства подводного освещения (СПО) должны сочетать простоту конструкции, минимально возможные габариты и массу с обеспечением необходимого доступа для осмотра и замены отдельных узлов в процессе эксплуатации. Конструкция СПО должна быть герметичной, прочной и рассчитанной на гидростатическое давление, соответствующее предельной глубине погружения с коэффициентом запаса, равным 1,5. Для защиты стационарных СПО от механических повреждений должны быть предусмотрены защитные ограждения: сетки, выгородки и другие устройства [59].

Отклонение показателей микроклимата на рабочем судне

Параметры микроклимата в рабочей зоне (на судне) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ. К категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201-250 ккал/ч

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

(233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т.п.). Следовательно, работы по прокладке МПГ с ТУС относятся к категории Пб.

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

Превышение уровня вибрации

При работе с судном вибрация соответствует транспортно-технологическая вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок.

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц, лежащая в диапазоне собственных колебаний внутренних органов человека, которая имеет предельно допустимые значения виброускорения $0,63 \text{ м/с}^2$ (116 дБ) и предельно допустимые значения виброскорости $0,013 \text{ м/с}$ (108 дБ).

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

7.2.2 Опасные производственные факторы

Механические травмы при основных видах работ

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

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				131

Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации [60].

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

При использовании машин в режимах, установленных эксплуатационной документацией, уровни шума, вибрации, запыленности, загазованности не должны превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.1.012-2004, ГОСТ 12.1.005-88 [54], [61], [56].

Ожоги при сварке

При сооружении подводных переходов МПГ широкое применение получила ручная электродуговая сварка. С увеличением глубины и давления окружающей среды устойчивость дуги не нарушается, возрастает только напряжение и увеличивается ток [62].

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

Меры безопасности при сварке:

1. Электродуговая сварка происходит при очень высокой температуре, поэтому, во избежание ожогов, не прикасаться к неостывшим деталям голыми руками;
2. Одежда во время работы обязательно должна быть сухой, иначе может произойти поражение электрическим током;
3. Для защиты глаз используют только специальной маской с фильтрующими стеклами;
4. Никогда не производить сварку рядом с местами хранения горючих веществ [62].

Поражение электрическим током

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

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				132

Основными факторами, определяющими опасность поражения электрическим током и исход поражения, являются: а) сила тока; б) продолжительность воздействия тока; в) частота тока; г) пути прохождения тока через организм; д) состояние организма [62].

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

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

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой [62].

Пожаро-и взрывоопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [63].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий жизненного цикла объектов [63].

Опасными факторами являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода [63].

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

Для извещения о пожаре должна предусматриваться: автоматическая или кнопочная электрическая пожарная сигнализация; телефонная связь [64].

7.3 Экологическая безопасность на МПГ

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

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				133

7.3.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием МПГ

Строительство, эксплуатация морских трубопроводов, а также попадания перекачиваемых продуктов в морские воды может сильно повлиять на организмы, которые там обитают. При строительстве трубопроводов изменяется рельеф дна, следственно, это влияет на живые организмы, обитающие в воде. Воздействие на морскую среду связано с временным перемещением донного грунта, с повышением мутности и осаждением изъятго грунта на дно, также при укладке трубопровода на дно происходит взмучивание [65].

Определенное увеличение фонового шума при эксплуатации трубопровода может снизить способность рыб и морских млекопитающих определять звуки и сигналы, которыми они обмениваются между собой и которые им необходимы для биоиндикации. Основным видом реакции на такие шумы обычно бывает избегание животными и рыбами привычных мест обитания на тот или иной срок [65].

7.4 Чрезвычайные ситуации на МПГ

Пожары и взрывы на МПГ

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования [55].

Взрывом является воспламенение газозвдушной смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии [66]. До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ [68]. Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны соответствовать проекту и находиться в исправном состоянии [67].

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				134

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- произведен аналитический обзор о составе работ по сооружению и эксплуатации морских трубопроводных систем;
- выделены факторы, определяющие особенности сооружения подводных газопроводов в Арктических условиях;
- решены задачи проектирования участка морского газопровода, проложенного в условиях Арктического шельфа, с обеспечением параметров надежности и устойчивости;
- разработан комплекса технологических мероприятий по прокладке выбранного участка подводного трубопровода с привязкой к конкретному району строительства

Таблица 8 – Рекомендации по прокладке газопровода «Газ Ямала»

Наименование вида работ		Описание		
Подготовительные работы		1. Обследование дна акватории подводного перехода 2. Подъем из воды обломков железобетонных конструкций, рельс, труб и прочее в условиях открытого побережья		
Работы основного периода		Глубоководный участок	Береговой участок	
		1. Разработка подводной траншеи земснарядом с фрезерным рыхлителем 2. Засыпка подводной траншеи разработанным грунтом 3. Протаскивание трубопровода в коффердаме 4. Подготовка кромок труб для сварки 5. Электродуговая сварка и монтаж одиночных труб на ТУС 6. Подготовка сварного шва, ультразвуковой контроль	Коффердам: 1. Разработка траншеи внутри коффердама экскаватором типа Komatsu PC400-7 2. Устройство каменных перемычек из щебня 3. Обратная засыпка грунтом из технологической дамбы Укладка со льда 1. Очистка льда от снега бульдозером типа Komatsu D375A 2. Очистка майны от льда экскаватором типа Komatsu PC400-7	
Разработка технических решений по сооружению подводных газопроводов в условиях Арктического шельфа				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Овчаренко Д.М.		06.06.2022
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.2022
Рук.ООП		Брусник О.В.		06.06.2022
Заключение				
			Лит.	Лист
				135
				149
Отделение нефтегазового дела гр. 2Б8А				

Продолжение таблицы 8

	<p>7. Шлифовка, пескоструйная очистка</p> <p>8. Заполнение стыков полиуретановой пеной</p> <p>9. Стыковка плетей на глубине моря с помощью ТУС</p> <p>10. Укладка трубопровода на проектные отметки</p> <p>11. Укладка трубопровода с ТУС «S» методом</p> <p>12. Балластировка чугунными утяжелителями</p>	<p>3 Разработка трашеи</p> <p>4. Устройство каменных перемычек</p> <p>5. Монтаж, контроль сварного шва, шлифовка, пескоструйная очистка</p> <p>6. Укладка обетонированного трубопровода трубоукладчиками типа Komatsu D355C-3</p>
Берегоукрепление	Послойное механическое вдавливание камня экскаватором типа Komatsu PC400-7	
Подготовка к приемосдаточным испытаниям	<p>1. Испытания на прочность и герметичность уложенного трубопровода при Рисп=1,25Рраб в течении 12 часов (гидравлическим способом)</p> <p>2. Внутритрубная диагностика газопровода</p> <p>3. Осушка полости газопровода</p> <p>4. Заполнение газопровода азотом</p>	

- [9] – Нгуен Ван Шон. Обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама. Диссертация кандидата техн. наук. - Москва, 2007. - 220 с.
- [10] – Федеральный закон № 187-ФЗ от 30.11.1995 г. «О континентальном шельфе Российской Федерации»
- [11] – Постановление Правительства РФ от 19.01.2000 г. № 44 «Об утверждении Порядка создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации»
- [12] – СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
- [13] – ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. - М: ИРЦ Газпром 1998. – 32 с.
- [14] – СНиП 2.06.01-86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования.
- [15] – СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*
- [16] – РД 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских нефтегазопроводов.
- [17] – ВСН 51-9-86 Проектирование морских подводных нефтегазопроводов.
- [18] – DNV OS-F101 «Подводные трубопроводные системы».
- [19] – BS 8010 часть 3 «Нормы практики для трубопроводов. Подводные трубопроводы: проектирование, строительство и монтаж».
- [20] – API-1111 «Проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт морских трубопроводов для углеводородов», Практические рекомендации.
- [21] – Металлические платформы для условий замерзающих морей. URL: https://studwood.net/1041570/nedvizhimost/metallicheskie_platformy_usloviy_zamerzayuschih_morey (Дата обращения: 15.02.2022).

- [22] – Т.И. Лаптева. Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – Вып. № 7 (53).
- [23] – Горяинов Ю.А., Васильев Г.Г., Федоров А.С. Морские трубопроводы: учебник. – М.: Недра, 2011. – 131 с.
- [24] – ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- [25] – СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
- [26] – Лаврентьева А.Н. Разработка методики оценки технологических рисков на стадии строительства морских трубопроводов.
- [27] – ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования.
- [28] – СП 86.13330.2017 Магистральные трубопроводы.
- [29] – DNV-RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines (Устойчивость на дне подводных трубопроводов).
- [30] – СП 14.13330-2014 Строительство в сейсмических районах.
- [31] – Утяжелители чугунные кольцевые. ТУ 4834-004-89632342-2012.
- [32] – Утяжелители сборные железобетонные охватывающего типа УБО-УМ. ТУ 5853-003-89632342-2009.
- [33] – СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах.
- [34] – Ведомственные нормы ПАО «Газпром» «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения».
- [35] – НД № 2-020301-005 Российский морской регистр. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов.
- [36] – ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
- [37] – РД 31.74.09- 96 Нормы на морские дноуглубительные работы.
- [38] – ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

- [39] – ГОСТ 8736-2014 Песок для строительных работ. Технические условия.
- [40] – СП 22. 13330.2011 Основания зданий и сооружений.
- [41] – ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- [42] – DNV-RP-F113 «Ремонт морских трубопроводов».
- [43] – СТО Газпром 2-2.3-130-2007 Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С.
- [44] – ГОСТ 24950-81 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов.
- [45] – СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»
- [46] - СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
- [47] - ГОСТ 12.3.003-86 «Система стандартов безопасности труда. Работы электросварочные. Требования безопасности».
- [48] - ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».
- [49] - ГОСТ 12.3.016-87 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».
- [50] - ГОСТ Р 54584-2011 Средства подводного освещения. Общие технические условия.
- [51] - ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
- [52] - ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
- [53] - ГОСТ Р 54382 – 2011 Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- [54] - ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
- [55] - СНиП П-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

- [56] - ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- [57] - РД-75.180.00-КТН-150-10 «Регламент по вырезке и врезке «катушек» и подключение участков магистральных нефтепроводов».
- [58] - СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
- [59] - ГОСТ Р 54584-2011 Средства подводного освещения. Общие технические условия.
- [60] - ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации
- [61] - ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Вибрационная безопасность.
- [62] - ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление».
- [63] - ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
- [64] - ППБ-79 Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий.
- [65] - ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.
- [66] - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
- [67] - СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- [68] - ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
- [69] - РД 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских нефтегазопроводов.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

Приложение В

Таблица В – Временные показатели проведения научного исследования

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы В

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

Приложение Г

Таблица Г – Временные показатели проведения научного исследования

№ раб	Содержание работ	Исполнители	T_{ki}	февр.		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
				1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1									
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	22													
3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель, дипломник	1													
4	Выбор направления исследований	Руководитель	1													
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник	1													
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник	10													
7	Компьютерное моделирование	Дипломник	7													
8	Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	Дипломник	1													
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, дипломник	1													
10	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, дипломник	1													
11	Разработка схемы прокладки подводного трубопровода	Дипломник	19													
12	Выбор и расчет конструкции	Дипломник	19													

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы Г

13	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Дипломник	1																
14	Подготовка ВКР	Дипломник	44																

Продолжение таблицы Д

		1.Ожоги при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 5264-80
		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.011-89
		3. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.011-78
Изоляционноукладочные работы: 1.Укладка трубопровода на грунт и защита от внешнего воздействия	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.0.002- 2014
	2.Повышенный Уровень шума		ГОСТ 12.1.003– 2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ СНиП П-12-77
	3.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88
	4. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566- 96
		1.Механические травмы;	ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
		2.Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.011-89
		3.Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.011-78