

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 (бакалавриат) 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
«Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды»

УДК 622.692.4(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Вельш Роберт Витальевич		08.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		08.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына З.В.	к.т.н, доцент		23.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		30.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		08.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению **21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по</i>

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Вельшу Роберту Витальевичу

Тема работы:

«Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды»

Утверждена приказом директора (дата, номер) 14.02.2022 г. № 45-46/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 08.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – технологические и конструктивные решения линейного объекта. Предмет исследования – промышленный трубопровод в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами. Методы исследования – анализ, синтез, классификация, сравнение.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград; выполнить типовые расчеты проектирования согласно нормативной

	документации; представить обобщенную модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.
Перечень графического материала	Технологическая схема
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына 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	10.01.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		10.01.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Вельш Роберт Витальевич		10.01.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Вельшу Роберту Витальевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Вельш Роберт Витальевич		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Б	ФИО Вельшу Роберту Витальевичу
-----------------------	--

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

Тема ВКР:

Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: технологические и конструктивные решения линейного объекта. Область применения: промышленные трубопроводы. Рабочая зона: полевые условия. Климатическая зона: местность, приравненная к районам Крайнего Севера, климатический подрайон I В. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: резервуар – 1 шт, промышленный трубопровод – 1 шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: рабочая зона оператора товарного.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора товарного: 1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. и др.</p>
2. Производственная безопасность	<p>Проанализировать потенциально возможные вредные и опасные факторы, действующие на оператора товарного: - Повышенный уровень вибрации - Недостаток освещения - Движущиеся механизмы и их части - Работа на высоте - Неблагоприятные климатические условия</p>
3. Экологическая безопасность	<p>анализ воздействия объекта на литосферу: бытовые отходы, шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал; атмосферу: выбросы углеводородов C₁-C₁₀, гидросферу: шламодержащие стоки производственных сточных вод; решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения: взрыв, пожар, загрязнение территории, распространение токсических продуктов горения в атмосфере; выбор наиболее типичной ЧС: возникновение пожара в помещении; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Вельш Роберт Витальевич		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 (бакалавриат) 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 слушателем выполненной работы:	08.06.2022
---	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.01.2022	<i>Введение</i>	5
28.01.2022	<i>Обзор литературы</i>	15
10.02.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	2
20.02.2022	<i>Проведение теоретического обзора</i>	8
26.02.2022	<i>Общие сведения по естественным и искусственным преградам</i>	9
10.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
20.03.2022	<i>Проектные решения по прокладке нефтепровода</i>	15
10.04.2022	<i>Проектные решения по прокладке водовода</i>	8
25.05.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
25.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	9
01.06.2022	<i>Заключение</i>	6
10.06.2022	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		10.01.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		10.01.2022

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями (таблица 1).

Таблица 1 – Термины и определения по ГОСТ Р 55990-2014

Термин	Определение
1	2
Арматура запорная	Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью [ГОСТ Р 52720-2007].
Балластировка трубопровода	Установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы.
Водная преграда	Естественное или искусственное водное препятствие (река, озеро, пролив, лиман, канал, водохранилище и т.п.).
Воздействие	Явление, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния строительных конструкций и (или) основания здания или сооружения.
Естественные и искусственные препятствия	Реки, ручьи, озера, пруды, протоки и болота, овраги, балки; водохранилища, каналы, железные и автомобильные дороги, пересекаемые трубопроводом.
Заглубление трубопровода	Расстояние от верха трубы до поверхности земли.
Защитное покрытие	Совокупность изоляционных материалов, нанесенных на поверхность металла для защиты от коррозии.
Защитный кожух (кожух)	Конструкция из трубы диаметра большего, чем основной диаметр трубопровода, предназначенная для восприятия внешних нагрузок и предохраняющая от выброса транспортируемого вещества на пересечениях искусственных и естественных препятствий.
Испытание на прочность	Испытание трубопроводов (труб, арматуры, соединительных деталей, узлов и оборудования) внутренним давлением, превышающим рабочее давление, устанавливаемое проектом, с целью подтверждения возможности эксплуатации объекта при рабочем давлении.
Категория участка трубопровода	Характеристика опасности участка трубопровода, классифицируемая в зависимости от показателей опасности транспортируемого продукта, технических характеристик трубопровода, антропогенной активности вблизи трубопровода и иных факторов риска.
Номинальный диаметр DN	Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры [ГОСТ Р 52720-2007].

					Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		
Разраб.	Вельш Р.В.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Беляев Д.В.					1	95
Консульт.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

1	2
Нормативный предел прочности (нормативное временное сопротивление) материала труб	Минимальное гарантированное значение предела прочности (временного сопротивления) материала, определенное в стандартах, технических условиях и спецификациях на трубы.
Нормативный предел текучести материала труб	Минимальное гарантированное значение предела текучести материала, определенное в стандартах, технических условиях и спецификациях на трубы.
Общий коридор	Система трубопроводов, размещенных параллельно по одной трассе и предназначенных для транспортирования различных продуктов на территории месторождения.
Ответвление	Трубопровод, примыкающий к основному трубопроводу посредством тройникового соединения и предназначенный для отвода части транспортируемого продукта в сторону от основного направления.
Переход трубопровода	Участок трубопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствиями, отличный по конструктивному исполнению от прилегающих участков трубопровода.
Соединительные детали трубопроводов	Элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра и др. (отводы, тройники, переходы и др.).
Средство балластировки трубопровода	Конструкция, обеспечивающая за счет балластирующей или удерживающей способности устойчивость положения подземного трубопровода, прокладываемого в обводненной и заболоченной местностях, на переходах через болота различных типов и водные преграды.
Трасса трубопровода	Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.
Трубопровод промысловый	Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.
Участки трубопровода примыкающие	Участки трубопровода, примыкающие к переходам через железные и автомобильные дороги и находящиеся в пределах минимальных расстояний, испытываемые на прочность на втором этапе испытаний в три этапа совместно с переходами.
Участок трубопровода	Часть трубопровода, характеризующаяся постоянностью конструкции и природных условий.

Условные обозначения, используемые в работе:

Таблица 2 – Условные обозначения

Параметр	Обозначение	Ед. изм.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Диаметр наружный ТП	D	мм
Диаметр изолированного ТП (ЗК)	D_{ins}, D_{lin}	мм
Толщина стенки ТП	t	мм
Толщина слоя изоляции (ЗК)	t_{ins}	мм
Протяженность	L	м
Рабочее давление	P	МПа
Глубина заложения	h	м
Угол пересечения	β	°
Площадь поперечного сечения трубы (стали) (ЗК)	A	м ²
Коэффициент запаса устойчивости положения ТП (ЗК)	$k_{n.f}$	-
Плотность изоляционного покрытия	γ_{ins}	кг/м ³
Плотность воды, с учетом растворенных в ней солей	γ_w	кг/м ³
Ускорение свободного падения	g	м/с ²
Коэффициент надежности по нагрузке	n_{bal}	-
Вес груза (комплект)	M_{bal}	кг
Суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вверх	Q_{act}	Н/м
Суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вниз, включая собственный вес трубы и вес изоляционного покрытия	Q_{pas}	Н/м
Собственный вес трубы	q_{wgt}	Н/м
Вес изоляционного (противокоррозионного) покрытия	q_{ins}	Н/м
Выталкивающая сила воды для полностью погруженного в воду ТП при отсутствии течения воды	q_w	Н/м
Интенсивность балластировки (вес на воздухе)	q_{bal}^n	Н/м
Максимальный шаг расстановки утяжелителей	l_{max}	м
Шаг расстановки утяжелителей	l	м
Временное сопротивление разрыву	σ_u	МПа
Предел текучести	σ_y	МПа
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_{fp}	-
Коэффициент условий работы ТП	γ_d	-
Коэффициент надежности по материалу по прочности	γ_{tu}	-
Коэффициент надежности по материалу по текучести	γ_{ty}	-
Коэффициент надежности по ответственности ТП	γ_n	-
Модуль упругости	E	МПа
Коэффициент Пуассона	μ	-
Коэффициент линейного расширения	α	град ⁻¹

1	2	3
Температурный перепад	ΔT	°С
Радиус упругого изгиба	R	м
Коэффициент для проверки продольных напряжений	f_i	-
Коэффициент для проверки эквивалентных напряжений	f_{eq}	-
Наружный диаметр ТП	D	мм
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности	R_u	МПа
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести	R_y	МПа
Толщина стенки, по пределу прочности	t_u	мм
Толщина стенки, по пределу текучести	t_y	мм
Расчетная толщина стенки	t_d	мм
Номинальная (принятая) толщина стенки	t_n	мм
Кольцевые напряжения от внутреннего давления	σ_h	МПа
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений	σ_l	МПа
Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса	σ_{eq}	МПа
Временное сопротивление	σ_B	МПа
Предел текучести	$\sigma_{0,5}$	МПа
Относительное удлинение	δ_5	%
Минимальное значение ударной вязкости	KCV ⁻²⁰	Дж/см ²
Минимальное значение ударной вязкости	KCU	Дж/см ²
Критическая толщина стенки	$t_{отб}$	мм
Разница между критической и фактической толщинами стенки	Δt	мм

Принятые сокращения:**ВВД** – высоконапорный водовод**ГВВ** - горизонт высоких вод**ГНБ** - горизонтально-направленное бурение**ГП** – газопровод**ЗК** – защитный кожух**ЕИП** – естественные и искусственные преграды**НГС** – нефтегазосборные сети**НП** – нефтепровод**НУЭ** - нормальные условия эксплуатации**ППР** – предельный профиль размыва русла реки

						Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СДТ - соединительные детали трубопроводов
ТП – трубопровод
ТУ - технические условия
ТУМ - термоусаживающиеся манжеты
ТТУ – типовые технические условия Заказчика
УЗА – узел запорной арматуры
ПШ - тройник штампованный
ТШС - тройник штампосварной
УПСВ - установка предварительного сброса воды
ФК – футеровочный комплект
ФХС – физико-химические свойства
ГБ – метод горизонтального бурения
ГНБ – метод горизонтально-направленного бурения
а/д – автомобильная дорога
ж/д – железная дорога

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
2. Приказ Ростехнадзора ФНП в области промышленной безопасности №534 от 15.12.2020 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"»
3. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование
4. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1)

						Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страниц текстовой части, 13 рисунков, 64 таблиц, 28 источник цитируемой литературы.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, естественные преграды, искусственные преграды, технологические решения, проектирование.

Объект исследования: технологические и конструктивные решения линейного объекта. Предмет исследования: промышленный трубопровод в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

Цель работы: определение проектных решений прокладки промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

В процессе исследования проведен литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград; выполнены типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представлена обобщенная модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

В результате исследования: полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на участках пересечений с преградами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					6	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8Б		

Работа является актуальной, поскольку предложенные решения направлены на проектирование промышленных трубопроводов в условиях неблагоприятных факторов производства работ, среди которых участки трубопровода, отнесенные к средней либо высокой категории. Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода, это требует применения современных инженерных решений и технологий.

Область применения: промышленные трубопроводы.

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ABSTRACT

The final qualifying work contains 101 pages of text, 13 figures, 64 tables, 28 sources of cited literature.

Key words: field pipeline, natural barriers, artificial barriers, technological solutions, design.

Object of research: technological and constructive solutions of a linear object.
Subject of study: field pipeline in the presence of intersections with natural and artificial barriers.

Purpose of the work: determination of design solutions for laying a field pipeline in the presence of intersections with natural and artificial barriers.

In the course of the study, a literary review of the main design solutions for laying a pipeline with the intersection of natural and artificial barriers was carried out; standard design calculations were made in accordance with regulatory documentation; a generalized model of technological and design solutions for laying field pipelines in the presence of intersections with natural and artificial barriers is presented.

As a result of the study: the solutions obtained can be used as the basis for technological and design solutions when laying a field pipeline in the presence of intersections with natural and artificial barriers. The studies carried out made it possible to generalize the basic requirements for laying a pipeline at sections of intersections with obstacles.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					8	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8Б		

The work is relevant, since the proposed solutions are aimed at designing field pipelines under conditions of unfavorable factors for the production of works, including sections of the pipeline classified as medium or high category. The main difficulty in the construction of pipelines, taking into account these factors, is the need for detailed study of design solutions to ensure the stability, reliability and safety of the pipeline, this requires the use of modern engineering solutions and technologies.

Scope: field pipelines.

						Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	12
1 Общие сведения по естественным и искусственным преградам	14
1.1 Особенности проектных решений по прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград	15
1.1.1 Подводный переход трубопровода	15
1.1.2 Переходы через болото	19
1.1.3 Переходы через автомобильные дороги	20
1.2 Обеспечение эксплуатационной безопасности при пересечении естественных и искусственных преград	21
2. Характеристика объекта исследования	24
2.1. Характеристика участка строительства	24
2.2 Характеристика линейного объекта	24
3 Проектные решения по прокладке нефтегазосборного трубопровода	27
3.1 Техническая характеристика материала фасонных изделий и труб	27
3.2 Защитный кожух	28
3.3 Контроль сварных соединений	28
3.4 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии	29
3.5 Конструктивные решения при прокладке трубопровода	29
3.6 Принципиальные конструктивные решения балластировки трубопровода с применением утяжелителей	30
3.7 Испытания на прочность и герметичность	32
3.8 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот)	33
3.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом пересекаемых естественных и искусственных преград	35
3.10 Описание системы диагностики состояния трубопровода	35
3.11 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до инженерных сооружений	36
3.12 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	36

					Выбор технологического решения при проектировании промыслового трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вельш Р.В.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					10	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4 Проектные решения по прокладке высоконапорного водовода	37
4.1 Техническая характеристика материала фасонных изделий и труб	37
4.2 Защитный кожух	38
4.3 Контроль сварных соединений	38
4.4 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии	38
4.5 Конструктивные решения при прокладке трубопровода	39
4.6 Принципиальные конструктивные решения балластировки трубопровода с применением утяжелителей	39
4.7 Испытания на прочность и герметичность	41
4.8 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода	42
4.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом пересекаемых естественных и искусственных преград	46
4.10 Описание системы диагностики состояния трубопровода	46
4.11 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до инженерных сооружений	46
4.12 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	47
5 Прочностные расчеты трубопровода	48
5.1 Расчет нефтегазосборного трубопровода на прочность и устойчивость	48
5.2 Расчет срока службы нефтегазосборного трубопровода	49
5.3 Расчет высоконапорного водовода на прочность и устойчивость	50
5.4 Расчет срока службы высоконапорного водовода	52
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
7. Социальная ответственность	75
Заключение	89
Список использованной литературы	91
Приложение А – Технологическая схема НГС	94
Приложение Б – Технологическая схема ВВД	95

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. При проектировании, сооружении и эксплуатации промышленных трубопроводов особое внимание уделяется условиям неблагоприятных факторов производства работ, к числу которых относятся участки с пересечением естественных и искусственных преград. Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования. В связи с этим, тема ВКР «Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды» является актуальной.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является определение проектных решений прокладки промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. Провести литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград;
2. Выполнить типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации;
3. Представить обобщенную модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					12	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.				Группа 2Б8Б		

Объект исследования – технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Предмет исследования – промышленный трубопровод в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

Методы исследования – анализ, синтез, классификация, сравнение.

Практическая значимость – полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на участках пересечения с преградами.

Полученные результаты будут использованы при подготовке магистерской диссертации по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

						Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЕСТЕСТВЕННЫМ И ИСКУССТВЕННЫМ ПРЕГРАДАМ

При проектировании, сооружении и эксплуатации промышленных трубопроводов особое внимание уделяется условиям неблагоприятных факторов производства работ, к числу которых относятся участки с пересечением естественных и искусственных преград. Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования.

На основании СП 36.13330.2012 [7] определим переходы трубопровода (ТП), относящихся к естественным и искусственным преградам.

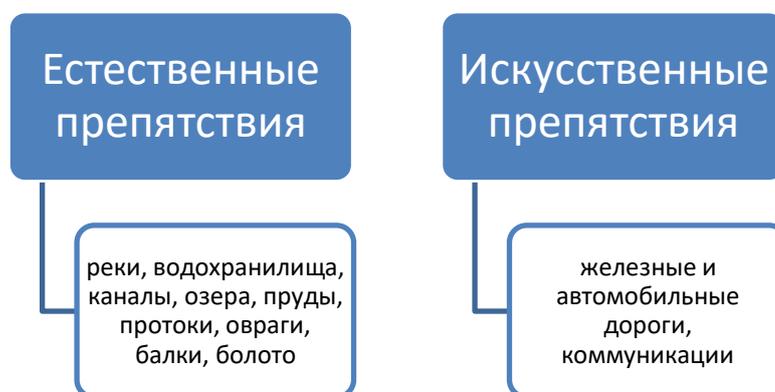


Рисунок 1 – Определение естественного и искусственного препятствия

Пересечение трубопровода с естественными и искусственными преградами (ЕИП) требует разработки технологических решений, отличных от нормальных условий прокладки ТП.

					Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вельш Р.В.			Общие сведения по естественным и искусственным преградам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					14	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1.1 Особенности проектных решений по прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград

1.1.1 Подводный переход трубопровода

Переходы ТП через водные преграды могут быть произведены тремя способами: траншейным (открытым), способом горизонтально-направленного бурения ГНБ (закрытым), надземным.



Рисунок 2 – Определение границ подводного перехода [2]

Прокладка переходов через водные преграды ТП (в русле рек и в границах зеркала озера), транспортирующих жидкость, содержащуюся в своем составе водовод и серу, осуществляется в защитном футляре (ЗК) [2].

Определим границы подводного перехода ТП для многониточных и однониточных переходов.

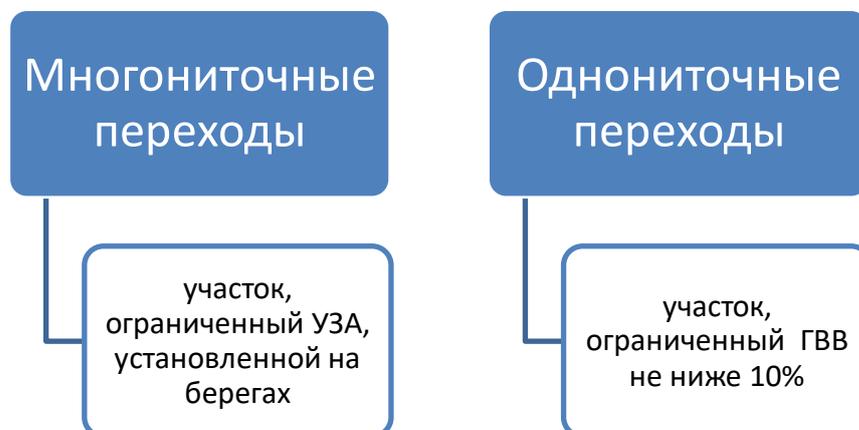


Рисунок 3 – Определение границ подводного перехода [2, 7]

Приведем особенности подводного перехода ТП по параметрам: требования по заглублению ТП и проектная отметка ТП с балластировкой.



Рисунок 4 – Заглубление трубопровода на переходе через водную преграду [2,7]

Определим минимальные расстояния между осями газопровода (ГП) (межень шириной ≥ 25 м), осями ТП (межень шириной <25 м) и расстояния для метаноопроводов и ингибиторопроводов (DN 100 включительно).



Рисунок 5 – Минимальные расстояния между осями [2]

В нормативной документации [2,7] отмечается значение горизонта высоких вод не ниже 1% и 10% обеспеченности.



Рисунок 6 – Горизонт высоких вод [2, 7]

Если результат расчета против всплытия положителен, то необходимо применение средств балластировки.



Рисунок 7 – Положительный расчет против всплытия [2]



Рисунок 8 – Характеристика траншеи [2]

						Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На рисунке 8 выше приведены условия для выбора параметров (ширина и крутизна откосов) подводной траншеи.

Профиль трассы ТП принимается с учетом:

- допустимого радиуса изгиба ТП,
- рельефа русла реки,
- ППР,
- геологического строения дна и берегов,
- нагрузки,
- способов укладки подводного трубопровода.

Кривые искусственного гнущья в русловой части применяются в особо сложных условиях (топографических и геологических).



Рисунок 9 – Решения по укреплению берегов и по предотвращению стока воды [2]



Рисунок 10 – Необходимость строительства резервной нитки [2]

1.1.2 Переходы через болото

Рассмотрим осложняющие факторы при сооружении и эксплуатации ТП при пересечении с болотом.

Таблица 3 – Осложняющие факторы

Фактор	Причина
Сезонность	Прокладка только в зимний период. В остальные сезоны – применение специальных технологий в зависимости от типа болот и характеристики труб.
Обводненность	Затруднение движения машин изоляционно-укладочной колонны (в том числе и по лежневой дороге).
Сжимаемость болотистого грунта	Изменение трубопроводом первоначального положения поперечным перемещением труб.

Способы прокладки ТП в условиях болот приведены в таблице 6.

Таблица 4 – Способы прокладки трубопровода в условиях болота

Подземная прокладка	Наземная прокладка	Надземная прокладка (на опорах)
Наибольшее применение. Допускается прокладка резервной нитки для трубопровода более 500 м на болоте II и III.	Как исключение при аргументированной обосновании	

Способы подземной прокладки ТП определяются следующими факторами: время года; степень обводнённости; метод производства работ; несущая способность грунта; оснащённость оборудованием.

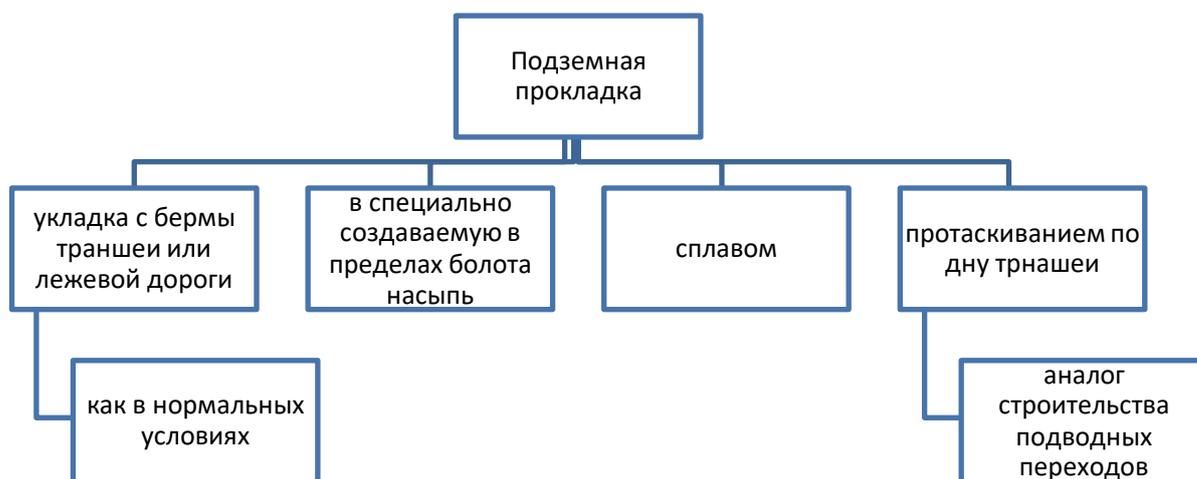


Рисунок 11 – Способы подземной прокладки

Продольная устойчивость ТП в условиях пересечения с болотом обеспечивается средствами балластировки первой и второй группы. Их выбор определяется с учетом гидрогеологических условий местности и диаметра ТП,

а также с учетом схемы прокладки (углы поворота), мощности торфяного слоя, свойств грунта, сезона производства СМР, режима эксплуатации ТП. Наибольшее распространение в условиях БОУ получили одиночные железобетонные пригрузки в условиях Западной Сибири при небольшой длине перехода, в условиях же Крайнего Севера распространены анкерные устройства при большом числе болотистых участков.



Рисунок 12 – Средства балластировки

Таблица 5 – Выбор техники в зависимости от типа болот

Болото	I тип	II тип	III тип
Экскаваторы ЭО-4121, ЭО-4123 с обратной лопатой на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах с применением перекидных сланей или щитов.	Да, в любое время года	Да, в зимних условиях	-
Болотные экскаваторы (Э-652БС, ЭО-4221, МПТ-72) или обычными экскаваторами на понтонах.	-	Да, в летних условиях (кроме сплавинных болот)	Да, в летних условиях (кроме сплавинных болот)

1.1.3 Переходы через автомобильные дороги

Угол пересечения ТП с ж/д и а/д с категорией составляет 90°, но не менее 60°. Подъездные дороги (IV, V - категорий), внутренние а/д (III-в, IV-в, III-к, IV-к) – минимальное значения угла пересечения составляет 35°.

Таблица 6 – Способы прокладки через а/д и ж/ж

Открытый (траншейный)	Метод продавливания	Метод горизонтального бурения	Микротоннелирование	Метод ГНБ
Устройство ЗК			Используются специализированные проходческие комплексы.	Протаскивание ТП в предварительно пробуренные скважины.
ЗК укладывается в траншею. Труба протаскивается через ЗК / укладка ЗК производится совместно с трубой.	Разрабатываются рабочий и приемный котлованы, используется гидродомкратная установка для продавливания ЗК и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину >0,5м от низа ЗК.	Разрабатываются рабочий и приемный котлованы, используется установка горизонтального бурения и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину >0,5м от низа ЗК, устанавливается ЗК.		

Участки трубопроводов на переходах через подъездные ж/д и а/д всех категорий могут прокладываться в защитном футляре из стальных труб с устройством теплоизоляции между ТП и ЗК на участках транспортирования продукта с положительной температурой в районах распространения ММГ. Необходимость устройства теплоизоляции должна быть обусловлена теплотехническим расчетом.

1.2 Обеспечение эксплуатационной безопасности при пересечении естественных и искусственных преград

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, в данной главе представлены общие сведения по естественным и искусственным преградам на пересечении с трубопроводом.

Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования.

Приведены особенности проектных решений по прокладке трубопровода на пересечении с естественными и искусственными преградами: переход трубопровода через водную преграду, через болото и через автомобильную дорогу.

Приведены нормативные требования для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении подземных коммуникаций, надземных коммуникаций и автомобильных дорог.

						Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Характеристика участка строительства

На территории производства работ () выделено инженерно-геологических слоя инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

Таблица 7 – Характеристика грунтов

ИГЭ	Описание
	Торф среднеразложившийся очень влажный 2 типа, , мощность от до м.
	Глина легкая пылеватая текучепластичная, , мощность от до м.
	Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный, ХХ, мощность от до м.

2.2 Характеристика линейного объекта

Проектные решения по проекту приняты по ГОСТ Р 55990-2014 [2], с учетом требований ФНП №534 [3].

В рамках проекта проектируются нефтегазосборные сети (НГС) и высоконапорный водовод (ВВД).

Характеристика проектируемого НГС приведена в таблице. Технологическая схема приведена в приложении А.

Таблица 8 – Характеристика проектируемого НГС

Наименование	Характеристика
Нефтегазосборные сети к.12 – т.вр. к.12	Диаметр и толщина – мм Протяженность – м Транспортируемая среда – нефтегазоводяная смесь Рабочее давление – МПа Узел запорной арматуры – шт.

Категория продукта – 7 (нефть с газовым фактором до 300 м³/т) в соответствии с таблицей 1 [2]. Класс НГС – III (номинальный диаметр DN100) в соответствии с п. 7.1.2 [2]. Категория НГС в зависимости от назначения – «Н1» нормальная в соответствии с таблицей 3 [2].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					24	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8Б		

Категория участков НГС определена в соответствии с таблицей 4 [2] и п. 2.5.290 ПУЭ [4] в зависимости от условий прохождения трассы приведена в таблице.

Таблица 9 – Категория участков проектируемого НГС

Наименование участков	Категория
Трубопроводы протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	С
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250м, примыкающие к ним	С
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С
Пересечения с воздушными линиями электропередачи до 330 кВ длиной по 1000 м в обе стороны от пересечения	С

С учетом п. 7.1.7 [2] категория всех проектируемых ТП принята – «С».

Предназначение проектируемого НГС – транспорт углеводородов с кустовой площадки до точки подключения с дальнейшим транспортом продукта на установку предварительного сброса воды.

Для отключения ТП во время ремонта, переключения потоков, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии установлена запорная арматура. Подключение проектируемого НГС выполнено отводом к перспективной задвижке существующего узла. Транспортирование продукта осуществляется трубопроводным способом. Режим работы – непрерывный, круглогодичный.

Характеристика проектируемого ВВД приведена в таблице. Технологическая схема приведена в приложении Б.

Таблица 10 – Характеристика проектируемого ВВД

Наименование	Характеристика
Высоконапорный водопровод т.вр. к. 12 – к. 12	Диаметр и толщина – ■■■ мм Протяженность – ■■■ м Транспортируемая среда – подтоварная вода Рабочее давление – ■■■ МПа Узел запорной арматуры – ■■■ шт.

Категория продукта – 9 в соответствии с таблицей 1 [2]. Класс ВВД – III (номинальный диаметр DN100) в соответствии с п. 7.1.2 [2]. Категория ВВД в зависимости от назначения – «С» средняя в соответствии с таблицей 3 [2]. Категория участков ВВД определена в соответствии с таблицей 4 [2] и п. 2.5.290 ПУЭ [4] в зависимости от условий прохождения трассы приведена в таблице.

Таблица 11 – Категория участков проектируемого ВВД

Наименование участков	Категория
Трубопроводы протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	С
Переходы через II и III типа	С
Переходы через автомобильные дороги IV, V категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	С
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250м, примыкающие к ним	С
Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С
Пересечения с воздушными линиями электропередачи до 330 кВ длиной по 1000 м в обе стороны от пересечения	С

Предназначение проектируемого ВВД – поддержание пластового давления. Для отключения ТП во время ремонта, переключения потоков, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии установлена запорная арматура. Транспортирование продукта осуществляется трубопроводным способом. Режим работы – непрерывный, круглогодичный.

Таким образом, в данной главе приведена характеристика объекта исследования.

Проектные решения по проекту приняты по ГОСТ Р 55990-2014 [2], с учетом требований ФНП №534 [3].

В рамках проекта проектируются нефтегазосборные сети (НГС) и высоконапорный водовод (ВВД).

3 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОКЛАДКЕ НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА

3.1 Техническая характеристика материала фасонных изделий и труб

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Проектные решения по прокладке нефтегазосборного трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					27	95
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8Б		

Таблица 12 – Техническая характеристика применимых труб

Наименование параметра		Значение
Диаметр ТП, мм		■
Толщина стенки, мм		■
Класс прочности		■
Временное сопротивление σ_B , МПа, не менее		■
Предел текучести $\sigma_{0,5}$, МПа, не менее		■
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее		■
Минимальное значение ударной вязкости, КСВ ⁻²⁰ , Дж/см ² : - основного металла сварных труб - сварное соединение труб		■
Минимальное значение ударной вязкости, КСУ, Дж/см ² :		■
Тип наружного покрытия	заводское полиэтиленовое, с температурой эксплуатации ■	
Тип внутреннего покрытия	заводское полиэтиленовое, с температурой эксплуатации ■	

3.2 Защитный кожух

В местах пересечения искусственных преград проектируемый ТП должен заключаться в защитный кожух (ЗК).

Согласно п. 10.3.6 [2] диаметр ЗК для проектируемого НГС составляет ■ мм.

Перед протаскиванием в ЗК на участок проектируемого ТП устанавливают футеровочный комплект с целью защиты изоляционного покрытия. В комплект входят: предохранительные кольца, изготавливаемые из полиэтилена (полиуретана), герметизирующие манжеты, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства и укрытие защитное манжет герметизирующих.

3.3 Контроль сварных соединений

Контроль сварных соединений ТП принят 100% визуальным и радиографическим методами. Также в соответствии с [29] предусмотрен дублирующий контроль ультразвуковым методом стыков захлестов, соединительных деталей ТП.

3.4 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии

Защита ТП, соединительных деталей, защитных футляров и сварных стыков от подземной коррозии осуществляется наружной антикоррозионной изоляцией. На трубах и соединительных деталях предусмотрена изоляция заводского исполнения, на защитных футлярах и сварных стыках – трассового. Для изоляции сварных стыков предусмотрены термоусаживающиеся манжеты в комплекте с замковыми пластинами и эпоксидным праймером.

Для защиты от внутренней коррозии предусмотрены трубы и соединительные детали с заводским внутренним антикоррозионным эпоксидным покрытием. Для защиты сварных стыков изнутри на трубах и фасонных изделиях с внутренним покрытием предусмотрены втулки, поставляемые в комплекте с герметизирующим материалом.

3.5 Конструктивные решения при прокладке трубопровода

В соответствии с п.9.3.1 [2] заглубление проектируемого НГС от поверхности земли до верхней образующей трубы составляет не менее 0,8 м.

Ширина траншеи по низу принята по величине режущей кромки экскаватора не менее 1,1 м. Крутизна откосов траншеи принята согласно СП 45.13330.2017 [5].

Согласно СН 452-73 (таблица 1) [6] ширина полосы отвода земель на период строительства составляет 20 м (расстояние от оси трубы с одной стороны – 8 м, с другой -12 м).

Охранные зоны для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения повреждений вдоль трассы ТП устанавливаются в виде участков земли, ограниченных условными линиями, находящимися в 25 м от оси ТП с каждой стороны.

						Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.6 Принципиальные конструктивные решения балластировки трубопровода с применением утяжелителей

В соответствии с требованиями п. 10.1.12 [2] на переходе ТП через обводненные участки произведен расчет на устойчивость положения ТП против всплытия.

Исходные данные для расчета необходимости балластировки приведены в таблице.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета необходимости балластировки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП (ЗК)	D		мм
Толщина стенки ТП (ЗК)	t_{nom}		мм
Толщина слоя изоляции (ЗК)	t_{ins}		мм
Диаметр изолированного ТП (ЗК)	D_{ins}, D_{lin}		мм
Площадь поперечного сечения трубы (стали) (ЗК)	A		м ²
Футеровка ТП (ЗК)	-		-
Тепловая изоляция ТП (ЗК)	-		-
Коэффициент запаса устойчивости положения ТП (ЗК)	$k_{n.f}$		-
Плотность изоляционного покрытия	γ_{ins}		кг/м ³
Плотность воды, с учетом растворенных в ней солей	γ_w		кг/м ³
Ускорение свободного падения	g		м/с ²

Устойчивость положения ТП обеспечивается в случае соблюдения неравенства [30]:

$$Q_{act} \leq \frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}, \quad (1)$$

где Q_{act} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вверх, Н;
 Q_{pas} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вниз, включая собственный вес трубы и вес изоляционного покрытия, Н;
 $k_{n.f}$ – коэффициент запаса устойчивости положения ТП.

Погонные весовые нагрузки определяются для:

а) собственного веса трубы, q_{wgt} , Н/м, по формуле:

$$q_{wgt} = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot A \cdot g. \quad (2)$$

б) веса изоляционного (противокоррозионного) покрытия, q_{ins} , Н/м, по формуле:

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{ins} = \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} \cdot (D_{ins}^2 - D^2) \cdot \gamma_{ins} \cdot g. \quad (3)$$

в) выталкивающей силы воды для полностью погруженного в воду ТП при отсутствии течения воды, q_w , Н/м, по формуле:

$$q_w = 10^{-6} \cdot \gamma_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{lin}^2}{4}. \quad (4)$$

Максимальный шаг расстановки утяжелителей рассчитывается по формуле:

$$L_{max} = \frac{g \cdot M_{bal} \cdot n_{bal}}{q_{bal}^n}, \quad (5)$$

где M_{bal} – вес груза (комплект);
 $n_{bal} = 0,9$ – коэффициент надежности по нагрузке.

Интенсивность балластировки (вес на воздухе) определяют по формуле:

$$q_{bal}^n = \frac{k_{n.f} \cdot q_w}{n_{bal}} - q_{wgt} - q_{ins}, \quad (6)$$

Таблица 14 – Результаты расчета необходимости балластировки

Диаметр и толщина стенки балластируемого ТП	q_{wgt}	q_{ins}	$q_w = Q_{act}$	УСЛОВИЕ	$\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$	q_{bal}^n	L_{max}	M_{bal}	Шаг
мм	Н/м	Н/м	Н/м	-	Н/м	Н/м	м	кг	м
Балластировка не требуется									
Футляр трубы с									
Балластировка требуется									
* через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности.									

Расчет показал, что ТП диаметром ■ имеет устойчивое положение против всплытия, балластировка не требуется. Защитный кожух диаметром ■ с проложенной в нем трубой имеет положительную плавучесть.

Для обеспечения устойчивости против всплытия предусматривается балластировка труб утяжелителями типа УБП (утяжелители железобетонные поясные).

3.7 Испытания на прочность и герметичность

Испытания на прочность и герметичность проектируемого НГС проводят гидравлическим или пневматическим способом. Выбор способа и этапности испытаний выполнен в соответствии с таблицей 21 [2].

Согласно п. 13.5 [2] участки надземной прокладки (узлы запорной арматуры), а также пересечения с подземными коммуникациями согласно п. 2 таблицы 21 [2] испытывают только гидравлическим способом.

После каждого этапа испытаний на прочность, выполняют проверку на герметичность, при снижении испытательного давления до рабочего и выдержки ТП в течение времени, необходимого для осмотра трассы.

Согласно примечания 8 таблицы 21 [2] на втором этапе трубопроводы категории С, включающие участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа. Проектируемый НГС отнесен к категории С и испытывается совместно с участками, подлежащими испытанию в два этапа, одним этапом (гидравлическим способом) с учетом малой протяженности проектируемого участка.

Участки и параметры испытаний на прочность и герметичность проектируемого НГС представлены в таблице.

Таблица 15 – Параметры испытаний на прочность и герметичность

Наименование испытаний участков ТП	Этапы испытаний	Параметры испытаний			
		на прочность		на герметичность	
		Давление испытания в верхней точке	Продолжительность, не менее ч	Давление испытания в верхней точке	Продолжительность, не менее ч
Гидравлическим способом (после укладки и засыпки)					
Узлы запорной арматуры, а также участки ТП по 250 м, примыкающие к ним	Первый этап, предварительное испытание	■	6	■	12
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации					
Испытание всего ТП	Второй этап	■	12	■	12

ТП считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность ТП не разрушился, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не были обнаружены утечки.

3.8 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот)

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

						Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом пересекаемых естественных и искусственных преград

Запорная арматура размещена на отсыпанных площадках. Высотные отметки площадок УЗА выполнены на отметках выше ГВВ 10% обеспеченности, для исключения подтопления поверхностными водами и потери устойчивости.

Таблица 18 – Перечень установленной запорной арматуры

Наименование	Кол-во, шт.	Масса ед., кг*
Узел запорной арматуры. Куст 12		
Задвижка клиновья DN ■■■, PN ■■■ МПа фланцевая	■■■	■■■
<i>* Масса указана без учета массы присоединительных фланцев и патрубков.</i>		

3.10 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Участки проектируемого НГС в соответствии с п.890 ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 №534, относящиеся к особо опасным с точки зрения экологических последствий (пересечения технологическими коммуникациями), должны быть подвергнуты предпусковой приборной диагностике. Участки ТП, где не предусмотрен проход диагностического устройства, могут быть подвергнуты диагностике методом акустической эмиссии, теледиагностике или протаскиванию диагностического устройства с помощью троса.

3.11 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до инженерных сооружений

Расстояния от проектируемого НГС до подземных (надземных) коммуникаций и автодорог приняты согласно таблиц 6, 7 ГОСТ Р 55990-2014, таблицы 2.5.40 ПУЭ-7.

						Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*Таблица 19 – Расстояние от проектируемого НГС до подземных
(надземных) коммуникаций и автодорог*

Коммуникация, сооружение	Расстояние не менее, м
Трубопровод диаметром: - до 159 мм вкл.	5
До крайнего провода при параллельной прокладке с ВЛ: - до 20 кВ	10
До заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ: - до 35 кВ	5
От подошвы насыпи автодорог групп И и Л	10

3.12 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

При пересечении проектируемых ТП с существующими подземными коммуникациями, глубина заложения принимается в зависимости от заложения последнего и расстоянием в свету не менее 0,35 м согласно п. 9.3.9 [2].

Заглубление проектируемых ТП на переходах через автодороги, в соответствии с п. 9.3.1 [2], выполнено на глубину не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей ЗК и не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей ЗК.

4 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОКЛАДКЕ ВЫСОКОНАПОРНОГО ВОДОВОДА

4.1 Техническая характеристика материала фасонных изделий и труб

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

						Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Защитный кожух

В местах пересечения искусственных преград проектируемый ВВД должен заключаться в защитный кожух (ЗК).

Согласно п. 10.3.6 [2] диаметр ЗК для проектируемого ВВД составляет ■ мм.

Перед протаскиванием в ЗК на участок проектируемого ТП устанавливают футеровочный комплект с целью защиты изоляционного покрытия. В комплект входят: предохранительные кольца, изготавливаемые из полиэтилена (полиуретана), герметизирующие манжеты, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства и укрытие защитное манжет герметизирующих.

4.3 Контроль сварных соединений

Контроль сварных соединений ТП принят 100% визуальным и радиографическим методами. Также в соответствии с [29] предусмотрен дублирующий контроль ультразвуковым методом стыков приварки арматуры и захлестов.

4.4 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии

Защита ТП, соединительных деталей, защитных футляров и сварных стыков от подземной коррозии осуществляется наружной антикоррозионной изоляцией. На трубах и соединительных деталях предусмотрена изоляция заводского исполнения, на защитных футлярах и сварных стыках – трассового. Для изоляции сварных стыков предусмотрены термоусаживающиеся манжеты в комплекте с замковыми пластинами и эпоксидным праймером.

Для защиты от внутренней коррозии предусмотрено применение ингибитора.

						Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5 Конструктивные решения при прокладке трубопровода

В соответствии с п. 9.3.2 [2] (таблица 8) заглубление проектируемого ВВД до верхней образующей трубы определяется в зависимости от грунтовых условий, плотности воды и температуры замерзания. Плотность перекачиваемого продукта 1,014 г/см³ и температура замерзания минус 0,18 С. Таким образом, глубина укладки ВВД составляет не менее 1,8 м.

Ширина траншеи по низу принята по величине режущей кромки экскаватора не менее 1,1 м. Крутизна откосов траншеи принята согласно СП 45.13330.2017 [5]. Глубина укладки ВВД – 1,8 м.

Согласно СН 452-73 (таблица 1) [6] ширина полосы отвода земель на период строительства составляет 20 м.

Охранные зоны для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения повреждений вдоль трассы ТП устанавливаются в виде участков земли, ограниченных условными линиями, находящимися в 25 м от оси ТП с каждой стороны.

4.6 Принципиальные конструктивные решения балластировки трубопровода с применением утяжелителей

В соответствии с требованиями п. 10.1.12 [2] на переходе ТП через обводненные участки, а также на участках болот, произведен расчет на устойчивость положения ТП против всплытия.

Исходные данные для расчета необходимости балластировки приведены в таблице.

Устойчивость положения ТП обеспечивается в случае соблюдения неравенства [30]:

$$Q_{act} \leq \frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}, \quad (7)$$

где Q_{act} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вверх, Н;
 Q_{pas} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вниз, включая собственный вес трубы и вес изоляционного покрытия, Н;
 $k_{n.f}$ – коэффициент запаса устойчивости положения ТП.

						Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Погонные весовые нагрузки определяются для:

а) собственного веса трубы, q_{wgt} , Н/м, по формуле:

$$q_{wgt} = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot A \cdot g. \quad (8)$$

б) веса изоляционного (противокоррозионного) покрытия, q_{ins} , Н/м, по формуле:

$$q_{ins} = \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} \cdot (D_{ins}^2 - D^2) \cdot \gamma_{ins} \cdot g. \quad (9)$$

в) выталкивающей силы воды для полностью погруженного в воду ТП при отсутствии течения воды, q_w , Н/м, по формуле:

$$q_w = 10^{-6} \cdot \gamma_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{lin}^2}{4}. \quad (10)$$

Таблица 21– Исходные данные для расчета необходимости балластировки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП (ЗК)	D		мм
Толщина стенки ТП (ЗК)	t_{nom}		мм
Толщина слоя изоляции (ЗК)	t_{ins}		мм
Диаметр изолированного ТП (ЗК)	D_{ins}, D_{lin}		мм
Площадь поперечного сечения трубы (стали) (ЗК)	A		м ²
Футеровка ТП (ЗК)	-		-
Тепловая изоляция ТП (ЗК)	-		-
Коэффициент запаса устойчивости положения ТП (ЗК)	$k_{n.f}$		-
Плотность изоляционного покрытия	γ_{ins}		кг/м ³
Плотность воды, с учетом растворенных в ней солей	γ_w		кг/м ³
Ускорение свободного падения	g		м/с ²

Максимальный шаг расстановки утяжелителей рассчитывается по формуле:

$$L_{max} = \frac{g \cdot M_{bal} \cdot n_{bal}}{q_{bal}^n}, \quad (11)$$

где M_{bal} – вес груза (комплект);

$n_{bal} = 0,9$ – коэффициент надежности по нагрузке.

Интенсивность балластировки (вес на воздухе) определяют по формуле:

$$q_{bal}^n = \frac{k_{n.f} \cdot q_w}{n_{bal}} - q_{wgt} - q_{ins}, \quad (12)$$

Таблица 22 – Результаты расчета необходимости балластировки

Диаметр и толщина стенки балластируемого ТП	q_{wgt}	q_{ins}	$q_w = Q_{act}$	Условие	$\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$	q_{bal}^n	L_{max}	M_{bal}	Шаг
мм	Н/м	Н/м	Н/м	-	Н/м	Н/м	м	кг	м
Труба ■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■
Балластировка не требуется									
Футляр с трубой ■■■*	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■
Балластировка требуется									
* через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности.									

Расчет показал, что ТП диаметром ■■■ имеет устойчивое положение против всплытия, балластировка не требуется. ЗК диаметром ■■■ с проложенной в нем трубой имеет положительную плавучесть.

Для обеспечения устойчивости против всплытия предусматривается балластировка труб утяжелителями типа УБП (утяжелители железобетонные поясные).

4.7 Испытания на прочность и герметичность

Испытания на прочность и герметичность проектируемого ВВД проводят только гидравлическим способом в соответствии с п.13.1 [2] (рабочее давление более 11,8 МПа).

Участки и параметры испытаний на прочность и герметичность проектируемого ВВД представлены в таблице.

Таблица 23 – Участки и параметры испытаний на прочность и герметичность

Наименование испытаний участков ТП	Этапы испытаний	Параметры испытаний			
		на прочность		на герметичность	
		Давление испытания в верхней точке	Продолжительность, не менее	Давление испытания в верхней точке	Продолжительность, не менее
Гидравлическим способом (после завершения СМР, проверки качества и засыпки)					
Испытание всего ТП	Основное испытание	■■■	12	■■■	12

Согласно примечания 8 таблицы 21 ГОСТ Р 55990-2014 трубопроводы категории С, включающие участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа. Проектируемый ВВД отнесен к категории С и испытывается одним этапом (гидравлическим способом).

ТП считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность ТП не разрушился, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не были обнаружены утечки.

4.8 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

						Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом пересекаемых естественных и искусственных преград

Запорная арматура размещена на отсыпанных площадках. Высотные отметки площадок УЗА выполнены на отметках выше ГВВ 10% обеспеченности, для исключения подтопления поверхностными водами и потери устойчивости.

Таблица 27 – Перечень установленной запорной арматуры

Наименование	Кол-во, шт.	Масса ед., кг*
Узел запорной арматуры. Куст 12		
Задвижка клиновья DN ■■■, PN ■■■ МПа с концами под приварку	■■■	■■■

4.10 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Участки проектируемого ВВД в соответствии с п.890 ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 №534, относящиеся к особо опасным с точки зрения экологических последствий (пересечения технологическими коммуникациями), должны быть подвергнуты предпусковой приборной диагностике. Участки ТП, где не предусмотрен проход диагностического устройства, могут быть подвергнуты диагностике методом акустической эмиссии или протаскиванию диагностического устройства с помощью троса.

4.11 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до инженерных сооружений

Расстояния от проектируемого НГС до подземных (надземных) коммуникаций и автодорог приняты согласно таблиц 6, 7 ГОСТ Р 55990-2014, таблицы 2.5.40 ПУЭ-7.

						Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*Таблица 28 – Расстояние от проектируемого НГС до подземных
(надземных) коммуникаций и автодорог*

Коммуникация, сооружение	Расстояние не менее, м
Трубопровод диаметром: - до 159 мм вкл.	5
До крайнего провода при параллельной прокладке с ВЛ: - до 20 кВ - 35 кВ	10 15
До заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ: - до 35 кВ	2
От оси проектируемого ВВД до ВЛ (при параллельной прокладке вдоль дороги)	30
От подошвы насыпи автодорог групп И и Л	10

4.12 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

При пересечении проектируемых ТП с существующими подземными коммуникациями, глубина заложения принимается в зависимости от заложения последнего и расстоянием в свету не менее 0,35 м согласно п. 9.3.9 [2].

Заглубление проектируемых ТП на переходах через автодороги, в соответствии с п. 9.3.1 [2], выполнено на глубину не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей ЗК и не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей ЗК.

5 ПРОЧНОСТНЫЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДА

5.1 Расчет нефтегазосборного трубопровода на прочность и устойчивость

Расчет проектируемого НГС на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с п. 12.2.1 [2] (как для ТП, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода).

Таблица 29 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Рабочее давление	P	■	МПа
Временное сопротивление разрыву	σ_u	■	МПа
Предел текучести	σ_y	■	МПа
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_{fp}	■	-
Коэффициент условий работы ТП	γ_d	■	-
Коэффициент надежности по материалу по прочности	γ_{mu}	■	-
Коэффициент надежности по материалу по текучести	γ_{my}	■	-
Коэффициент надежности по ответственности ТП	γ_n	■	-
Модуль упругости	E	■	МПа
Коэффициент Пуассона	μ	■	-
Коэффициент линейного расширения	α	■	град ⁻¹
Температурный перепад	ΔT	■	°С
Радиус упругого изгиба	R	■	м
Коэффициент для проверки продольных напряжений	f_i	■	-
Коэффициент для проверки эквивалентных напряжений	f_{eq}	■	-

Результаты расчета приведены в таблицах.

Таблица 30 – Результаты расчета толщины стенки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности	$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u$	■	МПа
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести	$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y$	■	МПа
Толщина стенки, по пределу прочности	$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}$	■	мм
Толщина стенки, по пределу текучести	$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$	■	мм
Расчетная толщина стенки	$t_d = \max\{t_u; t_y\}$	■	мм
Номинальная (принятая) толщина стенки	t_n	■	мм

*Таблица 31 – Результаты проверки условия прочности
для кольцевых напряжений*

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Кольцевые напряжения от внутреннего давления	$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}$	■	МПа
Условие прочности для кольцевых напряжений	$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\}$	■	МПа

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

*Таблица 32 – Результаты расчета для проверки условия прочности
для продольных и эквивалентных напряжений*

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (+)	$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T$ $\pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}$	■	МПа
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (-)		■	МПа
Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса	$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2}$	■	МПа
Условие прочности для эквивалентных напряжений	$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0$	■	МПа

Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется.

5.2 Расчет срока службы нефтегазосборного трубопровода

Согласно базы данных физико-химических свойств (ФХС), скважинная продукция месторождения обладает сильноагрессивными свойствами. За основу расчета остаточного срока службы проектируемого НГС принято значение скорости коррозии – $V = 0,5 \text{ мм/год}$. Гарантированный заводом-изготовителем срок безремонтной эксплуатации покрытия – не менее 10 лет, поэтому расчетный срок службы НГС принят равным 10 годам и остаточному ресурсу эксплуатации ТП (без изоляции) до отбраковки.

Таблица 33 – Результаты расчета срока службы

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Толщина стенки ТП	δ	■	мм
Критическая толщина стенки	$\delta_{отб}$	■	мм
Разница между критической и фактической толщинами стенки	$\Delta\delta$	■	мм
Расчетный срок службы	10 лет + $\Delta\delta/V$	■	год

При выработке нормативного (рекомендуемого) срока службы ТП, должна быть проведена экспертиза промышленной безопасности для продления срока службы эксплуатации ТП.

5.3 Расчет высоконапорного водовода на прочность и устойчивость

Расчет проектируемого ВВД на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с п. 12.2.1 [2] (как для ТП, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода).

Таблица 34 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Рабочее давление	P	■	МПа
Временное сопротивление разрыву	σ_u	■	МПа
Предел текучести	σ_y	■	МПа
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_{fp}	■	-
Коэффициент условий работы ТП	γ_d	■	-
Коэффициент надежности по материалу по прочности	γ_{mi}	■	-
Коэффициент надежности по материалу по текучести	γ_{my}	■	-
Коэффициент надежности по ответственности ТП	γ_n	■	-
Модуль упругости	E	■	МПа
Коэффициент Пуассона	μ	■	-
Коэффициент линейного расширения	α	■	град ⁻¹
Температурный перепад	ΔT	■	°С
Радиус упругого изгиба	R	■	м
Коэффициент для проверки продольных напряжений	f_i	■	-
Коэффициент для проверки эквивалентных напряжений	f_{eq}	■	-

Результаты расчета приведены в таблицах.

Таблица 35– Результаты расчета толщины стенки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности	$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u$	■	МПа
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести	$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y$	■	МПа
Толщина стенки, по пределу прочности	$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}$	■	мм
Толщина стенки, по пределу текучести	$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$	■	мм
Расчетная толщина стенки	$t_d = \max\{t_u; t_y\}$	■	мм
Номинальная (принятая) толщина стенки	t_n	■	мм

Таблица 36– Результаты проверки условия прочности для кольцевых напряжений

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Кольцевые напряжения от внутреннего давления	$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}$	■	МПа
Условие прочности для кольцевых напряжений	$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\}$	■	МПа

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

Таблица 37 – Результаты расчета для проверки условия прочности для продольных и эквивалентных напряжений

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (+)	$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - \frac{E \cdot \alpha \cdot \Delta T}{2 \cdot R} \pm$	■	МПа
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (-)		■	МПа
Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса	$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2}$	■	МПа
Условие прочности для эквивалентных напряжений	$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0$	■	МПа

Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется.

*Таблица 38 – Расчет ВВД на рабочее давление
с учетом гидравлического удара*

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Толщина стенки ТП	Δ	■	мм
Скорость жидкости в ТП	V	■	м/с
Плотность жидкости	ρ	■	кг/м ³
Рабочее давление в ТП	P	■	МПа
Скорость распространения волн давления в ТП	$c = [\frac{\rho}{K} + \rho \cdot d / (E \cdot \delta)]^{-0,5}$	■	м/с
Скачок давления при гидравлическом ударе	$\Delta p = p \cdot c \cdot \Delta v$	■	м/с
Сумма давлений	$P + \Delta p$	■	МПа
Расчетное давление	$P_{расч}$	■	МПа

Возникающее при гидравлическом ударе давление не превышает значения, на которые рассчитаны ТП.

5.4 Расчет срока службы высоконапорного водовода

Согласно базы данных физико-химических свойств (ФХС), скважинная продукция месторождения обладает сильноагрессивными свойствами. За основу расчета остаточного срока службы проектируемого ВВД принято значение скорости коррозии – $V = 0,1$ мм/год (с учетом наличия ингибирования).

Таблица 39 – Результаты расчета срока службы

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	■	мм
Толщина стенки ТП	δ	■	мм
Критическая толщина стенки	δ _{отб}	■	мм
Разница между критической и фактической толщинами стенки	Δδ	■	мм
Расчетный срок службы	$\Delta\delta/V$	■	год

При выработке нормативного (рекомендуемого) срока службы ТП, должна быть проведена экспертиза промышленной безопасности для продления срока службы эксплуатации ТП.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования.

В данном разделе рассматривается эффективность интеграции проектных решений прокладки промыслового трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

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

1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продуктом данной выпускной квалификационной работы является проект по интеграции проектных решений прокладки промыслового трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности.

Целевой рынок для продукта образуют нефтедобывающие предприятия.

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

Рисунок 1 – Карта сегментирования рынка предприятий нефтяной отрасли:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промыслового трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

 – «Транснефть»  – «Норд Империл»  – «Роснефть»

Как видно из карты сегментирования (рисунок 1) крупные компании, такие как «Роснефть», занимаются практически всей рассматриваемой деятельностью, начиная от добычи нефти и заканчивая ее переработкой (за исключением магистральной перекачки нефти, в этой нише ведут деятельность организации системы «Транснефть»). Средние же компании, ограничивают свою деятельность на добыче и подготовке нефти для сдачи в систему магистральных нефтепроводов.

Проект по интеграции проектных решений прокладки промышленного трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности может быть интересен крупным и средним предприятиям, занимающимся добычей, межпромысловой перекачкой, подготовкой и переработкой нефти.

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.

Так же, анализ технических решений, имеющих на рынке, с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку эффективности продукта и определить направления для ее повышения. Анализ проводится с помощью оценочной карты, представленной в таблице 1.

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота строительства	0,07	4	4	1	0,28	0,28	0,07

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					54

2. Коррозионная стойкость	0,13	5	5	2	0,65	0,65	0,26
3. Ремонтпригодность	0,11	3	3	4	0,33	0,33	0,44
4. Простота ремонта	0,06	2	2	4	0,12	0,12	0,24
5. Теплопроводность	0,05	5	5	1	0,25	0,25	0,05
6. Гидравлическое сопротивление	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
7. Простота контроля состояния	0,1	2	2	4	0,2	0,2	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,19	5	5	2	0,95	0,95	0,38
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
3. Послепродажное обслуживание	0,04	3	3	3	0,12	0,12	0,12
Итого	1	37	37	27	3,9	3,9	2,86

где B_{ϕ} – баллы для трубопровода, выполненного из стеклопластиковых труб;

B_{k1} – баллы для трубопровода, выполненного из гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ);

B_{k2} – баллы для трубопровода, выполненного из стальных труб;

K_{ϕ} – конкурентоспособность трубопровода, выполненного из стеклопластиковых труб;

K_{k1} – конкурентоспособность трубопровода, выполненного из ГПМТ;

K_{k2} – конкурентоспособность трубопровода, выполненного из стальных труб.

Как видно из таблицы 1, наиболее конкурентоспособными являются трубопроводы из стеклопластиковых и гибких полимерно-металлических труб.

Использование композитных труб (стеклопластиковых и гибких полимерно-металлических) для строительства трубопроводов имеет значительное преимущество перед традиционным использованием стальных труб. Основными преимуществами являются: высокая коррозионная стойкость, простота строительства (вследствие малого веса композита в сравнении со сталью), низкая теплопроводность, низкая стоимость стеклопластиковых и гибких полимерно-металлических.

1.3. SWOT – анализ

Данный анализ применяют для исследования внутренней и внешней среды проекта (сильные стороны, слабые стороны, возможности и угрозы). SWOT – анализ проводят в несколько этапов.

На первом этапе определяют сильные и слабые стороны проекта, выявляют возможности и угрозы реализации проекта.

Сильные стороны проекта (С):

- повышенная стойкость композитных труб к агрессивным средам;
- меньшая стоимость композитных труб по сравнению со стальными;
- малый вес композитных труб по сравнению со стальными;
- сокращение гидравлического сопротивления при перекачке нефти;
- сокращение тепловых потерь из трубопровода.

Слабые стороны проекта (Сл):

- более сложный контроль технического состояния композитного трубопровода;
- сложность соединения композитного трубопровода со стальным, с трубопроводной арматурой;
- сложность ремонта трубопровода в случае механических повреждений.

Возможности (В):

- повышение срока эксплуатации трубопроводов с агрессивной транспортируемой средой;
- сокращение затрат на строительство и эксплуатацию трубопровода;
- сокращение количества отказов на фонде промысловых трубопроводов.

Угрозы проекта (У):

- ограниченная нормативная база для внедрения технологии;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- ограниченный рынок стекловолоконных и базальтоволоконных труб.

На втором этапе SWOT – анализа соотносят сильные и слабые стороны проекта с внешними условиями окружающей среды. Такое соответствие может помочь выявить степень необходимости изменений в проекте. Для этого составляют интерактивную матрицу проекта (таблицы 2, 3, 4, 5).

Таблица 2 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	+	+
	B2	-	+	+	+	+
	B3	+	-	0	+	0

В результате анализа данной матрицы можно выделить следующие сильно коррелирующие сильные стороны и возможности: B1B3C1C4, B2C2C3C4C5.

Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	0	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	+	+

В данной матрице выделяется следующая корреляция слабых сторон проекта и возможностей: B1B3Сл2Сл3.

Таблица 4 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	-	-	-
	У2	-	+	-	-	-

В данной матрице соответствия угроз и сильных сторон проекта выделяется следующая корреляция: У1У2С2.

Таблица 5 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	-	-	-

В результате анализа данной матрицы можно выделить следующие сильно коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл1Сл2Сл3.

На третьем этапе составляется итоговая матрица SWOT – анализа (таблица 6).

Таблица 6 – матрица SWOT - анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Повышенная стойкость композитных труб к агрессивным средам;</p> <p>С2. Меньшая стоимость композитных труб по сравнению со стальными;</p> <p>С3. Малый вес композитных труб по сравнению со стальными;</p> <p>С4. Сокращение гидравлического сопротивления при перекачке нефти;</p> <p>С5. Сокращение тепловых потерь из трубопровода. персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Более сложный контроль технического состояния композитного трубопровода;</p> <p>Сл2. Сложность соединения композитного трубопровода со стальным, с трубопроводной арматурой;</p> <p>Сл3. Сложность ремонта трубопровода в случае механических повреждений.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение срока эксплуатации трубопроводов с агрессивной транспортируемой средой;</p> <p>В2. Сокращение затрат на строительство и эксплуатацию</p>	<p>Увеличена стойкость трубопроводов к воздействию агрессивных транспортируемых сред.</p> <p>Затраты предприятия на строительство композитного трубопровода и его обслуживание меньше, чем для стального трубопровода.</p>	<p>Требуется использование новых методов контроля технического состояния композитных трубопроводов.</p> <p>Увеличено количество отказов соединений трубопроводов.</p> <p>Увеличены сроки ремонта трубопроводов</p>

стекловолоконных и базальтоволоконных труб для их применения в сооружении уже магистральных трубопроводов.

2. Увеличение прочностных характеристик соединений труб. Одним из слабых мест трубопровода являются соединения труб. В случае применения композитных труб придется отказаться от традиционно применяемых сварных соединений. Композитные трубы можно соединять раструбным, муфтовым или фланцевым соединением.
3. Контроль технического состояния композитного трубопровода. При эксплуатации композитных трубопроводов придется отказаться от привычных для стальных труб магнитных методов неразрушающего контроля. Состояние трубопровода из стеклопластиковых и гибких полимерно-металлических труб можно определить, применяя методы, основанные на других явлениях, например, ультразвуковые методы неразрушающего контроля.

3. Планирование научно-исследовательских работ

3.1. 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;
- 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, провести распределение исполнителей по видам работ.

						Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение патентных исследований	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Подготовка и проведение экспериментов	Руководитель, Инженер
	8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по НИР	11	Составление пояснительной записки	Руководитель, Инженер

3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

В большинстве случаев трудовые затраты образуют основную часть стоимости разработки. В связи с этим, важно определение трудоемкости работы каждого из участников.

Трудоемкость выполнения научного исследования носит вероятностный характер, оценивается экспертным путем в человеко-днях. Трудоемкость зависит от множества факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (1)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, обозначаемая T_{pi} . Она учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Данные вычисления требуются для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес заработной платы в общей сметной стоимости научных исследований составляет более половины.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (2)$$

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

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

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

3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства распределения работ по времени строят ленточный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Она представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками. Характеризуют таких отрезки даты начала и окончания выполнения работ.

Для удобства построения графика длительность каждого этапа работ следует перевести в календарные дни из рабочих дней. Для используется формула:

$$T_{ки} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$ определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году (составляет 365);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году (составляет 52);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году (составляет 14).

Подставив числовые значения в формулу 4, получим:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляются до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнитель и (Р – руководитель, И – инженер)			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{\min} , чел-дни			t_{\max} , чел-дни			$t_{\text{ож}}$, чел-дни											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Составление и утверждение ТЗ	2	2	2	4	4	4	2,8	2,8	2,8	Р	Р	Р	3	3	3	4	4	4
Подбор и изучение материалов по теме	8	10	10	20	20	20	12,8	14	14	И	И	И	13	14	14	16	18	18
Проведение патентных исследований	3	3	3	6	6	6	4,2	4,2	4,2	И	И	И	4	4	4	5	5	5
Выбор направления исследований	2	3	2	4	4	4	2,8	3,4	2,8	Р, И	Р, И	Р, И	1	2	1	2	2	2
Календарное планирование работ по теме	2	2	2	4	4	4	2,8	2,8	2,8	Р, И	Р, И	Р, И	1	1	1	2	2	2
Проведение теоретических	12	12	15	20	19	24	15,2	14,8	18,6	И	И	И	15	15	19	19	19	24

расчетов и обоснований																			
Подготовка и проведение экспериментов	12	7	15	24	15	28	16,8	10,2	20,2	Р, И	Р, И	Р, И	8	5	10	11	7	13	
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	10	10	10	21	21	21	14,4	14,4	14,4	И	И	И	14	14	14	18	18	18	
Оценка эффективности полученных результатов	4	4	4	6	5	6	4,8	4,4	4,8	Р, И	Р, И	Р, И	2	2	2	3	3	3	
Определение целесообразности и проведения ОКР	2	2	2	4	4	4	2,8	2,8	2,8	Р, И	Р, И	Р, И	1	1	1	2	2	2	
Составление пояснительной записки	14	14	14	21	21	21	16,8	16,8	16,8	Р, И	Р, И	Р, И	8	8	8	11	11	11	

Таблица 9 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кп} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
				февраль			март			апрель			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение ТЗ	Руководитель	4	□														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18	■	■	■												
3	Проведение патентных исследований	Инженер	5			■												
4	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер.	2			□	■											
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2			□	■											
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	24				■	■	■									
7	Подготовка и проведение экспериментов	Руководитель, Инженер	13							□	■							
8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер	18								■	■	■					
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	3												□	■		
10	Определение целесообразности и проведения	Руководитель, Инженер	2												□	■		

				ия								
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Компьютер	Компьютер	Компьютер	1	1	1	30	30	30	30	30	30
2	Фрезерный станок	Фрезерный станок	Фрезерный станок	1	1	1	400	400	400	400	400	400
3	Комплекс испытаний на растяжение, сжатие	Комплекс испытаний на растяжение, сжатие	Комплекс испытаний на растяжение, сжатие	1	1	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000
4	Фрезы для станка	Фрезы для станка	Фрезы для станка	50	80	20	0,12	0,12	0,4	6	9,6	8
5	Трубы стекловолоконные различных диаметров	Трубы базальтоволоконные различных диаметров	Трубы стальные различных диаметров	6	8	5	3,2	4,9	11,4	19,2	39,2	57
Итого:										1455,2	1478,8	1495

3.4.2. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $Z_{осн}$).

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (7)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 11).

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52	52
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент (равный 1,3 для Томска).

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 37700 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 19200 руб. Расчёт основной заработной платы для трех исполнений приведён в таблицах 12, 13, 14.

Таблица 12 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$	$Z_{\text{дн}}$	$T_{\text{р}}$	$Z_{\text{осн}}$	Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

	руб.				руб	руб.	раб. дн.	руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	26	81956,24
Инженер	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	70	112165,93
Итого $Z_{осн}$								194122,16

Таблица 13 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	23	72499,75
Инженер	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	68	108961,19
Итого $Z_{осн}$								181460,93

Таблица 14 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	28	88260,56
Инженер	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	76	121780,15
Итого $Z_{осн}$								210040,71

3.4.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (9)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 1:

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 81956,24 = 12293,44 \text{ руб. ;}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 112165,93 = 16824,89 \text{ руб.}$$

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 2:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 72499,75 = 10874,96 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 108961,19 = 16344,18 \text{ руб.}$$

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 3:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 88260,56 = 13239,08 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 121780,15 = 18267,02 \text{ руб.}$$

3.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (10)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 15.

Таблица 15 – 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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Руководитель проекта	81956,24	72499,75	88260,56	12293,44	10874,96	13239,08
Инженер	112165,93	108961,19	121780,15	16824,89	16344,18	18267,02
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30					
Итого						
Исполнение 1	66972,15					
Исполнение 2	62604,02					
Исполнение 3	72464,05					

3.4.5. Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей 3.4.1} \div 3.4.4), \quad (11)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16 %.

3.4.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	1455200,00	1478800,00	1495000,00	Пункт 3.4.1.

Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	194122,16	181460,93	210040,71	Пункт 3.4.2.
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	29118,32	27219,14	31506,11	Пункт 3.4.3.
Отчисления во внебюджетные фонды	66972,15	62604,02	72464,05	Пункт 3.4.4.
Накладные расходы	279266,02	280013,45	289441,74	16 % от суммы ст. 3.4.1. – 3.4.4.
Бюджет затрат НТИ	2024678,65	2030097,54	2098452,61	Итого

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (12)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Приняв максимальную стоимость исполнения за единицу (исполнение 3), для 1 и 2 исполнения получим:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{2024678,65}{2098452,61} = 0,965;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{2030097,54}{2098452,61} = 0,969.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приводится в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Простота строительства	0,15	4	4	1
2. Коррозионная стойкость	0,2	5	5	2
3. Ремонтопригодность	0,2	3	2	4
4. Простота ремонта	0,15	2	2	4
5. Теплопроводность	0,1	5	5	1
6. Гидравлическое сопротивление	0,1	4	4	2
7. Простота контроля состояния	0,1	2	2	4
ИТОГО	1	3,6	3,4	2,65

$$I_{p, \text{исп1}} = 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,1 = 3,6;$$

$$I_{p, \text{исп2}} = 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,1 = 3,4;$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$I_{р.исп3} = 1 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 1 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 = 2,65.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р.испi}}{I_{финр.i}}, \quad (14)$$

Для трех различных исполнений получим:

$$I_{исп.1} = \frac{3,6}{0,965} = 3,73;$$

$$I_{исп.2} = \frac{3,4}{0,969} = 3,51;$$

$$I_{исп.3} = \frac{2,65}{1} = 2,65.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки (таблица 18) позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.min}}, \quad (15)$$

Для трех различных исполнений получим:

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{3,73}{2,65} = 1,41;$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{3,51}{2,65} = 1,32;$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{2,65}{2,65} = 1.$$

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,965	0,969	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,6	3,4	2,65
3	Интегральный показатель эффективности	3,73	3,51	2,65

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,41	1,32	1
---	--	------	------	---

Вывод по разделу:

Наилучшие значения интегральных показателей имеет первое исполнение проекта – стеклопластиковые трубы для сооружения промышленного трубопровода. Близкие значения показателей эффективности имеет второе исполнение – гибкие полимерно-металлические труб трубы.

Первые два исполнения трубопровода (композитные трубы) значительно эффективнее чем стальное исполнение трубопровода с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

При проектировании, сооружении и эксплуатации промышленных трубопроводов особое внимание уделяется условиям неблагоприятных факторов производства работ, к числу которых относятся участки с пересечением естественных и искусственных преград.

Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается интеграция проектных решений прокладки промышленного трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности.

Полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на участках пересечения с преградами.

Социальная ответственность является важным разделом работы, так как именно в ней представлены законодательные основы взаимоотношений работника с предприятием. Так же раздел определяет нормы производственной и экологической безопасности о которых работникам забывать нельзя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения

безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.

В большинстве случаев строительство трубопроводов выполняется в удаленных районах, что сказывается отсутствием возможности ежесуточного возвращения обслуживающего персонала и ИТР (инженерно-технических работников) к месту проживания. В связи с этим персоналу устанавливается режим работы вахтовым методом (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297).

В процессе всего строительства трубопроводов, выполняемые работы на ОПО и рабочем месте входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, в связи, с этим весь персонал обязан проходить медицинское обследование не реже 1 раз в год, не имея противопоказаний к выполнению данного рода работ.

Всему персоналу ОПО должна быть присвоена соответствующая выполняемым работам квалификация, с последующим допуском к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ).

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Дополнительно, всему персоналу опасного производственного объекта (ОПО) обеспечивается работодателем организованная доставка к месту ведения работ или оплачивается (компенсируется) проезд, по договоренности, так же оплачивается время в пути на вахту и обратно с вахты.

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Выполнение работ производится в траншеях, спроектированных согласно проектным, санитарным требованиям к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых (СанПиН 1964-79).

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91.

При разработке траншеи для прокладки трубопровода следует учитывать размеры тела человека, его биохимические и физиологические возможности, с учетом поправки на спецодежду, согласно, особым климатических условий на объекте, а также требования ГОСТ 22269-76.

5.2. Производственная безопасность

Промысловый трубопровод является одним из опасных объектов. При выполнении работ на данных объектах необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Но в данном разделе будем рассматривать лишь самые важные и наиболее вероятные факторы.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95
3. Движущиеся механизмы и их	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-74

части				ГОСТ 12.4.026-2001
4. Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000
5. Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 ТК РФ Статья 109
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017[9] ГОСТ 12.1.030-81[10]
7. Пожаро- и взрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.004-91

5.2.1 Анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.2.1.1 Повышенный уровень вибрации, шума

Уровень вибрации на рабочих местах осуществляется и регламентируется - ГОСТ 12.1.012-2004.

Основным источником вибрации промышленных трубопроводах является эксплуатационный гидравлический режим трубопровода, высокое давление (ВВД), явление помпажа после выхода от насосной станции.

Так как вибрация отрицательно сказывается на здоровье персонала, то у них могут возникать различные симптомы: нарушения вестибулярного аппарата, головокружения и т.д. При постоянном негативном воздействии данного фактора у персонала могут возникнуть хронические болезни. Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Таблица 2 - Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $m \cdot 10^{-3}$	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

За соблюдением и выполнением установленных санитарных норм отвечает работодатель. Должна осуществляться оценка возможных рисков и производиться меры по их предотвращению и впоследствии устранению, например: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на персонал. Но не только работодатель несет ответственность за соблюдение правил и норм. Весь персонал также обязан соблюдать правила, которые предусмотрены средствами индивидуальной и коллективной защиты, например специальная обувь, виброгасящие коврики на рабочем месте и др.

5.2.1.2 Недостаток освещения

В связи с тем, что работа по обслуживанию трубопроводов ведется не только в дневное время, но и в ночное время суток, то возникает недостаток освещения рабочих мест. В большинстве случаев ИТР на ОПО выполняет свои обязанности непосредственно в вагон-офисах, но согласно правил ПБНГП (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности) периодически присутствие ИТР необходимо, непосредственно на объекте, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций в процессе цикла строительства скважины, нормы для которых регламентируются в СНиП 23-05-95.

Таблица 3 - Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	Ш разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	В
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэф. пульсации местного освещ, %	15
Норма коэф. пульсации общего освещ, %	20

В обязанности работодателя входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать

						Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

5.2.1.3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемный)

Исходя из вышеизложенного, промышленный трубопровод является ОПО. Именно здесь персонал наиболее подвержен риску получения производственных травм и механических повреждений (ушибов, порезов, переломов). Основными источниками опасности для персонала является крупногабаритное оборудование и транспортные средства. Главными требованиями к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: предохранительные кожуха, ограждения, концевые выключатели. Ремонт и обслуживание оборудования производится только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый из персонала находящийся на ОПО должен иметь специальные средства индивидуальной защиты, такие как: защитная - каска, очки, перчатки, специальная обувь и т.д., согласно климатическим условиям.

5.2.1.4 Работа на высоте

Рабочая зона обслуживания верхового рабочего на высоте от 24 до 27 метров, в связи с этим, большинство работ будет производится на высоте. К основным и особо серьезным рискам относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу. Также одним из опасных факторов является применение верховым рабочим шансового инструмента на высоте, что

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

впоследствии может привести к риску падения данного инструмента с последующим травмированием персонала.

Исходя из вышеизложенного, а также для проведения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады.

Исходя из ПОТ Р М-012-2000 должны быть обеспечены следующие меры безопасности: выполнение работ в опасной зоне без страховочных ограждений должны производиться только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности; запрещается выполнять работу в одиночку без страхующего персонала; при выполнении работ персонал обязан, находится в зоне видимости другого персонала или ИТР; для перехода персонала с одного рабочего места на другое необходимо, применять переходные мостики с ограждением не менее 1,1 м; весь применяемый ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

5.2.1.5 Неблагоприятные климатические условия

В связи с тем, что строительство трубопроводов производится круглогодично, температура окружающей среды может изменяться в течении года от +40 и до -65 °С, а также меняется количество атмосферных осадков.

Для выполнения производственных показателей, встает необходимость длительного нахождения персонала на холоде, что повышает шанс получить переохлаждение тела и впоследствии заболевания ОРВИ.

Также при нахождении персонала в летний период на жаре, так же не имеет хороших последствий при влиянии на здоровье: обезвоживание, тепловой удар и снижение жизненного тонуса. То есть, на месте выполнения работ, работодатель должен обеспечить благоприятный микроклимат, соответствующий нормам СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

В связи с этим коллективными средствами защиты против мороза в зимнее время года применяются: система отопления производственных помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева персонала, защитные промышленные конструкции от атмосферных осадков, осуществлять плановое чередование труда и отдыха. В летний же период выполнения работ осуществляются с проветриванием и кондиционированием производственных помещений, обеспечить персонал питьевой водой.

Таблица 5 - Метеорологические условия приостановки работ

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

5.2.1.6 Производственные факторы, связанные с электрическим

ТОКОМ

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей, проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму

5.2.1.7 Пожаро- и взрывоопасность

Источниками возникновения взрыва при сооружении промышленного нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах

Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва, должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

5.3 Экологическая безопасность

Согласно статистике ведения работ по обслуживанию трубопроводов, необходимо уделить особое внимание аварийным ситуациям, которые оказывают наибольшее негативное влияние на экологическую обстановку на

						Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОПО. Поэтому на ранней стадии проектирования трубопроводов необходимо, заранее рассчитывать и оценивать все риски возникновения данных ситуаций и последующий ущерб природным ресурсам, также необходимо принимать меры по предупреждению и ликвидации возможных аварий на ОПО.

5.3.1 Защита атмосферы

На протяжении выполнения всех необходимых комплексов работ, связанных со строительством и обслуживанием трубопроводов, непосредственно участвуют машины и механизмы, которые оказывают негативное влияние на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели внутреннего сгорания (ДВС) специальной техники, а также силовых установок БУ.

Несмотря на все вышеперечисленное, основное и наиболее пагубное воздействие на окружающую среду происходит во время аварийных ситуаций при обслуживании трубопроводов, а именно: при разгерметизации трубопроводов происходит выброс углеводорода на поверхность.

На территории ОПО регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

Таблица 6 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

(Сероводород)				
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4- Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При проектировании по уменьшению выбросов необходимо учитывать данные мероприятия: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, за работой спецтехники и агрегатов, за использованием высококачественного сырья.

5.3.2 Защита гидросферы

Наибольшее загрязнение поверхностных вод обеспечивается при строительстве и обслуживании трубопроводов за счет попадания вследствие аварии нефтепродуктов в близлежащие водные объекты. Самыми основными источниками загрязнения близлежащей водной территории являются: нефтепродукты, склады горюче-смазочных материалов (ГСМ) и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения целостности обвалования территории ОПО, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями по рациональному использованию и защите водной среды это: проектирование трассы трубопроводов за пределами водоохранных зон водных объектов; устройство обвалования всей кустовой площадки по периметру; сбор поверхностных сточных вод с последующим

вывозом на обезвреживание; сбор разлитых нефтепродуктов с поверхности грунта и воды.

5.3.3 Защита литосферы

При следующих этапах производства на ОПО оказывается наибольшее влияние на прилегающую литосферу:

1. Подготовка трассы трубопровода: выделяется земельный участок под строительство трубопровода, производится вырубка деревьев, снимается плодородный слой почвы, разрабатывается траншея.

2. При непосредственном обслуживании трубопровода могут возникнуть следующие непредвиденные ситуации: утечки транспортируемого продукта растворов, пожары в результате аварий, засорение производственными отходами и мусором, неисправности автотранспорта, таяние многолетнемерзлых пород. Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и отвозятся к месту утилизации.

Таблица 7 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0

Метод минимизации загрязнения: хранение ГСМ и нефтепродуктов в емкостях, на оборудованной территории, все химические реагенты перевозятся

в герметичных емкостях.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на территории ОПО – это обстановка на объекте, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери. При обслуживании трубопроводов, есть вероятность возникновения множества различных чрезвычайных ситуаций: разгерметизация трубопровода, пожар, нападение диких животных и др.

Для трубопроводного транспорта наиболее актуально рассмотреть чрезвычайную ситуацию, связанную с аварийным разливом нефти при разгерметизации трубопровода. Она может быть вызвана множеством причин, некоторые из них это: коррозионное разрушение, механическое повреждение трубопровода, нарушение технологии эксплуатации.

Основное внимание по предупреждению аварий уделяется на этапе проектирования, строительства и эксплуатации опасных производственных объектов. На объектах трубопроводного транспорта заблаговременно проводятся мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и на максимальное снижение размеров ущерба в случае их возникновения. На этапе эксплуатации периодически проводят оценку состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации при помощи неразрушающего контроля.

						Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В разделе «социальная ответственность» рассматриваются законодательные основы трудовых взаимоотношений работника с предприятием. Это именно то, что необходимо знать и учитывать, не только при трудоустройстве, но и при осуществлении своей трудовой деятельности.

Также, именно в этом разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы. Правильная организация труда, с учетом этих факторов не только повышает производительность работника, но и что более важно, значительно снижает риск получения производственных травм.

Нельзя забывать и об экологической безопасности, основы которой приведены в данном разделе. В современном мире забота об экологии является важной частью деятельности производственных предприятий.

Особо важным является и знание своих действий для работника при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, полные и точные знания работника охраны труда и социальной ответственности, является одним из важнейших принципов осуществления своей деятельности для производственных предприятий.

						Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе исследования проведен литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода с пересечением естественных и искусственных преград; выполнены типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представлена обобщенная модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами.

Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в необходимости детальной проработки проектных решений с обеспечением устойчивого положения, надежности и безопасности трубопровода. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования.

Приведены особенности проектных решений по прокладке трубопровода на пересечении с естественными и искусственными преградами: переход трубопровода через водную преграду, через болото и через автомобильную дорогу.

Приведены нормативные требования для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении подземных коммуникаций, надземных коммуникаций и автомобильных дорог.

В рамках проекта проектируются нефтегазосборные сети и высоконапорный водовод. Рассмотрены пересечения трассы НГС и ВВД с болотом, подземными, надземными коммуникациями и автомобильными дорогами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Разраб.		Вельш Р.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б			

Для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении указанных преград приведены нормативные требования на каждую коммуникацию. В работе представлена обобщённая ведомость пересекаемых коммуникаций.

Произведен расчет на прочность и устойчивость, расчет срока службы трубопровода. Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность ТП не разрушился, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не были обнаружены утечки.

Выполнив анализ по основным требованиям к конструктивным решениям при прокладке ТП в условиях заболоченной и обводненной местности с наличием пересечений естественных и искусственных преград, приведем сводную таблицу по проектным решениям прокладки ТП.

Критерий	Болото	Дороги	ВЛ	Коммуникация
Вид преграды	Естественный	Искусственный	Искусственный	Искусственный
Угол пересечения	-	90°, но не менее 60°. Для категорий IV, V, III-в, IV-в, III-к, IV-к – до 35°.	ВЛ 35 кВ и ниже – не нормируется ВЛ 110 кВ и выше – не менее 60°.	не менее 60°
Нормативный документ	ГОСТ Р 55990-2014	ГОСТ Р 55990-2014	ПУЭ 7	СП 18.13330.2011
ЗК	При необходимости	Да, п. 10.3.3	При необходимости	При необходимости
Балластировка	Да, п. 10.2.5	-	При необходимости	При необходимости

В результате исследования: полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях наличия пересечений с естественными и искусственными преградами. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на участках пересечений с преградами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534
4. Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 N 187 (ред. от 20.12.2017) "Об утверждении глав правил устройства электроустановок" (вместе с "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое
5. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2)
6. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3)
8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
9. Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19.02.1993 N 4520-1.
10. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
11. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

					Выбор технологического решения при проектировании промышленного трубопровода при переходе через естественные и искусственные преграды			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вельш Р.В.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Беляев Д.В.					91	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

13. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
14. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
16. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
18. ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
19. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.
20. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений
21. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов".
22. ТУ 1317-006.1-593377520-03 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК».
23. ТУ 1317-233-00147016-02 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной надежности при эксплуатации для месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК.
24. РД 52.24.395-2017 Жесткость воды. Методика измерений титриметрическим методом с трилоном Б.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

25. РД 52.24.514-2009 Методика расчета суммарной молярной (массовой) концентрации ионов натрия и калия, суммарной массовой концентрации ионов в водах.

26. РД 39-3-973-83 Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов.

27. ПК № П1-01.05 Р-0339 Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании.

28. ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.

29. СП 392.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Исполнительная документация при строительстве. Формы и требования к ведению и оформлению

30. РД 39Р-00147105-029-02 Инструкция по балластировке трубопроводов с применением винтовых анкерных устройств с повышенной удерживающей способностью

						Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А – Технологическая схема НГС

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.

Приложение Б – Технологическая схема ВВД

Раздел удален в связи с наличием конфиденциальной информации.