

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
«Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области» УДК 622.692.4.07(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Смирнов Анатолий Валерьевич		06.06.2022

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н, доцент		06.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		06.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

<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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<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	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).
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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<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	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).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
<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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<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	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).
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по

<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
 _____ 28.02.2022 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Смирнову Анатолию Валерьевичу

Тема работы:

«Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – технологические и конструктивные решения линейного объекта. Предмет исследования – промышленный трубопровод в условиях заболоченной местности. Методы исследования – анализ, синтез, классификация, моделирование, сравнение.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода на болоте; выполнить типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представить обобщенную модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях заболоченной и

	обводненной местности.
Перечень графического материала	Технологическая схема Профиль трубопровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Т.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	28.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Смирнов Анатолий Валерьевич		28.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Смирнову Анатолию Валерьевичу

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былова Т.В.	к.э.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Смирнов Анатолий Валерьевич		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8СА	ФИО Смирнову Анатолию Валерьевичу
--------------------------	---

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:

Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования:</i> технологические и конструктивные решения линейного объекта; <i>Область применения:</i> промышленные и технологические трубопроводы нефтегазодобывающих предприятий; <i>Рабочая зона:</i> полевые условия (кустовая площадка); <i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера, климатическая зона I; <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> промышленные трубопроводы, узлы запорной арматуры, камеры пуска приема СОД; <i>Рабочие процессы,</i> связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: земляные работы, газоопасные и огневые работы, засыпка траншей.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>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. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p>
<p>2. Производственная безопасность</p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации, – Недостаток освещения, – Неблагоприятные климатические условия. <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся части и механизмы – Работы на высоте <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Защитные ограждения, прожекторы, фонари; – Специальная одежда и обувь; – Рукавицы, перчатки
<p>3. Экологическая безопасность</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снятие плодородного почвенного слоя при разработке траншеи прокладываемого трубопровода, при сооружении площадных объектов; Воздействие на литосферу: нарушение сплошности грунта, загрязнение отходами производства, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;</p>

	Воздействие на гидросферу: сброс сточных вод и нефтепродуктов в водоемы; Воздействие на атмосферу: выбросы от работы двигателей техники, испарения нефти и выброс природного газа
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС: пожары, наводнения, выбросы нефтепродуктов, разгерметизация трубопроводов и арматуры, ГНПВ; Наиболее типичная ЧС: ГНВП с переходом в открытый фонтан.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Смирнов Анатолий Валерьевич		28.02.2022

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:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
08.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	15
15.03.2022	<i>Обзор по болотам: общие сведения, распространение, осложняющие факторы</i>	2
18.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
22.03.2022	<i>Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков</i>	9
25.03.2022	<i>Конструктивные решения при прокладке трубопровода</i>	5
29.03.2022	<i>Прочностные расчеты трубопровода</i>	15
05.05.2022	<i>Технологическая схема трубопровода</i>	8
12.05.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
18.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	9
22.05.2022	<i>Заключение</i>	6
02.06.2022	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		28.02.2022

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 <i>1</i>	Определение <i>2</i>
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 футляр (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].

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки					
Разраб.	Смирнов А.В.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.								1	92
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
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>
Диаметрнаружный ТП	D	мм
Диаметр изолированного ТП (ЗФ)	D_{ins}, D_{lin}	мм
Толщина стенки ТП	t	мм
Толщина слоя изоляции (ЗФ)	t_{ins}	мм
Протяженность	L	м
Рабочее давление	P	МПа
Глубина заложения	h	м
Угол пересечения	β	°
Площадь поперечного сечения трубы (стали) (ЗФ)	A	м ²
Коэффициент запаса устойчивости положения ТП (ЗФ)	$k_{n.f}$	-
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
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
Удельное давление на поверхность залежи	γ	МПа

Принятые сокращения:

АУ – анкерные устройства

БОУ – болота и обводненные участки

ВАУ – винтовые анкерные устройства

ВВД – высоконапорный водовод

ГВВ - горизонт высоких вод

ГНБ – горизонтально-направленное бурение

ЗФ – защитный футляр

НГС – нефтегазосборные сети

НУЭ - нормальные условия эксплуатации

ПКБУ – полимерно-контейнерные балластирующие устройства

СДТ - соединительные детали трубопроводов

СМР – строительно-монтажные работы

ТП – трубопровод

ТУ - технические условия

ТУМ - термоусаживающиеся манжеты

ТТУ – типовые технические условия Заказчика

УЗА – узел запорной арматуры

ПШ - тройник штампованный

ТШС - тройник штампованной

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
2. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1).
3. СП 393.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Организация строительного производства.
4. СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения.
5. СП 411.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов.
6. ГОСТ 31443–2012. Трубы стальные для промысловых трубопроводов. Технические условия.
7. ГОСТ Р 57955–2017. Здания и сооружения газонефтедобывающих производств. Нормы проектирования.
8. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ (с изменениями на 2 июля 2021 года) (редакция, действующая с 23 декабря 2021 года).
9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.
10. Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 N 187 (ред. от 20.12.2017) "Об утверждении глав правил устройства электроустановок"
ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы текстовой части, 24 рисунка, 51 таблиц, 28 источников цитируемой литературы.

Ключевые слова: промысловый трубопровод, заболоченная местность, обводненная местность, технологические решения, проектирование, естественные препятствия.

Объект исследования: технологии проектирования промысловых трубопроводов.

Предмет исследования: нефтесборный коллектор.

Цель работы: разработка конструктивных решений на стадии проектирования промысловых нефтепроводов.

В процессе исследования был проведен литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода на болоте; выполнены типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представлена обобщенная модель технологических и конструктивных решений прокладки промысловых трубопроводов в условиях заболоченной и обводненной местности.

В результате исследования: полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промыслового трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на болоте.

Область применения: промысловые трубопроводы.

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					7	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б8СА		

Abstract

The final qualifying work contains 91 pages of text, 24 figures, 51 tables, 28 sources of cited literature.

Key words: field pipeline, wetland, flooded area, technological solutions, design, natural obstacles.

Object of research: field pipeline design technologies.

Subject of study: oil collector.

Purpose of the work: development of constructive solutions at the design stage of field oil pipelines.

In the course of the study, a literary review of the main design solutions for laying a pipeline in a swamp 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 swampy and flooded areas is presented.

As a result of the study: the solutions obtained can be used as the basis for technological and design solutions for laying a field pipeline in swampy and flooded areas. The conducted research allowed to generalize the main requirements for laying a pipeline in a swamp.

Scope: field pipelines.

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					8	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	1
Реферат	7
Abstract	8
Введение.....	11
1 БОЛОТО: ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, РАСПРОСТРАНЕНИЕ, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ	13
1.1 Определение и классификация болот	13
1.2 Общие закономерности распространение болот по территории РФ.....	15
1.3 Осложняющие факторы при прокладке трубопровода по болоту.....	17
1.4 Особенности проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводов в условиях болот и обводненной местности	19
1.5 Балластирующие устройства	21
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	26
2.1 Характеристика участка строительства.....	26
2.2 Характеристика линейного объекта.....	26
3 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ НАЛИЧИИ ЗАБОЛОЧЕННЫХ И ОБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ	30
3.1 Пересечение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения болот	30
3.2 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения подземных коммуникаций	31
3.3 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения надземных коммуникаций.....	32
3.4 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения автомобильной дороги.....	33
3.5 Описание проектных решений по плану и профилю трубопровода	35
4 КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДА....	38
4.1 Защитный футляр.....	38
4.2 Расчет толщины труб защитного футляра	40
4.3 Конструктивные решения балластировки трубопровода с применением утяжелителей	48
4.4 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии	50
4.5 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом с учетом пересекаемых естественных и искусственных преград.....	52
4.6 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до инженерных сооружений	52

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					9	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5	ПРОЧНОСТНЫЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДА.....	54
5.1	Расчет трубопровода на прочность и устойчивость.....	54
5.2	Испытания на прочность и герметичность.....	55
5.3	Расчет срока службы трубопровода.....	57
5.4	Описание системы диагностики состояния трубопровода.....	57
5.5	Основные показатели надежности оборудования.....	58
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62
6.1	Экономическое обоснование работ по применению нового материала для строительства промысловых трубопроводов.....	62
6.1.1	SWOT-анализ.....	62
6.1.2	План проведения опытно-промышленных испытаний.....	64
6.1.3	План реализации инженерного проекта.....	65
6.2	Сметная стоимость проведения опытно-промышленных испытаний.....	65
6.2.1	Расчет продолжительности проведения испытаний.....	65
6.2.2	Расчет сметной стоимости проведения испытаний.....	66
6.3	Экономическая эффективность применения нового материала.....	68
7	Социальная ответственность.....	70
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	70
7.1.1	Правовые нормы трудового законодательства.....	70
7.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	71
7.2	Производственная безопасность.....	71
7.2.1	Анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	72
7.2.1.1	Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте.....	72
7.2.1.2	Недостаток необходимого искусственного освещения.....	73
7.2.1.3	Движущиеся части производственного оборудования и механизмы.....	74
7.2.1.4	Работа на высоте.....	75
7.2.1.5	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.....	76
7.3	Экологическая безопасность.....	78
7.3.1	Защита атмосферы.....	78
7.3.2	Защита гидросферы.....	79
7.3.3	Защита литосферы.....	80
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	84
	Список использованных источников.....	86
	Приложение А – Технологическая схема трубопровода.....	89
	Приложение Б – Профиль трубопровода.....	90
	Приложение В – Типовая схема перемычки.....	91
	Приложение Г – Типовая схема камеры приема.....	91
	Приложение Д – Типовая схема камеры пуска.....	92

Введение

Актуальность. При проектировании, сооружении и эксплуатации промышленных трубопроводов особое внимание уделяется условиям неблагоприятных факторов производства работ, к числу которых относятся заболачивание местности и наличие обводненных участков. Основную сложность при ведении работ с наличием указанных факторов составляет особое поведение грунтов, заключающееся в его нестабильности и плавучести. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо применение современных инженерных решений и технологий, в основном определяемых на стадии проектирования. В связи с этим, тема ВКР «Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере [REDACTED] области» является актуальной.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка конструктивных решений на стадии проектирования промышленных нефтепроводов.

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

1. провести литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода на болоте;
2. выполнить типовые расчеты по проектированию участка нефтесборного коллектора, расположенного на территории обводненной местности, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;
3. представить основные принципы технологических и конструктивных решений условий прокладки и эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях болот и обводненной местности.

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					11	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б8СА		

4. провести оценку экономической эффективности проводимых мероприятий.

Объект исследования – технологии проектирования промышленных трубопроводов.

Предмет исследования – нефтесборный коллектор.

Методы исследования – стандартные методики прочностных параметров промышленных трубопроводов, в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014: расчет трубопровода на прочность и устойчивость, испытания на прочность и герметичность, расчет срока службы трубопровода.

Практическая значимость – полученные решения могут быть положены в основу конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях болот и обводненной местности.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 БОЛОТО: ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, РАСПРОСТРАНЕНИЕ, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ

1.1 Определение и классификация болот

Особая прокладка промышленного трубопровода в условиях естественных преградах (природные условия) подразумевает ряд особенностей в строительных работах по сравнению с сухопутными условиями на равнинных участках. К такой прокладке относятся пересечения с болотами (торфяником) и обводненными участками. На рис.1 приведено определение понятию болото.



Рис. 1 – Определение болота и заболоченной земли [11]

Одной из главных особенностей строительных работ в условиях пересечения с болотами и обводненными участками (БОУ) является целесообразность прокладки трубопровода в зимнее время в связи с промерзанием грунта и возможностью работы строительной техники такой же, как и при сухопутных условиях на равнинной местности (нормальные условия), без существенных изменений в технологию строительства.

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Болото: общие сведения, распространение, осложняющие факторы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Приведем классификацию типа болот по признаку – характер передвижения строительной техники по болоту, в таблице 3. Для этой классификации одним из определяющих параметров является – удельное давление на поверхность залежи – γ , МПа.

Таблица 3 – Классификация типов болот по характеру передвижения строительной техники [10]

Болото	I тип	II тип	III тип
Особенность	Целиком заполнено торфом	Целиком заполнено торфом	Заполнено растекающимся торфом и водой с плавающей коркой из торфа
Характер передвижения строительной техники	Работа болотной техники: $\gamma = 0,02 - 0,03$ МПа.	Работа строительной техники по щитам, сланям или дорогам: $\gamma < 0,01$ МПа.	Работа специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучими средствами.
	Работа обычной техники с помощью щитов, сланей и дорог: $\gamma < 0,02$ МПа.		

Следующая классификация по признаку – условие образования и строение болот, приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Классификация болот по условию образования и строению [10]

Болото	Верховые	Низинные	Переходные
Характерные признаки	Избыточное увлажнение	Богатое грунтовое водно-минеральное питание	Не имеют четко выраженного рельефа поверхности
Форма поверхности	Выпуклая форма поверхности	Вогнутая поверхность	
Покров	Незначительный лесной покров	Растительный осоковый или осоково-гипсовый микроландшафт	

1.2 Общие закономерности распространение болот по территории РФ

На территории РФ более 8% (139 млн га) страны составляют болота. На территории России сосредоточены более трети от мировых болот [11-13]. Площадь 50% заболоченных земель представлена верховыми болотами в северных регионах страны, 40% – низинные болота, 10% - переходные.

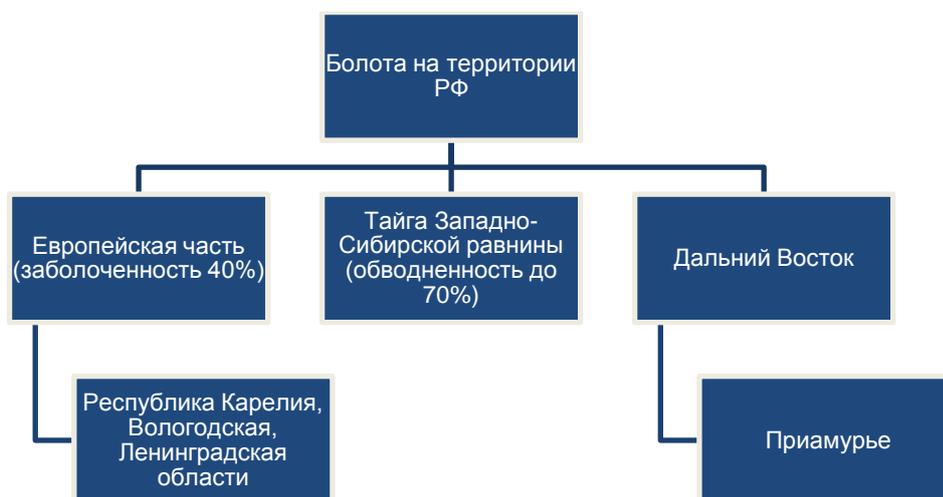


Рис. 2 – Болота на территории РФ [11]



Рис. 3 – Распространение болот на территории России[14]:
1 – болото с мощностью торфа более 30 см,
2 – заболоченные земли с мощностью торфа менее 30 см

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рис. 4 – Разделение болот по степени покрытия лесной растительностью [14]

Большая часть болот расположена в лесной зоне, многие в разной степени покрыты древесной растительностью [11-13] и могут рассматриваться как лесоболотные экосистемы (рис. 5).



Рис. 5 – Распределение болот по степени покрытия лесной растительностью [12]

Среди заболоченных мелкоотрфованных местообитаний примерно равные площади (23 и 24%) приходятся на лесные и редколесные, а большая часть (53%) является безлесной. В целом, среди покрытых торфяными отложениями земель (вместе болота и заболоченные местообитания) 56% представлено открытыми площадями, а оставшаяся часть примерно в равных долях – редколесными (23%) и лесными (21%).

1.3 Осложняющие факторы при прокладке трубопровода по болоту

Одним из основных осложняющих факторов прокладки трубопровода является плавучесть грунтов. При положительной плавучести необходимо применение конструктивных решений закрепления ТП на болоте.

Таблица 5 – Классификация конструктивных решений закрепления трубопровода на болотах [11]

Способ	Конструктивное решение	Конструктивное исполнение
Закрепление	Анкеры	Анкеры:
		• – винтовые, погруженные в минеральный грунт;
		• – винтовые и лопастные, погруженные в торф;
		• – свайные;
		• – выстреливаемые;
		• – взрывные
Балластировка	Одиночные грузы	– седловидные армобетонные; – кольцевые железно бетонные; – шарнирные железно бетонные; – чугунные разъемные, поплавки — пригрузы
	Обетонирование	– сплошное покрытие; – сборное железобетонное покрытие
	Засыпка грунтом	– минеральный грунт, торф с уплотнением; – отсыпка грунтовых перемычек по деревянным щитам
	Заполнение внутренней полости трубопровода	– вода из существующих систем водозабора

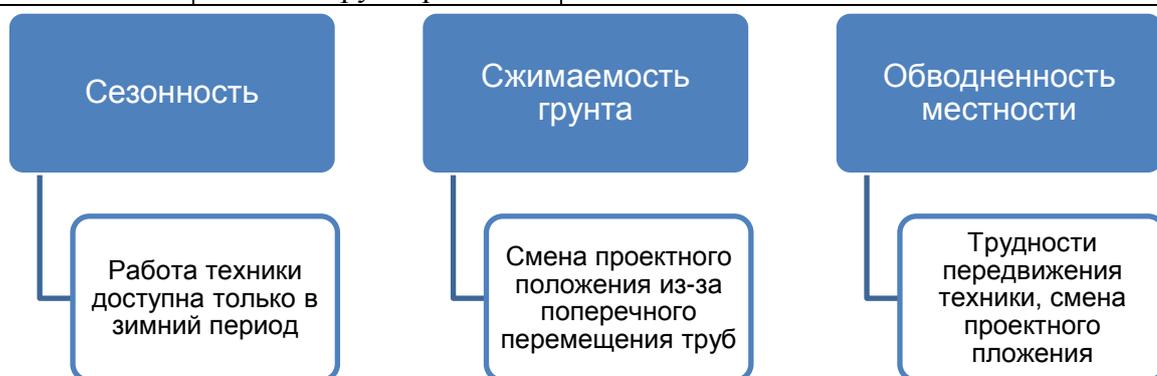


Рис. 6 – Осложняющие факторы [12]

Строительство трубопровода целесообразно проводить в зимнее время, когда грунт промерзает на достаточную глубину. Приведем сравнение

отношения высоты откоса к его заложению в зимнее и летнее время для разного типа торфяного основания.

Таблица 6 – Поперечный профиль траншеи глубиной до двух метров [2]

Тип торфяного основания	Отношение высоты откоса к его заложению	
	Зимой	Летом
А	Вертикальное	1 : 0,5
Б	1 : 0,5	1 : 1
В	После снятия промерзшего слоя торфа без разработки траншеи	Без разработки траншеи

В таблице приведем обобщенные данные по конструктивным решениям по способу прокладке ТП и конструктивное исполнение балластировки (БЛ) на болоте с разным типом торфяного основания (ТТО).

Таблица 7 – Конструктивные решения по прокладке трубопроводов на болотах с торфяными основаниями различного типа [13]

Назначение трубопровода	ТТО	Конструктивные решения	Конструктивное исполнение БЛ
Нефтепроводы для перекачки нефти и водоводы (отрицательная плавучесть в период эксплуатации)	А и Б	Подземная укладка на торфяное основание	Засыпка торфяным грунтом Заполнение трубопровода водой или нефтью
	В	Подземная укладка в виде однопролетной балки или провисающей нити. Подземная укладка на поплавковых или свайных опорах. Прокладка в насыпи автодороги.	Заполнение трубопровода водой или нефтью
Нефтепроводы для перекачки газонефтяной смеси (переменная плавучесть в период эксплуатации)	А	Подземная укладка на торфяное основание Укладка в полунасыпи	Засыпка торфяным грунтом
	Б	Подземная укладка на торфяное основание	Засыпка торфяным грунтом, винтовые анкера, выстреливаемые анкера
		Наземная укладка в насыпи	
	В	Подземная укладка на поплавковых или свайных опорах	Поплавки-пригрузы, Свайные анкера, Ж/б кольцевые пригрузы, Чугунные пригрузы
Подземная укладка в виде балки или провисающе и нити Прокладка в насыпи автодорог			

1.4 Особенности проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводов в условиях болот и обводненной местности

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

Таблица 8 – Осложняющие факторы [11]

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 БОУ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Способы прокладки трубопровода в условиях БОУ

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 аргументированном обосновании	

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



Рис. 7 – Способы подземной прокладки [2]

Продольная устойчивость ТП в условиях пересечения с БОУ обеспечивается средствами балластировки первой и второй группы (рис. 8). 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.



Рис. 8 – Средства балластировки [12]

Таблица 10 – Выбор техники в зависимости от типа болот [13]

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)

1.5 Балластирующие устройства

Основные конструктивные решения балластировки и закрепления трубопроводов на подводных участках трассы включают:

- Кольцевые утяжелители: чугунные, железобетонные;
- Сплошное бетонное покрытие;
- Железобетонные утяжелители охватывающего типа;
- Железобетонный утяжелитель опирающегося (седловидного) типа;
- Анкерные устройства:
 - ✓ раскрывающегося типа;
 - ✓ винтовые анкерные устройства (ВАУ);
 - ✓ выстреливаемые;
 - ✓ взрывные;
 - ✓ вмораживаемые;
 - ✓ свайные консольного типа;
 - ✓ якорные анкерные устройства;
 - ✓ козловые анкерные устройства;
 - ✓ ВАУ с повышенной удерживающей способностью;
 - ✓ анкер-инъекторы;
- Полимерно-контейнерные балластирующие устройства.

Срок службы конструкций балластирующих и закрепляющих устройств и их составных элементов должен быть не меньше срока службы трубопровода.

					Болото: общие сведения, распространение, осложняющие факторы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПОЛИМЕРКОНТЕЙНЕРНОЕ
БАЛЛАСТИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО -
МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ
СДВОЕННАЯ (ПКБУ-МКС)



ОПИСАНИЕ:

Конструкции ПКБУ-МКС и УБГЗ представляют собой две емкости из полимерной технической ткани, соединенные грузовыми лентами в комплекте с жесткими распорными рамками, размещенные по обе стороны от трубопровода и заполняемые минеральным грунтом.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Балластировка трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм включительно (в том числе и теплоизолированных), сооружаемых, реконструируемых и ремонтируемых в сложных условиях обводнённой и заболоченной местности (глубина торфяной залежи не более глубины траншеи, 2.5 м).

УСТРОЙСТВО БАЛЛАСТИРУЮЩЕЕ
ГРУНТОЗАПОЛНЯЕМОЕ (УБГЗ)



ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Эксплуатация при температуре от - 60° до + 40°С
- Повышенная степень устойчивости
- Сокращенное время монтажа и заполнения конструкции грунтом



Рис. 9 - Полимерконтейнерные средства балластировки трубопроводов

ПОЛИМЕРКОНТЕЙНЕР ТЕКСТИЛЬНЫЙ
БЕСКАРКАСНЫЙ ДЛЯ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ
(ПТБК-ГС)



ОПИСАНИЕ:

Конструкции состоят из двух ёмкостей из полимерной технической ткани, соединённых между собой мягкой связью в виде полотнища.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Конструкция ПТБК предназначена для балластировки магистральных трубопроводов в условиях обводнённой местности, на переходах болот любой категории и мерзлых грунтов.

Конструкция ПТБК-ГС предназначена для балластировки трубопроводов, используемых для газораспределительных систем. ПТБК-ГС должны устанавливаться на полиэтиленовые и стальные трубопроводы.

ПОЛИМЕРКОНТЕЙНЕР
ТЕКСТИЛЬНЫЙ БЕСКАРКАСНЫЙ
(ПТБК)



Рис. 10 - Полимерконтейнерные средства балластировки трубопроводов

					Болото: общие сведения, распространение, осложняющие факторы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**УТЯЖЕЛИТЕЛИ СБОРНЫЕ
ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ОХВАТЫВАЮЩЕГО
ТИПА УБО**



ОПИСАНИЕ:

Утяжелители бетонные состоят из двух железобетонных блоков и двух пар мягких соединительных поясов (МСП) из технической ткани (или тканых лент), имеющих расчетный запас прочности не менее 4, при помощи которых железобетонные блоки фиксируются на трубопроводе

Область применения:

Балластировка трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм, проходящих через болота различного типа, обводнённые участки и поймы рек.

**УТЯЖЕЛИТЕЛЬ ОХВАТЫВАЮЩИЙ
ДЛЯ ТРУБОПРОВОДА**



ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Устойчивость конструкции (центр тяжести блоков после монтажа находится ниже продольной оси трубопровода);
- Фиксированный угол развала железобетонных блоков благодаря особой конструкции.

Рис. 11 - Бетонные средства балластировки трубопроводов



УТЯЖЕЛИТЕЛЬ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЙ КОЛЬЦЕВОЙ СБОРНЫЙ ТИПА УТК:

Состоит из двух полуколец, соединённых между собой при помощи соединительных деталей (шпильки, шайбы, гайки).

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Балластировка магистральных трубопроводов диаметром от 325 до 1420 мм включительно на переходах через реки, естественные водные преграды, болота, на участках обводнённой и заболоченной местности.



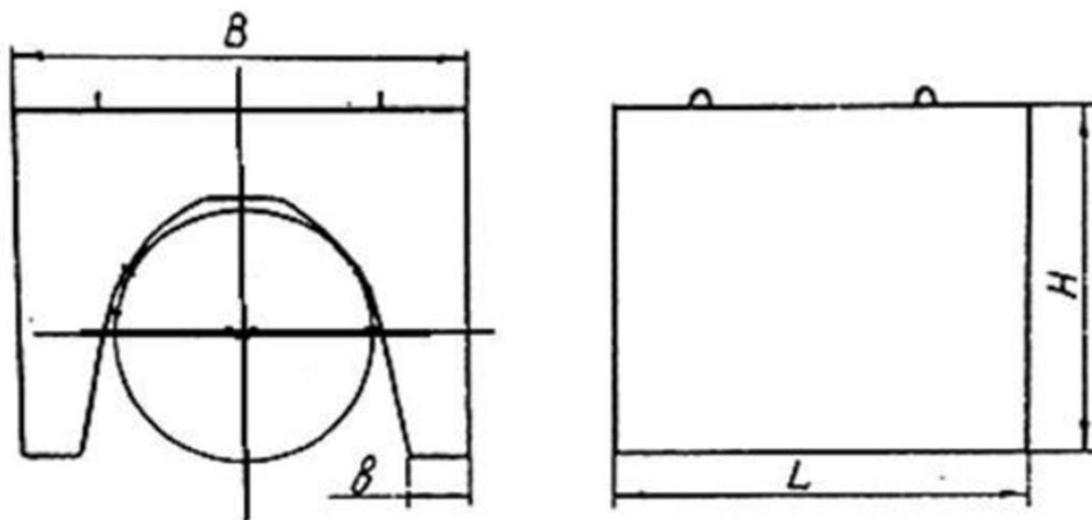
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Климатическое исполнение УХЛ 1 по ГОСТ 15150
- Эксплуатация при температуре от - 60° до + 40°С
- Возможно использовать при укладке трубопровода траншейным способом или протаскиванием
- Монтаж может осуществляться на бровке
- Не требует специальных средств для монтажа



Рис. 12 – Бетонные средства балластировки трубопроводов

					Болото: общие сведения, распространение, осложняющие факторы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



УСТРОЙСТВО: Железобетонный утяжелитель такого типа представляет собой конструкцию седловидного типа с клиновидной внутренней поверхностью, образованной двумя цилиндрическими взаимно пересекающимися поверхностями с радиусом, превышающим радиус трубопровода

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Применяют в условиях обводненной и заболоченной местности, в вечно –мерзлых грунтах, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи

Рис. 13 - Железобетонный утяжелитель опирающегося (седловидного) типа



ОПИСАНИЕ:

Трубы с наружным бетонным покрытием представляют собой стальные электросварные трубы с нанесенным в заводских условиях противокоррозионным изоляционным покрытием и балластным бетонным покрытием. Заводское обетонирование осуществляется методом «набрызга»: непрерывным набрасыванием бетонной смеси на продольно перемещающуюся и вращающуюся трубу с антикоррозионным покрытием.

Применение труб с наружным сплошным бетонным покрытием в большинстве случаев более эффективно, чем традиционные способы балластировки.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Строительство, ремонт и реконструкция подводных переходов трубопроводов, переходов через болота, укладки на обводнённых участках местности и морских участках трубопроводов.

Рис. 14 - Трубы с наружным утяжеляющим бетонным покрытием

					Болото: общие сведения, распространение, осложняющие факторы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



ОПИСАНИЕ:

Ветвь УАЗТ состоит из стержней, соединенных между собой при помощи болтовых соединений муфтами. Силовой соединительный пояс крепится к ветвям УАЗТ при помощи втулок.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

Устройства анкерные для закрепления трубопроводов (УАЗТ) предназначены для предотвращения от всплытия трубопроводов диаметром от 377 до 1420 мм включительно при строительстве, капитальном ремонте и реконструкции трубопроводов.

Обеспечивает закрепление трубопроводов на проектных отметках в различных природно-климатических условиях, в том числе в обводненной и заболоченной местности при условии обеспечения подстилающими грунтами несущей способности.



ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Интервал рабочих температур КСП от - 40° до + 60°С
- Климатическое исполнение УХЛ 1 ГОСТ 15150

Рис. 15 - Устройство анкерное для закрепления трубопроводов (УАЗТ)

Выводы: в данном разделе рассмотрено определение и классификация болот. Классификация приведена по характеру передвижения строительной техники (I, II, III типы болот), по условию образования и строению (верховые, низинные, переходные болота).

Представлено распределение болот по территории РФ.

Определены факторы, влияющие на особенности проектирования, сооружения и эксплуатации ТП: сезонность, обводненность грунта, сжимаемость болотистого грунта.

Прокладка ТП на болоте предусмотрена подземной прокладкой, в редких случаях – наземная прокладка и надземная прокладка (на опорах).

Продольная устойчивость ТП в условиях пересечения с БОУ обеспечивается средствами балластировки первой и второй группы. 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.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Характеристика участка строительства

Участок выполнения работ расположен на территории ████████ области.

На территории производства работ выделено 2 инженерно-геологических слоя и 4 инженерно-геологических элемента.

Таблица 11 – Характеристика грунтов

Слой	Описание
Слой 1	Почвенно-растительный слой 9б
Слой 2	Насыпной грунт – песок мелкий, 9б
ИГЭ	Описание
ИГЭ 130	Торф среднеразложившийся очень влажный 2 типа, 37б, мощность от 0,7 до 0,9 м.
ИГЭ 241	Глина легкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества, 8а, мощность от 1,1 до 1,7 м.
ИГЭ 251	Глина легкая пылеватая текучепластичная с примесью органического вещества, 8а, мощность от 1,0 до 3,2 м.
ИГЭ 350	Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный, 35а, мощность от 13,5 до 16,4 м.

2.2 Характеристика линейного объекта

Проектные решения по проекту «Линейные коммуникации для кустовой площадки X месторождения Y» приняты по ГОСТ Р 55990-2014 [2], с учетом требований ФНП №534 [3].

В рамках проекта проектируются нефтегазосборные сети (НГС).

Предназначение проектируемого НГС – транспорт скважинной продукции от проектируемой кустовой площадки до точки подключения к другому проектируемому НГС с дальнейшим транспортом продукта на УПСВ. Транспортирование продукта осуществляется трубопроводным способом.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Разраб.		Смирнов А.В.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					26	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

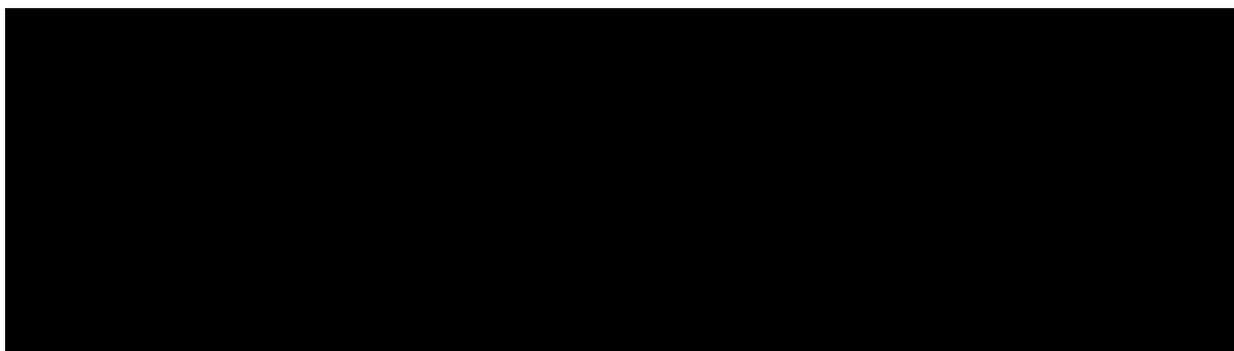
Для отключения ТП во время ремонта, переключения потоков, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии установлена запорная арматура.

Подключение проектируемого НГС выполнено отводом к перспективной задвижке существующего узла.

Режим работы – непрерывный, круглогодичный.

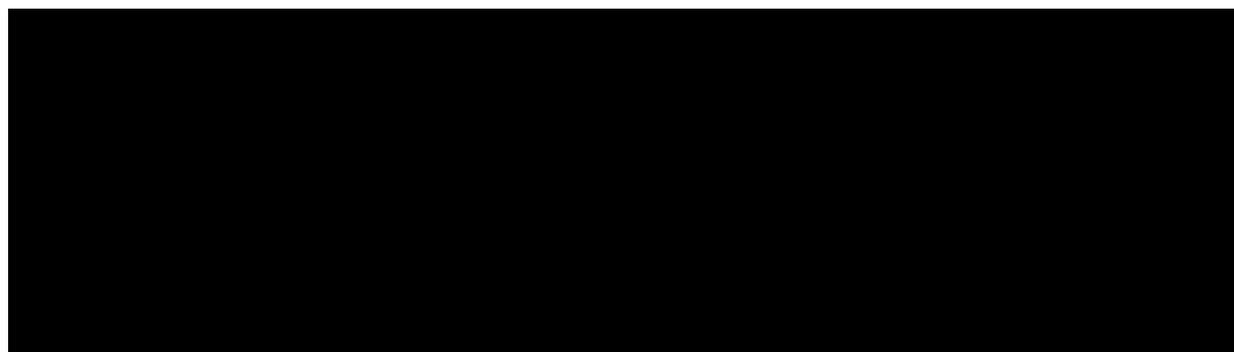
Примем за основные характеристики ТП данные по таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемого НГС



Определим категорию и класс линейного объекта, а также категорию участков ТП по таблице.

Таблица 13 – Сведения о категории и классе линейного объекта



При определении категории всего трубопровода к нормальной категории (подкатегория «Н1»), определенные участки ТП могут изменить категорию с нормальной на среднюю, либо высокую, в зависимости от условий прокладки(в нашем случае, на участках болот и обводненной местности). Также сразу учтем и другие особенности прокладки трассы проектируемого НГС, а именно наличие участков с пересечением искусственных преград.

Таблица 14 – Категория участков проектируемого НГС

					Характеристика объекта исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметр	Нормативное требование	Наименование участков	Категория
Категория участков НГС	таблица 4 [2]	ТП длиной 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	С
		УЗА и примыкающие к ТП участки по 250м	С
		Участки 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	С
		Переходы через II и III типа	С
	Участки 25 м по обе стороны от пересекаемой а/д (IV, V категорий),	С	
	п. 2.5.290 ПУЭ [4]	Участки по 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ до 330 кВ	С

В данном случае категория всего проектируемого ТП принята – «С» по условию п. 7.1.7 [2], а также с целью унификации проектных решений в связи с малой протяженностью участков отнесенных к «Н1» категории.

Выбор характеристик и материала труб и фасонных изделий проектируемого НГС произведен на основании требований [2].

Для строительства проектируемого НГС приняты трубы стальные, электросварные прямошовные, хладостойкого исполнения, с содержанием хрома 0,3% и менее, климатического исполнения УХЛ, выполненные сваркой токами высокой частоты ТВЧ (НFW) с локальной и (или) объемной термической обработкой.

Технические характеристики материала фасонных изделий аналогичен техническим характеристикам материала труб.

На основании требований [2] пункты 5.9, 9.1.12, 15.5.3, 15.5.4 и ГОСТ Р 58367-2019 [6] п. 6.14.7 на проектируемых ТП необходимо применять ингибитор коррозии (при скорости коррозии более 0,1 мм/год) или внутреннее покрытие, соответственно в данном проекте применение труб без дополнительной защиты не рассматривается.

На основании вышеизложенного наиболее экономически эффективным вариантом для строительства НГС является применение трубной продукции класса прочности К48 с внутренним покрытием (09Г2С).

					Характеристика объекта исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 15 – Техническая характеристика применимых труб

Наименование параметра		Ед. изм.	Значение
Диаметр ТП,	D	мм	114
Толщина стенки,	t	мм	6
Класс прочности			K48
Временное сопротивление	σ_B	МПа,	не менее 460
Предел текучести	$\sigma_{0,5}$	МПа	не менее 360
Относительное удлинение	δ_s	%	не менее 20
Минимальное значение ударной вязкости: - основного металла сварных труб - сварное соединение труб	KCV ⁻²⁰	Дж/см ²	65 50
Минимальное значение ударной вязкости	KCU	Дж/см ²	45
Тип наружного покрытия	заводское полиэтиленовое, с температурой эксплуатации до плюс 60 °С		
Тип внутреннего покрытия	заводское полиэтиленовое, с температурой эксплуатации до плюс 80 °С		

Технические характеристики обеспечивают расчетный срок службы при условии соблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствия нерегламентированного воздействия (строительного брака, наездов техники и др.). Контроль сварных соединений ТП принят 100% визуальным и радиографическим методами. Также в соответствии с СП 392.1325800.2018 предусмотрен дублирующий контроль ультразвуковым методом стыков захлестов, соединительных деталей ТП.

Вывод: участок выполнения работ расположен на территории XXXXXXXXXX области.

Проектные решения по проекту «Линейные коммуникации для кустовой площадки X месторождения Y» приняты по ГОСТ Р 55990-2014 [2], с учетом требований ФНП №534 [3].

В рамках проекта проектируются нефтегазосборные сети (НГС).

3 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ НАЛИЧИИ ЗАБОЛОЧЕННЫХ И ОБВОДНЕННЫХ УЧАСТКОВ

В данном разделе определим основные особенности проектных решений по прохождению трассы ТП в условиях заболоченной и обводненной местности.

Выбор варианта прохождения трассы проектируемого НГС выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ Р 58367-2019, Федерального Закона от 10.01.2002 №7-ФЗ, ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 №534, а также с учетом сложившейся технологической инфраструктуры, минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде, соблюдения требований экономической целесообразности, надежности и безаварийности в период эксплуатации, расположения проектных трасс в пределах существующих коридоров коммуникаций, нормативных расстояний между коммуникациями, соответствия утвержденных границ зоны размещения линейных объектов.

3.1 Пересечение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения болот

Болота по проходимости строительной техники, согласно СП 86.13330.2014, представлены болотами 2 типа – труднопроходимыми. Болото верхового типа.

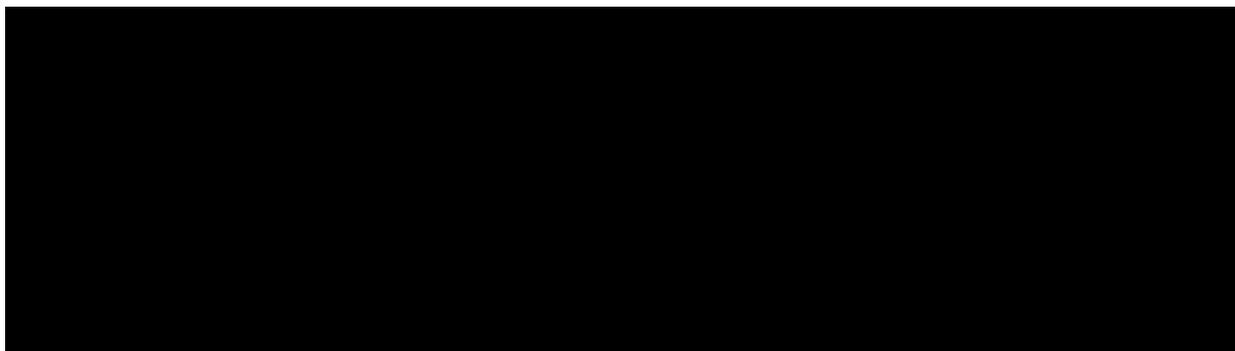
В соответствии с требованиями п.10.1.12 [2] на переходе трасс ТП через участки болот проведен расчет на устойчивость положения ТП против всплытия.

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					30	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

3.2 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения подземных коммуникаций

При прохождении проектируемого НГС по территории производства работ имеются пересечения с подземными коммуникациями.

Таблица 16 – Ведомость пересекаемых подземных коммуникаций



Для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении подземных коммуникаций, учтены следующие нормативные требования:

- земляные работы в местах пересечения подземных коммуникаций производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии: 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникаций с предварительным их обнаружением с точностью до 0,5 м в соответствии с СП 45.13330.2017 (п. 6.1.21);
- пересечение выполнено под углом не менее 60 град согласно п. 8.10 ГОСТ Р 55990-2014;
- расстояние по вертикали в свету между ТП не менее 0,35 м по п. 9.3.9 ГОСТ Р 55990-2014;
- выполнено устройство ЗФ, концы футляров выведены на расстояние не менее 5,0 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации;
- сварные стыки подвергаются 100% контролю визуальным и радиографическим методами;
- при протаскивании ЗФ под существующими коммуникациями, для защиты изоляционного покрытия выполняется его футеровка скальным листом.

					Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

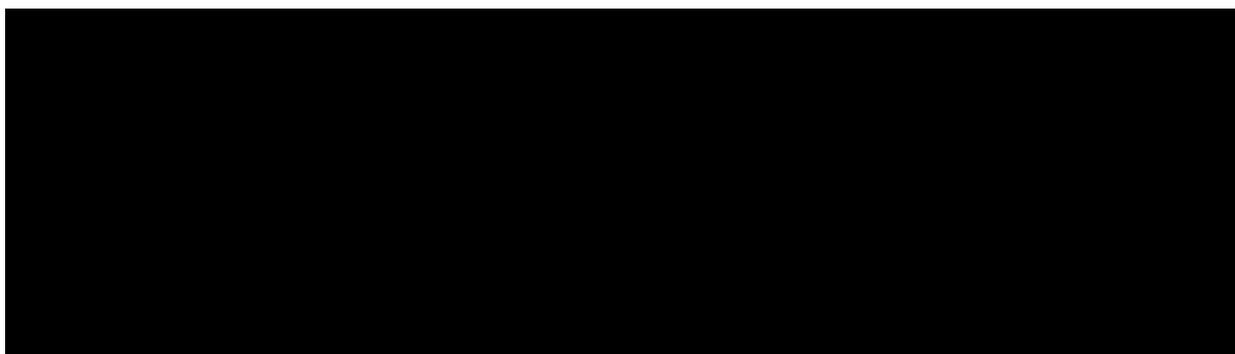


Рис. 16 – Применение СЛ при протаскивании

3.3 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения надземных коммуникаций

При прохождении проектируемого НГС по территории производства работ имеются пересечения с надземными коммуникациями.

Таблица 17 – Ведомость пересекаемых надземных коммуникаций



Для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении надземных коммуникаций учтены следующие нормативные требования:

- угол пересечения проектируемого ТП с ВЛ до 35 кВ не нормируется по п.2.5.287 ПУЭ-7;

- расстояние от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры до любой части проектируемого ТП приняты в соответствии с таблицей 2.5.40 ПУЭ-7 и составляет не менее 5 м при пересечении с ВЛ до 35 кВ.;

- выполнено устройство ЗФ, концы футляров выведены на расстояние не менее 20 м от крайних проводов в обе стороны (в соответствии с типовыми техническими условиями);

- при протаскивании ЗФ под ВЛ для защиты изоляционного покрытия выполняется его футеровка скальным листом;
- сварные стыки подвергаются 100% контролю визуальным и радиографическим методами;
- расстояние от узлов до ЛЭП составляет не менее полуторакратной высоты опоры.

3.4 Прохождение трассы нефтегазосборных сетей с учетом пересечения автомобильной дороги

При прохождении проектируемого НГС по территории производства работ имеются пересечения с автомобильными дорогами.

Таблица 18 – Ведомость пересекаемых автомобильных дорог

ПК	+	Наименование коммуникации	Категория	Угол пересечения, град	Тип покрытия	Ширина проезжей части, м
0	50,00	Автодорога 1	V	93	грунт	
1	00,00	Автодорога 2	V	100	грунт	

Для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении автомобильных дорог учтены следующие нормативные требования:

- выполнено устройство ЗФ, концы ЗФ, в соответствии с п. 10.3.6 [2], выведены на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна при пересечении автодорог V категории;
- укладка ЗФ на переходе через автодороги V категории предусмотрена открытым способом с последующим восстановлением защитного полотна;
- заглубление ЗФ в соответствии с п. 9.3.1 [2] выполнено на глубину не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей ЗФ и не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей ЗФ;
- пересечение выполнено под углом, близким к 90 град, но не менее 60 град в соответствии с п. 10.3.2 [2];

- сварные стыки подвергаются 100% контролю визуальным и радиографическим методами.

					Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Описание проектных решений по плану и профилю трубопровода

Общие требования по построению плана, проектируемого НГС (по технологической схеме – приложение 1):

1. Укладка ЗФ под автомобильной дорогой предусмотрена открытым способом.
2. Укладка ЗФ под автомобильной дорогой и ВЛ предусмотрена способом протаскивания. Для защиты изоляции кожуха необходимо выполнить его футеровку СЛ.
3. Укладка ЗФ под ВЛ предусмотрена способом протаскивания. Для защиты изоляции кожуха необходимо выполнить его футеровку СЛ.
4. Укладка ЗФ под подземными коммуникациями предусмотрена способом протаскивания. Для защиты изоляции кожуха необходимо выполнить его футеровку СЛ.
5. Укладка трубопровода в кожух предусмотрена способом протаскивания с применением футеровочных комплектов (ФК). В комплект поставки входят 1) кольца предохранительные диэлектрические, 2) манжеты герметизирующие, 3) хомуты стяжные, 4) крепежные детали.

Приведем особенности профиля трассы НСГ по прохождению по суходолу и болоту.

Таблица 19 – Типовой профиль НГС по болоту (масштаб 1:2000)

Параметр	Значение
Тип болот по проходимости	2
Устройство лежневых дорог	устройство лежневой дороги V типа, ширина 6,5 м, $L = 200$ м.
Техническая характеристика укладываемых труб	марка стали, $L = 200$ м.
Категория участка ТП	C, $L = 200$ м.
Контроль сварных стыков	100% радиографированием
Тип изоляции и ее протяженность	Трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием, $L = 200$ м.
Способ закрепления трубопровода	ЗФ – 1 компл. УБП-0,4, шаг 16,5м.
Способ разработки траншеи	Экскаватором со сланей
Способ засыпки траншеи	Экскаватором со сланей
Откосы, ширина по дну траншеи	$i = 1: 1,25$, b не менее 1,10м, где ЗФ - $i = 1: 1,25$, b не менее 1,20м

					Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 20 – Типовой профиль НГС по суходолу (масштаб 1:2000)

Параметр	ГВВ
	Значение
Тип болот по проходимости	- (нет болота)
Устройство лежневых дорог	- (нет болота)
Техническая характеристика укладываемых труб	марка стали, $L = 200\text{м}$.
Категория участка ТП	С, $L = 200\text{м}$.
Контроль сварных стыков	100% радиографированием
Тип изоляции и ее протяженность	Трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием, $L = 200\text{м}$.
Способ закрепления трубопровода	ЗФ – 1 компл. УБП-0,4*, шаг 16,5м.
Способ разработки траншеи	Одноковшовым экскаватором
Способ засыпки траншеи	Бульдозером
Откосы, ширина по дну траншеи	$i = 1: 0,67$, b не менее 1,10м, где ЗФ - $i = 1: 0,67$, b не менее 1,20м

Таблица 21– Типовой профиль НГС по болоту и суходолу (масштаб 1:1000)

Параметр	Значение
Характеристика трубы	марка стали, $L = 200\text{м}$.
Категория участка ТП	С, $L = 200\text{м}$.
Контроль сварных стыков	100% радиографированием
Тип изоляции и ее протяженность	Трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием, $L = 200\text{м}$.
Защита изоляции от механических повреждений	где ЗФ – ФК, длина ФК=длина ЗФ
Балластировка ТП	где ЗФ – 5 компл. УБП-0,4, шаг.
Способ укладки ТП	С лежневой дороги – на болоте, где ЗФ – протаскивание, на 2,5м больше с каждой стороны где ЗФ, С бровки траншеи – на суходоле
Способ разработки траншеи	Экскаватором со сланей – на болоте, Одноковшовым экскаватором – на суходоле.
Способ засыпки траншеи	Экскаватором со сланей – на болоте, Бульдозером – на суходоле.
Откосы, ширина по дну траншеи	Болото – $i = 1: 1,25$, b не менее 1,10м, где ЗФ - $i = 1: 1,25$, b не менее 1,20м Суходол – $i = 1: 0,5$, b не менее 1,10м, где ЗФ - $i = 1: 0,5$, b не менее 1,20м

Изоляция стыков предусмотрена термоусаживающимися манжетами (ТУМ) шириной – 450 мм, толщиной – 1,4 мм для трубы диаметром 114 мм, в комплекте с замковыми платинами и эпоксидным праймером.

					Особенности проектных решений при наличии заболоченных и обводненных участков	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

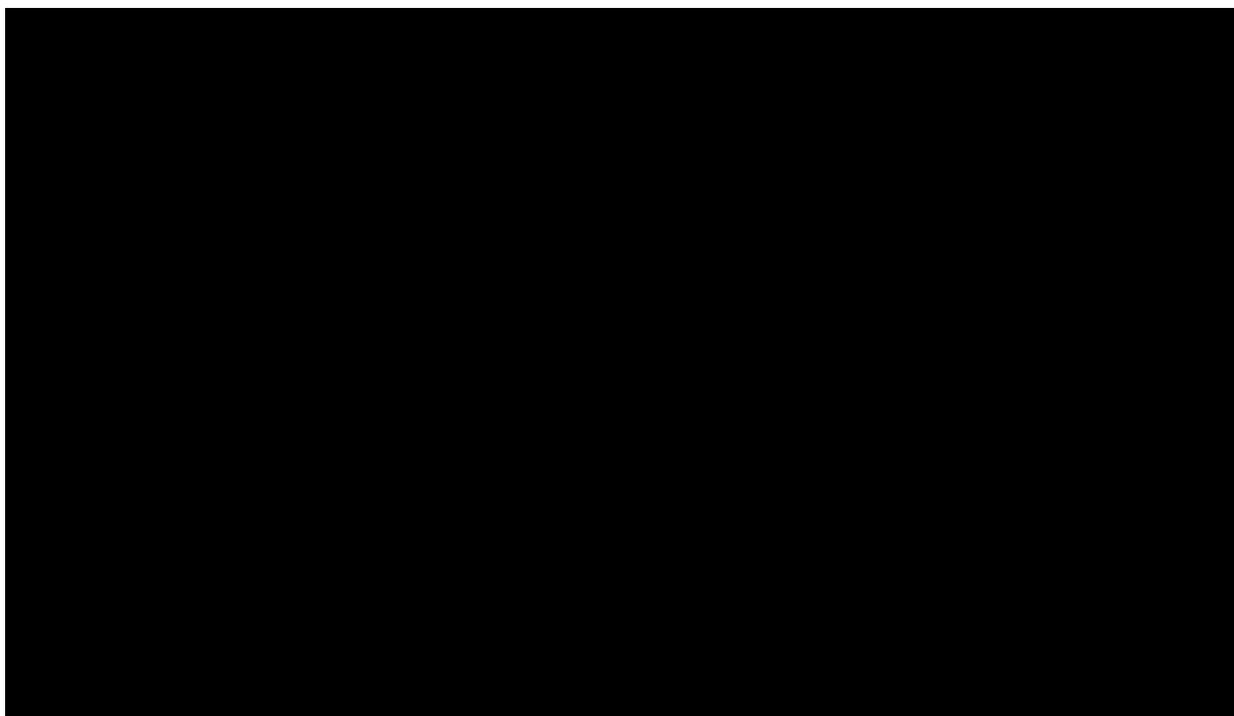
Вывод: в данной главе рассмотрены пересечения трассы НГС с болотом, подземными, надземными коммуникациями и автомобильными дорогами.

Для обеспечения эксплуатационной безопасности при пересечении указанных преград приведены нормативные требования на каждую коммуникацию.

В таблице 22 представлена обобщённая ведомость пересекаемых коммуникаций.

В приложении А приведена технологическая схема.

Таблица 22 – Обобщенная ведомость пересекаемых коммуникаций



4 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 (1,2 м для 3Ф DN 400 и выше). Крутизна откосов траншеи принята согласно СП 45.13330.2017 [5].

Согласно СН 452-73 (таблица 1) 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.

4.1 Защитный футляр

В местах пересечения преград проектируемый ТП должен заключаться в защитный футляр (ЗФ).

Согласно требованиям п. 10.3.6 [2], определили значение диаметра ЗФ для проектируемого НГС – 630 мм. Заглубление от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра - 1,4 м по п. 9.3.1. [2].

Перед протаскиванием в ЗФ на участок проектируемого ТП устанавливают футеровочный комплект с целью защиты изоляционного покрытия. В комплект входят: 1) предохранительные кольца, изготавливаемые из полиэтилена (полиуретана), 2) герметизирующие манжеты, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства и 3) укрытие защитное манжет герметизирующих.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Разраб.		Смирнов А.В.			Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					38	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



Рис. 17 – Применение ФК для установки 3Ф

Пересечения проектируемым ТП естественных и искусственных преград выполнения в соответствии с требованиями [2], [3], [4], а также с типовыми техническими условиями Заказчика (ТТУ) и по техническим условиям (ТУ) владельца через коммуникации сторонних организаций.

Для защиты от почвенной коррозии внешней поверхности 3Ф предусмотрена изоляция, соответствующая требованиям таблица 1 ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 15).

Нанесение изоляции на 3Ф предусмотрено в трассовых условиях.



Рис. 18 – Нанесение изоляции на 3Ф от почвенной коррозии

Таблица 23 –Условия для установки 3Ф и применения утяжелителей

Исходный ТП	Пересечение	Особенности
<i>Dxt = 114x6</i>	Автомобиля	Установка 3Ф по п. 10.3.3 [2]
	ВЛ	Установка 3Ф Типовым техническим условиям Заказчика
	Подземная коммуникация	Установка 3Ф Типовым техническим условиям Заказчика, либо технические условия владельца через коммуникации сторонних организаций
	Болото	Установка УБП по 10.2.5 [2]

Основные конструктивные решения по прокладке 3Ф:

1. Переход проектируемого ТП через подземные коммуникации, вдольтрассовые линии (ВЛ) или автомобильные дороги разработан в

соответствии с требованиями [2] и типовых технических условий Заказчика (ТТУ).

2. Прокладка участков проектируемого ТП на пересечениях с подземными коммуникациями, ВЛ, автомобильными дорогами предусмотрена в ЗФ.

3. Протаскивание проектируемого ТП в ЗФ предусмотрена с применением ФК.

4. Герметизация концов ЗФ предусмотрена манжетами.

5. Для защиты от почвенной коррозии внешней поверхности ЗФ предусмотрена изоляция усиленного типа, соответствующая требованиям таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98. Нанесение изоляции на ЗФ предусмотрено в трассовых условиях.

6. Концы ЗФ выводятся на расстояние:

- не менее 10 м в обе стороны от пересекаемой подземной коммуникации;
- не менее 20 м от крайних проводов ВЛ в обе стороны;
- не менее 5 (25) м от бровки земляного полотна при пересечении автодорог III, IV, V, III-в, IV-в, III-к, IV-к категорий.

7. Расстояние между кольцами предохранительными диэлектрическими на ТП DN 114 должно быть не более 5,0 м.

8. Все сварные стыки проектируемого ТП в границах перехода подвергаются контролю 100 % визуальным и радиографическим методами.

9. Производство работ по сооружению перехода ТП под дорогой следует выполнять в соответствии с требованиями [2].

4.2 Расчет толщины труб защитного футляра

на переходе трубопровода через автодорогу

Задача расчета

Определение толщины стенки защитного футляра на переходе через автодорогу.

					Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Данные для расчета

Наружный диаметр нефтепровода: Дн 114 мм

Материал футляра: труба спиральношовная, сталь СтЗсп, согласно ГОСТ 8696-74*:

- временное сопротивление разрыву на поперечных образцах: $\sigma_B = 372$ Н/мм² (42 кгс/мм²);

- предел текучести: $\sigma_T = R_2 = 245$ Н/мм² (25 кгс/мм²);

Максимальное заглубление футляра, согласно данных построения профиля участка нефтепровода: Н=z=1,4 м.

Характеристики грунта, согласно данных инженерно-геологического обследования участка работ:

- грунт: суглинок полутвёрдый;

- плотность грунта: $\gamma_{ГР}=1,96$ т/м³≈19,2 кН/ м³;

- угол внутреннего трения: $\varphi_{ГР}=23^\circ$;

- коэффициент крепости: $f_{КР}=0,6$, [1, табл.24].

Верхнее покрытие автодороги:

- вид: асфальтобетон;

- толщина: 0,12 м;

- модуль упругости: $E_{П}=1000$ МПа, [1, табл.26];

- коэффициент Пуассона: $\mu_{П}= 0,2$, [1, табл.26].

Расчетные показатели автомобилей:

- вид: грузовой, трёхосный;

- нагрузка на одну заднюю ось: 13 кН, [1, табл.28];

- расстояние между осями задней тележки: с=1,6 м.

Условия расчета

Коэф-т надежности по нагрузке от подвижного состава: $n_{П} = 1,1$;

					Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэф-т надежности по нагрузке от веса грунта: $n_{ГР} = 1,2$;

Коэффициент постели грунта при сжатии [9, табл.1]: $k_0 = 0,1 \text{ МН/м}^3$;

Расчет труб защитного футляра

Минимальный диаметр защитного футляра:

██

принимаем диаметр защитного футляра $D_{\Phi} = 630 \text{ мм}$.

Ширина свода естественного обрушения грунта над футляром:

██

Высота свода естественного обрушения грунта над футляром:

██

Расчетная вертикальная нагрузка на футляр от действия грунта:

██

Расчетная величина бокового давления грунта на футляр в случае формирования свода обрушения:

██

Момент инерции материала полотна дороги:

██

Цилиндрическая жесткость полотна дороги:

██

Коэффициент жесткости полотна дороги:

██

Длина зоны распространения реакции основания:

[Redacted]

Длина зоны распространения суммарной эпюры реакции основания:

[Redacted]

Максимальное значение реакции основания автодороги имеет место в точке соприкосновения колес автомашины с дорожным полотном, при этом $\eta=1,0$:

[Redacted]

Максимальное напряжение в грунте на глубине заложения футляра ($z=H$) и под колесами автомобиля ($x=0$):

[Redacted]

Расчетное давление на футляр от подвижного транспорта:

[Redacted]

Расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра:

[Redacted]

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра:

[Redacted]

Минимальная толщина стенки футляра, удовлетворяющая условию прочности:

					Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем толщину стенки защитного футляра
 Дн 630 по ГОСТ 8696-74*– **9,0 мм.**

Справочные данные

Таблица 24

Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 , МН/м ³
Торф влажный	0,5-1,0
Плывун	1-5
Глина размягченная	1-5
Песок свеженасыпанный	2-5
Песок слежавшийся	5-30
Глина тугопластичная	5-50
Гравий	10-50

Таблица 25

Ориентировочные значения физико-механических характеристик грунтов

Грунт	Плотность $\gamma_{гр}$, кН/м ³	Угол внутреннего трения $\phi_{гр}$, градус	Коэффициент крепости $f_{кр}$
Сланец, известняк, мел, мерзлый грунт	24	65	2,0
Слежавшаяся галька, щебенистый грунт, твердая глина	18-20	60	1,5
Плотный глинистый грунт	18	60	1,0
Гравий, глинистый грунта, лесс	16	40	0,8
Слабый глинистый грунт, сырой песок, растительный грунт	15	30	0,6
Песок, мелкий гравий, насыпной грунт	17	27	0,5
Разжиженные грунты	15-18	9	0,3

Таблица 26

Расчетные характеристики материалов покрытия автомобильных дорог

Вид материала	Модуль упругости E _п , МПа	Коэффициент Пуассона, μ
Цементобетон	10000-20000	0,15-0,20
Асфальтобетон	1000-1500	0,20-0,30
Щебень, обработанный битумом	700-900	0,25-0,30
Гравий, обработанный битумом	350-800	0,35-0,40
Щебень	300-450	0,15-0,20
Гравийный материал	150-250	0,08-0,10
Щебень и гравий, обработанные цементом	500-700	0,10-0,20
Грунты, обработанные цементом	200-450	0,20-0,30
Грунты, обработанные битумом	170-280	0,30-0,35
Пески	80-150	0,20-0,25
Супеси легкие	40-45	0,20-0,30
Пески пылеватые, супеси тяжелые	28-40	0,15-0,20
Легкие и тяжелые суглинки и глины	20-35	0,30-0,40
Супеси пылеватые и тяжелые, пылеватые суглинки легкие и тяжелые	15-30	0,15-0,25

Таблица 27

Наименьшая допускаемая толщина покрытия автомобильных дорог

Номер покрытия	Наименование покрытий	H, см
	<i>Жесткие:</i>	
1	Цементобетон (монолитный и сборный)	12
	<i>Полужесткие и нежесткие:</i>	
2	Асфальтобетон однослойный	4
3	Асфальтобетон двухслойный	7
4	Асфальтобетон из прочных щебенистых материалов в смеси с битумом	4
5	Мостовые из брусчатки и мозаики на каменном или бетонном основании	9
6	Усовершенствованные облегченные покрытия из щебня и гравия, обработанных битумом	5
7	Усовершенствованные облегченные покрытия из холодного асфальтобетона	2
8	Усовершенствованные облегченные покрытия из грунта обработанного битумом	4

					Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

9	Щебенистые и гравийные переходные покрытия на песке	15
10	Щебенистые и гравийные переходные покрытия на каменном или укрепленном вяжущем грунте	6
11	Щебенистые и гравийные переходные покрытия на основании из щебня или гравийного материала	10
12	Грунтовые покрытия, укрепленные различными местными материалами	-

Таблица 28

Основные показатели автомобилей, учитываемые в нормативных нагрузках Н-30 и Н-10

Показатель	Н-30	Н-10 автомобиля	
		утяжеленного	нормального
Масса нагруженного автомобиля, т	30	13	10
Нагрузка на заднюю ось, кН	2x120	95	70
Нагрузка на переднюю ось, кН	60	35	30
Ширина заднего ската, м	0,8	0,4	0,3
Ширина переднего ската, м	0,3	0,2	0,15
Длина соприкосновения ската с покрытием проезжей части (по направлению движения), м	0,2	0,2	0,2
База автомобиля, м	6+ <u>1,6</u> (!)	4,0	4,0
Ширина кузова, м	2,9	2,7	2,7
Ширина колеи, м	1,9	1,7	1,7

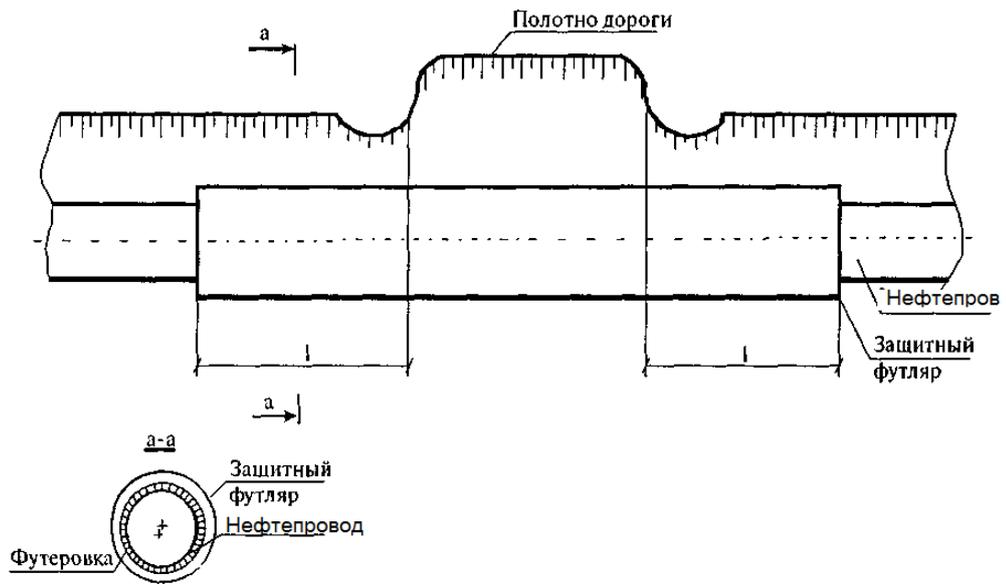


Рис.19 Схема защитного футляра под автодорогой

					Конструктивные решения при прокладке трубопровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3 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 29.

Таблица 29– Исходные данные для расчета необходимости балластировки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП (ЗФ)	D	114 (426)	мм
Толщина стенки ТП (ЗФ)	t	6 (10)	мм
Толщина слоя изоляции (ЗФ)	t_{ins}	2,0 (1,2)	мм
Диаметр изолированного ТП (ЗФ)	D_{ins}, D_{lin}	118 (428,4)	мм
Площадь поперечного сечения трубы (стали) (ЗФ)	A	0,002 (0,13)	м ²
Футеровка ТП (ЗФ)	-	отсутствует	-
Тепловая изоляция ТП (ЗФ)	-	отсутствует	-
Коэффициент запаса устойчивости положения ТП (ЗФ)	$k_{n.f}$	1,05	-
Плотность изоляционного покрытия	γ_{ins}	1000	кг/м ³
Плотность воды, с учетом растворенных в ней солей	γ_w	1000	кг/м ³
Ускорение свободного падения	g	9,81	м/с ²
Коэффициент надежности по нагрузке	n_{bal}	0,9	-
Вес груза (комплект)	M_{bal}	определяется для конкретного груза	кг

Устойчивость положения ТП обеспечивается в случае соблюдения неравенства:

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

где Q_{act} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вверх, Н/м;

Q_{pas} – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины ТП, действующая вниз, включая собственный вес трубы и вес изоляционного покрытия, Н/м.

Погонные весовые нагрузки определяются для: собственного веса трубы, веса изоляционного (противокоррозионного) покрытия, выталкивающей силы воды для полностью погруженного в воду ТП при отсутствии течения воды.

Таблица 30 – Погонные весовые нагрузки

№	Наименование параметра	Об-е	Ед. изм.	Формула
1	Собственный вес трубы	q_{wgt}	Н/м	$q_{wgt} = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot A \cdot g$
2	Вес изоляционного (противокоррозионного) покрытия	q_{ins}	Н/м	$q_{ins} = \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} \cdot (D_{ins}^2 - D^2) \cdot \gamma_{ins} \cdot g$
3	Выталкивающая сила воды для полностью погруженного в воду ТП при отсутствии течения воды	q_w	Н/м	$q_w = 10^{-6} \cdot \gamma_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{lin}^2}{4}$
4	Максимальный шаг расстановки утяжелителей	l_{max}	м	$l_{max} = \frac{g \cdot M_{bal} \cdot n_{bal}}{q_{bal}^n}$
5	Интенсивность баллаستировки (вес на воздухе)	q_{bal}^n	Н/м	$q_{bal}^n = \frac{k_{n.f} \cdot q_w}{n_{bal}} - q_{wgt} - q_{ins}$

Сводные результаты проверки на выполнение условия устойчивости положения ТП приведем в виде таблицы 23.

Таблица 31 – Результаты расчета необходимости балластировки

Dxt	q_{wgt}	q_{ins}	$q_w = Q_{act}$	Условие	$\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$	q_{bal}^n	l_{max}	M_{bal}	l
мм	Н/м	Н/м	Н/м	-	Н/м	Н/м	м	кг	м
Труба 114x6	156,8	7,2	107,3	<	156,2	-	-	-	-
Балластировка не требуется									
Футляр 426x10 с трубой 114x6*	1163,2	23,0	1414,0	>	1129,7	610,3	8,9	620	9,0
Балластировка требуется									
* через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности.									

Расчет показал, что ТП диаметром 114x6 имеет устойчивое положение против всплытия, балластировка не требуется. ЗФ диаметром 630x9 с проложенной в нем трубой имеет положительную плавучесть.

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

				Конструктивные решения при прокладке трубопровода		Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для защиты изоляционного покрытия в местах установки утяжелителей применяется СЛ.



Рис. 20 – Применение СЛ для защиты изоляционного покрытия в местах установки УБП

При балластировке трубопроводов утяжелителями ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,1 м. Кроме того, ширина траншеи по дну при балластировке трубопровода должна быть не менее 2,2 DN.

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 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.



Рис. 21 – Способы борьбы с внутренней и подземной коррозией

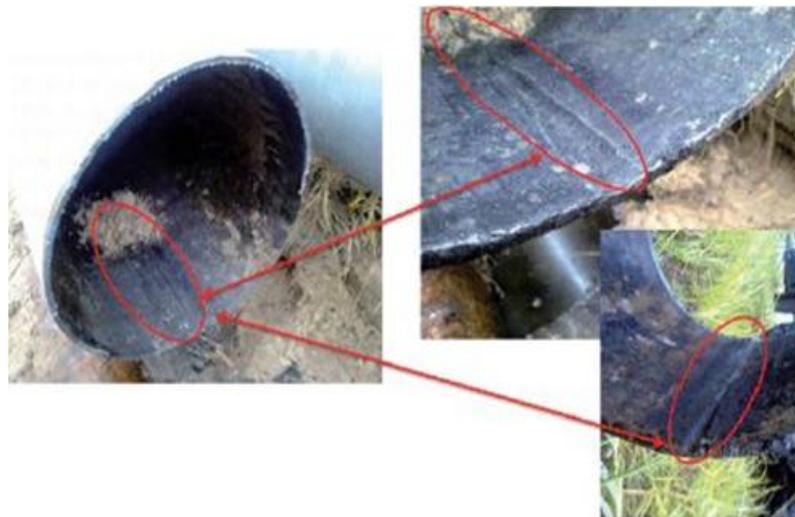


Рис. 22 - Внутренняя коррозия

4.5 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом 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 32 – Перечень установленной запорной арматуры

Наименование	Кол-во, шт.	Масса ед., кг*
Узел запорной арматуры. Куст 1		
Задвижка клиновья DN 100, PN 4,0 МПа фланцевая	2	65
<i>* Масса указана без учета массы присоединительных фланцев и патрубков.</i>		

4.6 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.

Таблица 33 – 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	5
От подошвы насыпи автодорог групп И и Л	10

Вывод: 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.

Таблица 34 – Прокладка ТП по болоту с наличием пересечений

Критерий	Болото	Дороги	ВЛ	Коммуникация
Вид преграды	Естественный	Искусственный	Искусственный	Искусственный
Угол пересечения	-	90°, но не менее 60°. Для категорий IV, V, Ш-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
ЗФ	При необходимости	Да, п. 10.3.3	При необходимости	При необходимости
Балластировка	Да, п. 10.2.5	-	При необходимости	При необходимости

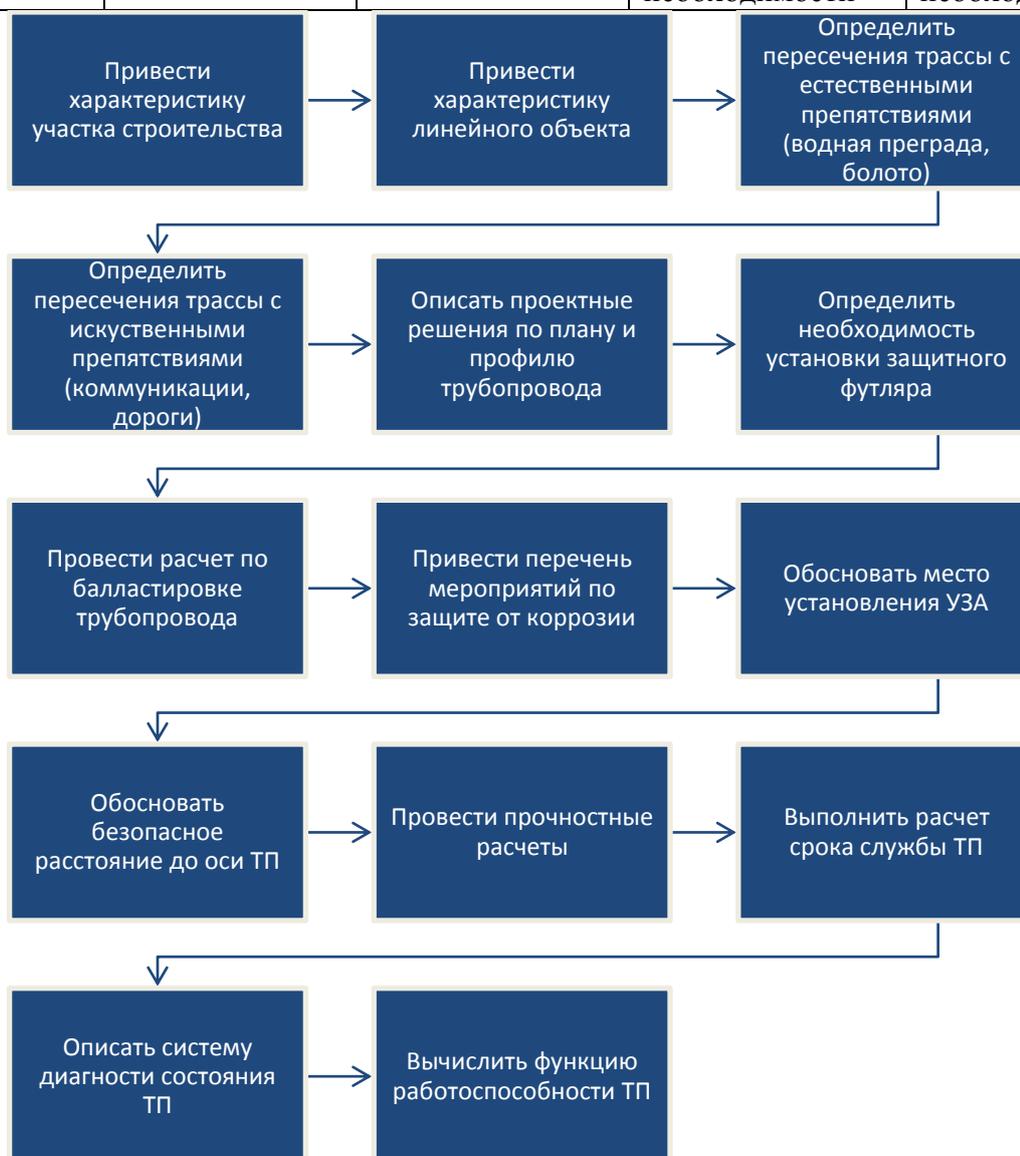


Рис. 23 - Последовательность работ по обеспечению безаварийной эксплуатации ТП

5 ПРОЧНОСТНЫЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДА

5.1 Расчет 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 35 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	114	мм
Рабочее давление	P	4,0	МПа
Временное сопротивление разрыву	σ_u	460	МПа
Предел текучести	σ_y	360	МПа
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_{fp}	1,15	-
Коэффициент условий работы ТП	γ_d	0,767	-
Коэффициент надежности по материалу по прочности	γ_{mu}	1,47	-
Коэффициент надежности по материалу по текучести	γ_{my}	1,15	-
Коэффициент надежности по ответственности ТП	γ_n	1,1	-
Модуль упругости	E	206000	МПа
Коэффициент Пуассона	μ	0,3	-
Коэффициент линейного расширения	α	0,000012	град ⁻¹
Температурный перепад	ΔT	80	°C
Радиус упругого изгиба	R	500	м
Коэффициент для проверки продольных напряжений	f_i	0,6	-
Коэффициент для проверки эквивалентных напряжений	f_{eq}	0,9	-

Результаты расчета приведены в таблицах ниже.

Таблица 36 – Результаты расчета толщины стенки

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	114	мм
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности	$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u$	218,19	МПа
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести	$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y$	218,28	МПа
Толщина стенки, по пределу прочности	$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}$	1,2	мм
Толщина стенки, по пределу текучести	$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$	1,2	мм

Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Смирнов А.В.			
Руковод.	Чухарева Н.В.			
Консульт.				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.			
Прочностные расчеты трубопровода				
			Лит.	Лист
				54
			Листов	
			92	
Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА				

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Расчетная толщина стенки	$t_d = \max \{t_u; t_y\}$	1,2	мм
Номинальная (принятая) толщина стенки	t_n	6,0	мм

Таблица 37 – Результаты проверки условия прочности для кольцевых напряжений

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	114	мм
Кольцевые напряжения от внутреннего давления	$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}$	43,7	МПа
Условие прочности для кольцевых напряжений	$\sigma_h \leq m \in \{R_u; R_y\}$	218,19	МПа

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

Таблица 38 – Результаты расчета для проверки условия прочности для продольных и эквивалентных напряжений

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	114	мм
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (+)	$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - \frac{E \cdot \alpha \cdot \Delta T}{2 \cdot R}$	-161,2	МПа
Продольные напряжения, при отсутствии продольных и поперечных перемещений (-)		208,1	МПа
Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса	$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2}$	234,0	МПа
Условие прочности для эквивалентных напряжений	$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0$	324,0	МПа

Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется.

5.2 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 ГОСТ Р 55990-2014.

Согласно п. 13.5 ГОСТ Р 55990-2014 участки надземной прокладки (узлы запорной арматуры), а также пересечения с подземными коммуникациями согласно п. 2 таблицы 21 ГОСТ Р 55990-2014 испытывают только гидравлическим способом.

					Прочностные расчеты трубопровода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 ГОСТ Р 55990-2014 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 36.

Таблица 39 – 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 ч
Гидравлическим способом (после укладки и засыпки)					
Узлы запорной арматуры, а также участки ТП по 250 м, примыкающие к ним	Первый этап, предварительное испытание	1,25 · $p_{раб}$ (5,0 МПа)	6	$p_{раб}$ (4,0 МПа)	12
Пересечения с подземными коммуникациям и в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации					
Испытание всего ТП	Второй этап	1,25 · $p_{раб}$ (5,0 МПа)	12	$p_{раб}$ (4,0 МПа)	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.

5.3 Расчет срока службы 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 – $V = 0,5$ 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 40– Результаты расчета срока службы

Наименование параметра	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Наружный диаметр ТП	D	114	мм
Толщина стенки ТП	t	6	мм
Критическая толщина стенки	$t_{отб}$	2	мм
Разница между критической и фактической толщинами стенки	Δt	4,0	мм
Расчетный срок службы	10 лет + $\Delta \delta / V$	18	год

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

5.4 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.

					Прочностные расчеты трубопровода	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.5 Основные показатели надежности оборудования

На рассматриваемом участке имеются следующие восстанавливаемые и невосстанавливаемые объекты, согласно таблице 41.

Таблица 41 – Перечень восстанавливаемых и невосстанавливаемых объектов

Восстанавливаемые объекты	Невосстанавливаемые объекты
Трубопроводы	Сварные швы
Запорная арматура	
Защитные футляры, опорно-направляющие кольца и манжеты	Утяжелители железобетонные поясные УБП
Изоляционное покрытие трубопроводов	

Невосстанавливаемым называется объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния не предусмотрено в нормативно технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Другими словами, под невосстанавливаемым объектом понимается такой объект, работа которого после отказа считается полностью невозможной и нецелесообразной.

К невосстанавливаемым объектам на рассматриваемом участке относятся: сварные швы.

После сварки трубопровода производится 100% радиографический контроль сварных стыков с использованием рентгеновских аппаратов в соответствии с требованиями СП 86.13330.2012, ВСН 006-89, ВСН 012-88, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001, ГОСТ 7512-82.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории, персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля.

Результаты проверки стыков физическими методами контроля необходимо оформлять в виде заключений в соответствии с ВСН 012-88.

Восстанавливаемый объект– объект, работоспособность которого в случае возникновения отказа подлежит восстановлению в рассматриваемой ситуации.

К восстанавливаемым объектам на данном участке относятся: трубопровод, кожух, опорно-направляющие кольца, манжеты.

В состав структурной схемы надежности линейной части трубопровода, представленной в виде системы, входят следующие элементы:

- x₁– металлическое основание трубы (непосредственно «тело трубы»);
- x₂– сварные швы;
- x₃–запорная арматура;
- x₄–пассивная защита от коррозии (изоляционное покрытие);
- x₅–активная защита от коррозии (применение ингибиторов коррозии);
- x₆ – грунт засыпки;
- x₇ – траншея;
- x₈ – опорно-направляющие кольца;
- x₉ – защитный футляр;
- x₁₀ – манжета;
- x₁₁–балластировка.

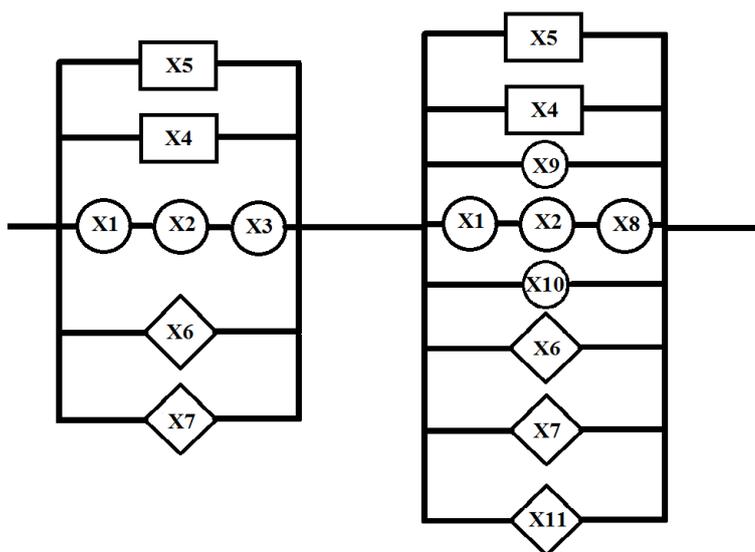


Рис. 24 — Структурная схема надежности участка промышленного трубопровода

В состав первого блока входят надежность характеристики линейной части промышленных трубопроводных систем с ЗРА (сам трубопровод X1, сварные швы X2, запорную арматуру X3 соединенные последовательно; а также параллельно им изоляционное покрытие X4, активную защиту от коррозии путем применения ингибиторов коррозии X5, грунт засыпки X6, траншею X7).

Второй блок представляет надежность характеристики защитных футляров, прокладываемых в местах пересечения с искусственными преградами (в состав входят: сам трубопровод X1, сварные швы X2 и опорно-направляющие кольца X8 соединенные последовательно, а также параллельно им защитный футляр X9 и манжеты X10. Параллельно данным элементам так же включены: изоляционное покрытие X4, активная защиту от коррозии путем применения ингибиторов коррозии X5, грунт засыпки X6, траншею X7, балластировка X11).

Балластировка самих трубопроводах НГС отсутствует согласно проектным решениям. Поэтому в первом блоке структурной схемы она отсутствует. Защитные футляры подлежат балластировке с помощью утяжелителей железобетонных типа УБП.

Структурная функция работоспособности S(X) для данного случая будет определяться следующей формулой:

$$S(X) = [1 - (1 - x_1 \cdot x_2 \cdot x_3)(1 - x_4)(1 - x_5)(1 - x_6)(1 - x_7)] \cdot [1 - (1 - x_1 \cdot x_2 \cdot x_8)(1 - x_9)(1 - x_{10})(1 - x_4)(1 - x_5)(1 - x_6)(1 - x_7)(1 - x_{11})]$$

Вероятность безотказной работы элементов схемы:

- металлического основания трубы составляет $X_1 = 0,99$;
- сварных швов $X_2 = 0,94$;
- запорной арматуры $X_3 = 0,99$;
- изоляции $X_4 = 0,93$;
- блок ввода ингибитора $X_5 = 0,95$;
- грунта засыпки $X_6 = 0,98$;

					Прочностные расчеты трубопровода	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- траншеи $X_7 = 0,94$;
- опорно-направляющих колец $X_8 = 0,8$;
- защитного футляра $X_9 = 0,98$;
- манжеты $X_{10} = 0,95$;
- балластировки $X_{11} = 0,98$.

Тогда, вероятность безотказной работы рассматриваемого участка составит:

$$S(X) = [1 - (1 - 0,99 \cdot 0,94 \cdot 0,99)(1 - 0,93)(1 - 0,95)(1 - 0,98)(1 - 0,94)] \cdot [1 - (1 - 0,99 \cdot 0,94 \cdot 0,8)(1 - 0,98)(1 - 0,95)(1 - 0,93)(1 - 0,95)(1 - 0,98)(1 - 0,94)(1 - 0,98)] = 0,99$$

Вывод: в данном разделе произведен расчет на прочность и устойчивость, расчет срока службы трубопровода. Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Условие прочности для продольных и эквивалентных напряжений выполняется.

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.

Расчетный срок службы – 18 лет. При выработке нормативного (рекомендуемого) срока службы ТП, должна быть проведена экспертиза промышленной безопасности для продления срока службы эксплуатации ТП.

Вероятность безотказной работы (по структурной схеме надежности участка промыслового трубопровода) равна 0,99.

					Прочностные расчеты трубопровода	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Экономическое обоснование работ по применению нового материала для строительства промышленных трубопроводов

На сегодняшний день основной причиной аварийности нефтепромысловых трубопроводов являются коррозионные поражения с внутренней и внешней поверхности труб, вызванные высокоагрессивными условиями эксплуатации, в том числе по причине пересечений с болотами.

Для решения данной проблемы, как правило, применяются различные методы химической обработки. В этой работе предлагается иной подход к повышению коррозионной стойкости ТП – применение нового материала коррозионно- и хладостойкого исполнения, способными повысить срок службы трубопровода.

Так как трубопроводы являются важнейшей составляющей нефтедобывающих и транспортирующих компаний, критично влияющей на надежность и безопасность производства, то возможность массового применения нового материала труб предусматривается только после продолжительных испытаний. Экономический аспект является очень важным, так как сокращение издержек и минимизация затрат являются одной из важнейших целей любого крупного производства.

В связи с вышесказанным, необходима оценка возможности применения нового материала, путем применения стандартных методов.

6.1.1 SWOT-анализ

Оценку эффективности необходимо осуществлять способами, применяемыми для вывода новых продуктов на рынок. Одним из них является SWOT-анализ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Разраб.		Смирнов А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					62	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

SWOT-анализ является одним из самых распространенных методов, оценивающих в комплексе внешние и внутренние факторы, способные повлиять на развитие проекта или компании в целом. SWOT-анализ для данного проекта представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица SWOT

Сильные и слабые стороны (факторы внутренней среды)	Возможности и угрозы (факторы внешней среды)	
	Возможности:	Угрозы:
<p>Сильные стороны: С1 - Эксплуатационные характеристики выше конкурентных товаров; С2 - Более низкая стоимость, чем у аналогов; С3 - Производство на высокотехнологичном заводе; С4 - Участие в проекте ведущих научных и производственных представителей отрасли.</p>	<p>В1 - Высокая репутация партнеров проекта; В2 - Отсутствие аналогов стали 13ХФА и возможности выбора материала у заказчика; В3 - Интерес к разработке со стороны зарубежных партнеров.</p> <p>1. Участие в проекте партнеров с высокой репутацией позволит ускорить процесс вывода продукта на рынок и позволит увеличить объемы заказов. 2. Появление аналога с более высокими характеристиками и более низкой стоимостью обязательно привлечет к себе внимание нефтяных компаний. 3. При наличии поставок иностранным государствам вырастет интерес к продукту на внутреннем рынке.</p>	<p>У1 - Скептическое отношение в отрасли к новым технологиям; У2 - Необходимость доказывать каждому покупателю эффективность технологии;</p> <p>1. В связи с недостаточным доверием к новым технологиям возможны мелкие заказы для проведения внутренних испытаний. 2. Долгий процесс согласования и подтверждения заказов.</p>
<p>Слабые стороны: Сл1 - Большая продолжительность проведения опытно-промышленных испытаний; Сл2 - Съём промежуточных результатов недостаточно высококвалифицированным персоналом; Сл3 - Необходимо время для перенастройки имеющегося оборудования на производство новой стали.</p>	<p>1. Большая продолжительность испытаний и участие крупных партнеров повышает уверенность клиента в товаре. 2. Возможность привлечения дополнительных средств для увеличения масштабов производства с сохранением качества и технологичности.</p>	<p>1. Нежелание применять новый продукт с связи с отсутствием личного опыта эксплуатации. 2. В случае крупного заказа невозможность его выполнения в установленные сроки.</p>

6.1.2 План проведения опытно-промышленных испытаний

Для реализации инженерного проекта необходимо выработать его основные этапы и установить сроки.

Таблица 2 - Линейный календарный график исследовательской работы

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март			Апрель			Май					
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	Согласование материалов по теме	Р	9			■	■	■									
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				■	■									
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	Сравнение материалов труб	И	10								■	■	■	■	■	■	■
7	Оценка результатов исследования	Р, И	11									■	■	■	■	■	■
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9												■	■	■

■ Руководитель
■ Исполнитель

6.1.3 План реализации инженерного проекта

Для написания дипломной работы был составлен план написания, в соответствии с которым подготовлена работа для последующей защиты.

План реализации представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Календарный график реализации проекта

Название работы	Исполнители	Трудоемкость работ, дни
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	3
Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	3
Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	18
Согласование материалов по теме	Руководитель	9
Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	15
Сравнение материалов труб	Исполнитель	10
Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель	11
Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	9

6.2 Сметная стоимость проведения опытно-промышленных испытаний

6.2.1. Расчет продолжительности проведения испытаний

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов. В данном случае, продолжительность работ по подготовительным и монтажным работам представлена согласно наряду-допуску, а эксплуатационных согласно программе опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Таблица 4 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
1 этап					
1	Ограждение места проведения работ, выставление предупредительных знаков	м ²	200	1	2
2	Установка на стенд гравиметрических кассет через узлы контроля коррозии	шт	2	2	2
3	Переключение задвижек на работу через байпасный стенд	шт	3	1	2
4	Приведение рабочего места в порядок	м ²	200	1	2
5	Ежемесячные работы по	шт	3	3	2

	извлечению/установке гравиметрических кассет				
6	Ежедневный осмотр стенда на наличие неисправностей	дней	92	92	2
7	Работы по последнему изъятию кассет и перевод байпасного стенда на работу по основной линии через переключение задвижек	шт	3	1	2
2 этап					
8	Приварка фланцев к испытательным и контрольным катушкам сварным соединением	шт	8	4	2
9	Дефектоскопия сварных швов и выдача заключений	шт	8	4	2
10	Вырезка катушек на байпасном стенде и приварка ответных фланцев	шт	8	8	2
11	Монтаж катушек в соответствие со схемой	шт	4	4	2
12	Переключение задвижек на работу через байпасный стенд и проведение гидравлических испытаний	шт	3	12	2
13	Проведение визуального осмотра и установка пломб на задвижки	шт	3	1	2
14	Приведение рабочего места в порядок	м ²	200	1	2
15	Ежедневный осмотр стенда на наличие неисправностей	дней	365	365	2
16	Ежемесячное проведение ультразвуковой толщинометрии	шт	12	24	2
17	Работы по демонтажу катушек и перевод байпасного стенда на работу по основной линии через переключение задвижек	шт	3	10	2
	Общая продолжительность производственных работ по проведению испытаний	х		534	

6.2.2 Расчет сметной стоимости проведения испытаний

На начальных этапах имеются только затраты на оплату труда сотрудникам, осуществлявшим монтажные работы, и обслуживающему персоналу. Расчет заработной платы персонала по проведению ОПИ представлен в таблице 5, согласно установленным тарифным ставкам.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 – Расчет заработной платы персонала

Должность	Кол-во	Разряд	Тарифная ставка, руб./ч	Норма времени на проведение ОПИ, ч	Заработная плата за проведение ОПИ, руб
Сварщик	2	6	163	60	9780
Слесарь-ремонтник	2	5	142	32	4544
Трубопроводчик линейный	2	5	140	494	69160
Итого	6				83484

Месторождение, на территории которого осуществляется проведение испытаний, находится на территории Томской области. В данном регионе, согласно ТК РФ, имеется районный коэффициент, равный 1,3.

Так же, за работу и проживание в районах Крайнего Севера, а также районах, приравненных к ним, предусмотрена северная надбавка. Так как для данных работ были привлечены опытные работники, имеющие большой вахтовый опыт работы и проработавшие в районах крайнего севера более 5 лет, то у всех исполнителей имеется районный коэффициент, равный 50%.

Согласно вышесказанному, фонд заработной платы увеличивается на значения представленных коэффициентов:

$$ЗП = 83484 \cdot 1,3 \cdot 1,5 = 162793,8$$

Налоговый кодекс Российской Федерации устанавливает страховые взносы, уплата которых является обязательными. Согласно ему, суммарный размер обязательных страховых взносов составляет 30%. Это означает, что из фонда заработной платы 48838,14 рублей будут уплачены государству, а фактическая суммарная заработная плата сотрудников составит 113955,66 рублей.

6.3 Экономическая эффективность применения нового материала

Расчет экономической эффективности является неотъемлемой частью любого инженерного проекта. Как и во многих других отраслях, в добыче углеводородов самым важным эффектом является экономический, так напрямую сказывается на финансовых показателях предприятия.

В данной работе, коммерческая экономическая эффективность измеряется путем сопоставления суммарных затрат на строительство и эксплуатацию объекта из традиционно применяющихся материалов и предлагаемого нового материала.

Более точно рассчитать экономическую эффективность будет возможно при подготовке и проведении этапа испытаний, представляющего собой строительство протяженного участка из нового материала – анаконда – гибкая полиэтиленовая высоконапорная труба монолитной конструкции, и его эксплуатация в течении 2-х лет.

Все трубопроводы, не имеющие внутренней антикоррозионной защиты, должны быть оборудованы ингибиторной защитой, представляющей собой регулярную подачу химического реагента в транспортируемую среду.

Рассмотрим приближенный расчет экономической эффективности от применения трубы анаконда на примере строительства трубопровода, протяженностью 5000 метров и оборудованного ингибиторной защитой с регулярной дозировкой 30 л/сутки. Согласно предварительной оценке, возможно сокращение объема дозировки химического реагента втрое, т.е. до 10л/сутки.

Совокупная стоимость строительства одного километра трубопровода 219 диаметра на месторождении составляет порядка 4 млн.рублей, 2,5 из которых составляет закупочная стоимость непосредственно трубопровода. Дать более точные цифры на данный момент не представляется возможным, в связи отсутствием реального проекта в текущее время.

Согласно стоимостной оценке производства трубопровода из нового материала трубы, закупочная цена будет на 10% ниже аналогов. В рамках

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осуществления производственных процессов монтажа, пуско-наладки и других строительных работ изменения стоимости не запланировано.

В связи с вышесказанным, в таблице 6 представлен расчет экономического эффекта за этап строительства и три года эксплуатации трубопровода.

Таблица 6 – Расчет экономической эффективности

Вариант строительства		Сталь 13ХФА	Анаконда
Капитальные затраты	Протяженность, км	5	
	Стоимость 1 км трубопровода, руб./км	2 500 000	2 250 000
	Стоимость монтажа 1 км трубопровода, руб./км	1 500 000	
	Совокупная стоимость 1 км трубопровода, руб./км	4 000 000	3 750 000
	Совокупная стоимость строительства участка, руб.	20 000 000	18 750 000
Эксплуатационные затраты	Суточный расход ингибитора, л/сут.	30	10
	Период эксплуатации, дней	1095	
	Стоимость ингибитора, руб./л	60	
	Совокупные затраты на ингибирование, руб.	1 971 000	657 000
Итого, руб		21 971 000	19 407 000

Вывод: проведя анализ, понимаем, что экономический эффект от применения нового материала трубы для строительства рассматриваемого трубопровода и его эксплуатации в течении трех лет составил 2564000 рублей. Стоит учитывать, что эксплуатационные характеристики анаконды существенно выше, что по предварительным оценкам дает увеличение срока эксплуатации в два раза. В таком случае экономический эффект может вырасти многократно.

7 Социальная ответственность

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

В большинстве случаев строительство трубопроводов выполняется на удаленных месторождениях, 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 и эксплуатации трубопровода, выполняемые работы на опасном производственном объекте (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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Разраб.		Смирнов А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					70	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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.

7.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Выполнение работ производится на кустовой площадке, спроектированных согласно проектных, санитарных требований 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 проектировании рабочего места для управления строительными работами и механизмами 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.

7.2. Производственная безопасность

При выполнении работ на кустовой площадке необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Но в данном разделе будем рассматривать лишь самые важные и наиболее вероятные факторы.

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014
2. Недостаток необходимого искусственного освещения	-	-	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95
3. Движущиеся части и механизмы	-	-	+	ГОСТ 12.2.003-74 ГОСТ 12.4.026-2001
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
5. Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000
6. Производственные факторы связанные с электрическим током	-	-	+	ГОСТ 12.1.019-017
7. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	-	-	+	ГОСТ 12.1.010-76

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

7.2.1.1 Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

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

Основным источником вибрации на кустовой площадке является оборудование, такое как: верхний силовой привод, вышечно- лебедочный блок, двигатели внутреннего сгорания, насосы, а также гидродинамические нагрузки в трубопроводе и др. 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.

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 - Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, м·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.

7.2.1.2 Недостаток необходимого искусственного освещения

В связи с тем, что работа ведется не только в дневное время, но и в ночное время суток, то возникает недостаток освещения рабочих мест, также работа ведется в разных климатических условиях, что также влияет на недостаточное освещение объекта в целом и освещения внутри производственных помещений. 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, не посредственно на объекте, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций, нормы для которых регламентируются в СНиП 23-05-95.

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

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

Согласно правилам ПБНГП на БУ должно обеспечиваться освещение.

Таблица 4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

В обязанности работодателя входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

7.2.1.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

На объекте работы 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 оборудования 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.

7.2.1.4 Работа на высоте

Строительство трубопровода сопровождается большинством работ 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.

Для провидения 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.

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.1.5 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

В связи с тем, что обустройство месторождения 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».

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

7.2.1.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [41].

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [65].

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.3. Экологическая безопасность

Согласно статистике ведения строительных работ по обустройству месторождения, необходимо уделить особое внимание аварийным ситуациям, которые оказывают наибольшее негативное влияние на экологическую обстановку на ОПО. Поэтому на ранней стадии проектирования 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.

7.3.1 Защита атмосферы

На протяжении выполнения всех необходимых комплексов работ, связанных с обустройством месторождения, непосредственно участвуют машины и механизмы, которые оказывают негативное влияние на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели внутреннего сгорания специальной техники, а также силовых установок.

Несмотря на все вышперечисленное, основное и наиболее пагубное воздействие на окружающую среду происходит во время аварийных ситуаций при обустройстве месторождения, а именно: при несоблюдении правил ПБНГП выброс углеводорода на поверхность. Еще до начала эксплуатации месторождения, устье скважины оборудуют ПВО, которое исключает выброс. Также во время цикла строительства, поддерживают гидростатическое давление столба жидкости.

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		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062

на марганца (IV) оксид)				
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 (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
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% SiO2	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.

7.3.2 Защита гидросферы

Наибольшее загрязнение поверхностных вод обеспечивается за счет сброса сточных вод и химических веществ, в близлежащие к территории водные объекты. Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, сбрасывать сточные воды на рельеф запрещен, также запрещено сбрасывать сточные воды в близлежащие водоемы. Самыми основными источниками загрязнения близлежащей водной территории являются: продукты испытания скважины, склады горюче-смазочных материалов (ГСМ) и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения

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

целостности обвалования территории ОПО, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями по рациональному использованию и защите водной среды это: размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов; устройство обвалования всей кустовой площадки по периметру; сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание; конструкция и обвязка оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы; использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам строительства скважины; ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

7.3.3 Защита литосферы

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

1. Подготовка кустовой площадки к эксплуатации: выделяется земельный участок под площадку, производится вырубка деревьев, снимается плодородный слой почвы.

2. При непосредственном строительстве скважины могут возникнуть следующие непредвиденные ситуации: непредвиденные утечки, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, засорение производственными отходами и мусором, не исправности 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

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

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 черnozем (рН = 4,8)	- 140,0

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

После завершения всего цикла строительства и освоения следует: очистить всю территорию ОПО от металлолома и строительного мусора, спланировать площадку ОПО и покрыть плодородным слоем почвы, убранном до начала строительства.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на территории ОПО – это обстановка на кустовой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери. При строительстве скважины или группы скважин, есть вероятность возникновения множества различных чрезвычайных ситуаций: открытое фонтанирование, пожары, атака диких животных и др.

Но все же самым опасным на ОПО является газоводонефтепроявление (ГНВП) с переходом в открытый фонтан.

Основные причины ГНВП: неправильно рассчитанная плотность бурового раствора глушения скважин; отсутствие долива скважины при спуско-подъемных операциях (СПО) инструмента и компоновке нижней части бурильной колонны (КНБК); поглощение бурового раствора, находящегося в скважине; глушение скважины перед началом работ; длительные простои скважины без промывки ствола скважины; наличие в разрезе скважины газовых, нефтяных и водяных пластов с большим количеством газа, значительно увеличивающих опасность возникновения ГНВП.

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

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом.

Вывод: рассмотрев в данном разделе правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, проведен анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов, рассмотрены вопросы экологической безопасности по защите атмосферы, гидросферы и литосферы, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

7.4.1 Пожаровзрывобезопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу горючести и огнеопасности нефти и нефтепродуктов. Особенно это касается накопленных паров в приямке и зоне проведения работ. К потенциальным источникам

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

Все это должно проходить регулярную проверку и техническое обслуживание. В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

Источниками возникновения пожара 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, трубопроводы под давлением.

Машины и механизмы, используемые при проведении ремонтных работ, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы должны быть оборудованы искрогасителями.

Персоналу необходимо иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусматривается необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

Все сотрудники при выявлении признаков пожара, обязаны:

1. Остановить производственный процесс, сообщить о случившемся непосредственному руководителю и следовать его указаниям.
2. Вызвать пожарную охрану по указанию руководства. Если таких указаний нет, а угроза существует, вызвать пожарных самостоятельно.
3. Эвакуировать людей не занятых ведением технологического процесса
4. Преступить к тушению пожара.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы: был проведен литературный обзор основных проектных решений при прокладке трубопровода на болоте; выполнены типовые расчеты проектирования согласно нормативной документации; представлена обобщенная модель технологических и конструктивных решений прокладки промышленных трубопроводов в условиях заболоченной и обводненной местности.

Определены факторы, влияющие на особенности проектирования, сооружения и эксплуатации трубопровода: сезонность, обводненность грунта, сжимаемость болотистого грунта.

Прокладка трубопровода на болоте предусмотрена подземной прокладкой, в редких случаях – наземная прокладка и надземная прокладка (на опорах). Продольная устойчивость трубопровода в условиях пересечения с болотом обеспечивается средствами баллаستировки первой и второй группы. 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.

Участок выполнения работ расположен на территории ████████ области.

Проектные решения по проекту «Линейные коммуникации для кустовой площадки X месторождения Y» приняты по ГОСТ Р 55990-2014, с учетом требований ФНП №534.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Разраб.		Смирнов А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					84	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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.

Расчетный срок службы – 18 лет. При выработке нормативного (рекомендуемого) срока службы ТП, должна быть проведена экспертиза промышленной безопасности для продления срока службы эксплуатации ТП.

Вероятность безотказной работы (по структурной схеме надежности участка промышленного трубопровода) равна 0,99.

В результате исследования: полученные решения могут быть положены в основу технологических и конструктивных решений при прокладке промышленного трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности. Проведенные исследования позволили обобщить основные требования по прокладке трубопровода на болоте.

Работа является актуальной, поскольку предложенные решения направлены на проектирование промышленных трубопроводов в условиях неблагоприятных факторов производства работ, одними из которых являются заболачивание территории и наличие обводненных участков. Основная сложность при строительстве трубопроводов с учетом указанных факторов заключается в нестабильности, плавучести грунтов, что требует применения современных инженерных решений и технологий.

					Заключение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

- [1] ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация (01.03.2022).
- [2] ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования (01.03.2022).
- [3] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 (02.03.2022).
- [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. (01.03.2022).
- [5] СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2). (01.03.2022).
- [6] ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование (01.03.2022).
- [7] Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (01.03.2022).
- [8] СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов (03.03.2022)
- [9] СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80* (с Изменением N 1) (03.03.2022).

					Обеспечение безаварийной эксплуатации нефтесборного коллектора среднего давления в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Смирнов А.В.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					86	92
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

[10] -Боч М.С., Кобак К.И., Кольчугина Т.П., Винсон Т. Содержание и скорость аккумуляции углерода в болотах бывшего СССР // Бюл. Моск. об-ва испытателей природы. Отд. биол. 1994. Т. 99. Вып. 4. С. 59–69. (11.03.2022).

[11] Вомперский С.Э., Иванов А.И., Цыганова О.П., Валяева Н.А., Глухова Т.В., Дубинин А.И., Глухов А.И., Маркелова Л.Г. Заболоченные органогенные почвы и болота России и запас углерода в их торфах // Почвоведение. 1994. № 12. С. 17–25. (11.03.2022).

[12] Вомперский С.Э., Цыганова О.П., Ковалев А.Г., Глухова Т.В., Валяева Н.А. Заболоченность территории России как фактор связывания атмосферного углерода // Избр. научн. труды по проблеме “Глобальная эволюция биосферы. Антропогенный вклад”. М.: Научный совет НТП “Глобальные изменения природной среды и климата”, 1999. С. 124–144 (11.03.2022).

[13] Вомперский С.Э., Сиринов А.А., Сальников А.А., Цыганова О.П., Валяева Н.А. Оценка площади болотных и заболоченных лесов России, Институт лесоведения РАН / Лесоведение, 2011, № 5, с. 3–11. (15.03.2022).

[14] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.04.2022).

[15] Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. – URL: <https://http://base.garant.ru/12171109/> (07.04.2022).

[16] Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf (07.04.2022).

					Список использованных источников	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

[17] Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (07.04.2022).

[18] СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1). (08.04.2022).

[19] СП 393.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Организация строительного производства. (08.04.2022).

[20] СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения. (08.04.2022).

[21] СП 411.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов. (10.04.2022).

[22] ГОСТ 31443–2012. Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия. (10.04.2022).

[23] ГОСТ Р 57955–2017. Здания и сооружения газонефтедобывающих производств. Нормы проектирования. (17.04.2022).

[24] Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ (с изменениями на 2 июля 2021 года) (редакция, действующая с 23 декабря 2021 года). (17.04.2022).

[25] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534. (17.04.2022).

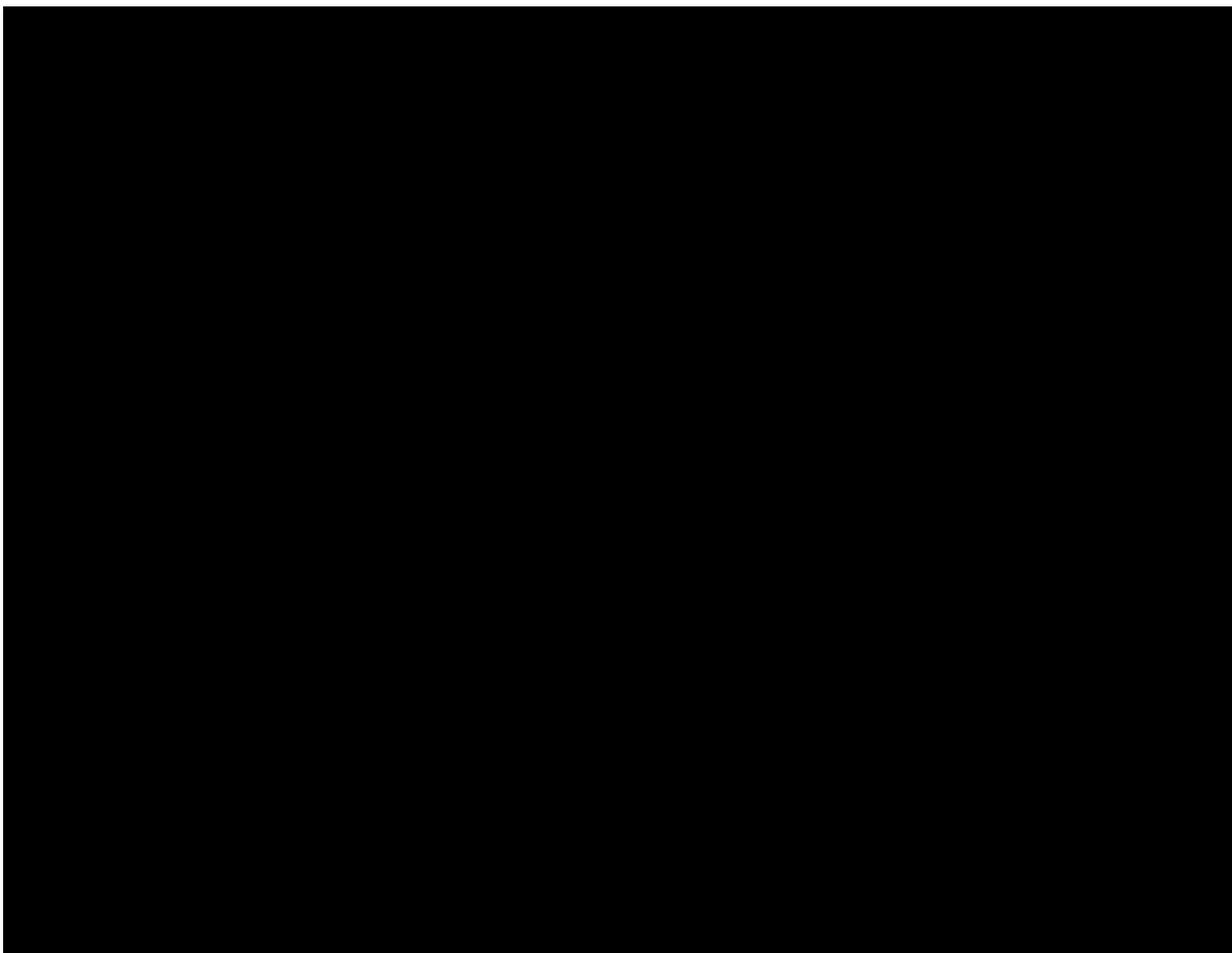
[26] Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 N 187 (ред. от 20.12.2017) "Об утверждении глав правил устройства электроустановок" (17.04.2022).

[27] ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. (17.04.2022).

Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов», М. «Недра» 1995 г. (21.04.2022).

					Список использованных источников	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

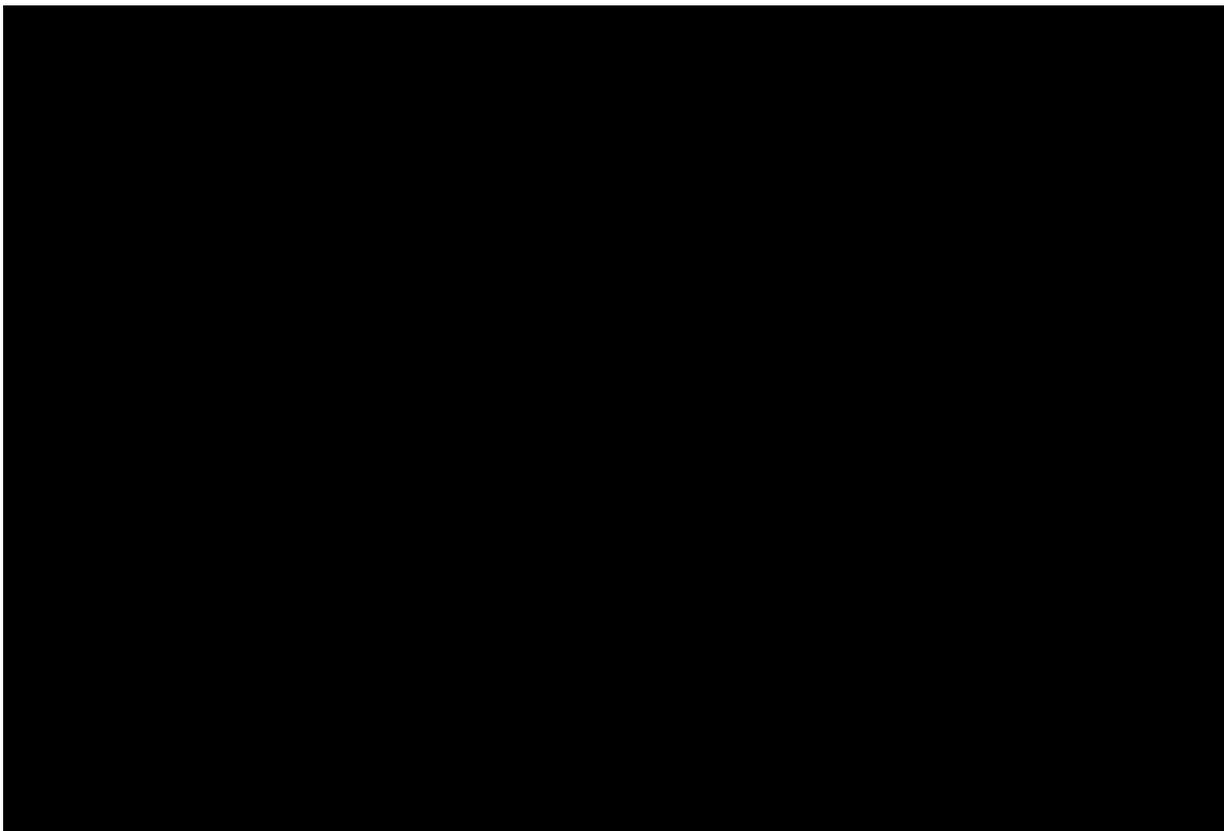
Приложение А – Технологическая схема трубопровода



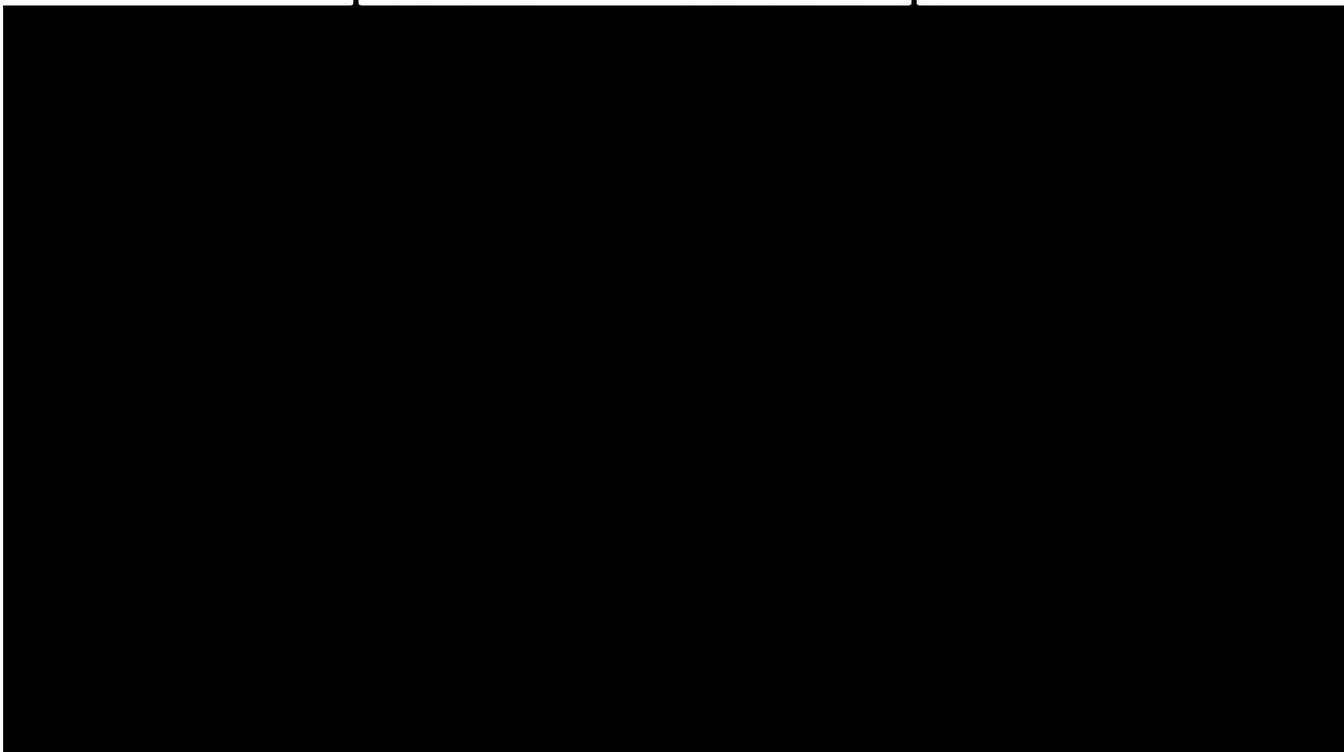
_____ существующий трубопровод

_____ проектируемый трубопровод

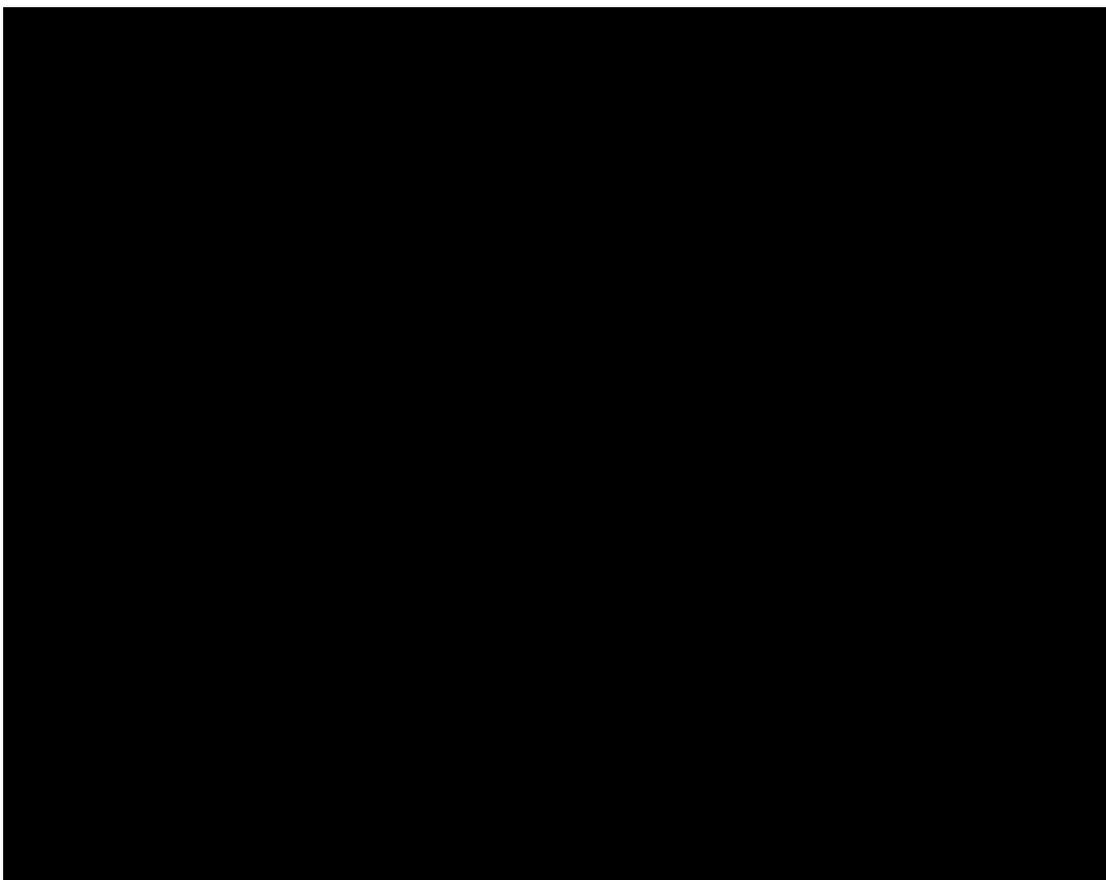
Приложение Б – Профиль трубопровода



Приложение В – Типовая схема перемички



Приложение Г – Типовая схема камеры приема



Приложение Д – Типовая схема камеры пуска

