

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП: «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»

УДК 622.692.4.053:620.16

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич

Тема работы:

«Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№40-7/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Участок магистрального трубопровода «Игольско-Таловое-Парабель». Протяжённостью 150 км., условным диаметром 530x10мм, на котором необходимо установить камеру пуска и приема средств очистки и диагностики.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор нормативно-технической документов, регламентирующих проведение работ на КПП СОД и диагностических мероприятий для магистрального нефтепровода.</p> <p>Рассмотрение организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики в целях повышения эффективности эксплуатации.</p> <p>Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
--	---

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель

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

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	09.02.2023
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н,		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения 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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2022 N 1 (ред. От 07.07.2016)
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка затрат и финансового результата реализации проекта.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; определение затрат
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка технологической и экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Часовских Сергей Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения 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 «Социальная ответственность»:

Введение:

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объектом исследования: «Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Область применения: внутритрубная диагностика магистрального нефтепровода.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: запасовка, пуск и прием диагностического устройства

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №1510 ПСП «Юрубчен»;

ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»;

ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность».

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».

ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»

ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабаты- вающих предприятий»

	Перечень обязательных правил, норм.
2. Производственная безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Повышенная загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Повышенное образования электростатических зарядов; – Пожарная безопасность на рабочем месте;
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтепродуктами (в случае аварии) Воздействие на гидросферу: загрязнение водных ресурсов нефтепродуктами (в случае аварии); Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха (в случае аварии).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: разгерметизация трубопровода, разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти, трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти, возникновение пожара, транспортные аварии Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара, разгерметизация трубопровода.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель (ООД, ШБИП)	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

2Б92	Часовских Сергей Алексеевич		
------	-----------------------------	--	--



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2023г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Общая характеристика района работ</i>	10
28.03.2016	<i>Технологические решения</i>	10
15.04.2016	<i>Диагностика и очистка магистрального нефтепровода</i>	25
29.04.2016	<i>Ликвидация последствий разливов нефти</i>	20
05.05.2016	<i>Расчетная часть</i>	10
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	5
25.05.2016	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н,		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 102 страниц, в том числе 4 рисунка, 23 таблицы. Список литературы включает 36 источников.

Ключевые слова: диагностика, камера пуска и прима СОД, эксплуатация, нефтепровод, вытеснение нефти/нефтепродуктов

Объектом исследования является законсервированный участок магистрального нефтепровода.

Цель исследования: выбор комплекса организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностических работ на магистральном нефтепроводе в Томской области.

В процессе исследования были рассмотрены организационно-технические мероприятия по проведению диагностики, по установке стационарных КПП СОД, основные этапы проведения вытеснения нефти/нефтепродуктов из трубопровода, выведенного из эксплуатации. Выполнен расчет для определения толщины стенки элементов КПП СОД.

В результате исследования разработаны рекомендации организационно-технических решений для оптимизации проведения диагностических работ.

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					10	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Определения:

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Патрубок: небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпанный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А			Обозначения, определения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					11	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

Профилемер: внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения трубопровода, выявления отводов трубопровода и определения их местоположения.

Скребок-калибр: внутритрубное техническое устройство, предназначенное для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода.

Внутритрубное диагностирование: вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля.

Внутритрубный инспекционный прибор: устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

Камера приема, пуска средств очистки и диагностирования: техническое устройство, обеспечивающее прием, пуск внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода.

Инертная газовая смесь: негорючая смесь газов с объемным содержанием азота не менее 92 %.

Консервация трубопровода: осуществление комплекса организационных и технических мероприятий по временной противокоррозионной защите, обеспечивающих сохранение объектов магистрального трубопровода в исправном техническом состоянии в течение заданного периода времени.

					Обозначения, определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВДД – внутритрубная диагностика

ВИП – внутритрубные инспекционные приборы

ГСМ – горюче смазочные материалы

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ИГС – инертная газовая смесь

КПП СОД – камера пуска (приема) СОД

ЛАЭС – линейная аварийно-эксплуатационная служба

ЛЧ – линейная часть

МН, МНПП (МТ) - магистральный нефтепровод,
нефтепродуктопровод (трубопровод)

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОУ – очистное устройство для очистки внутренней полости
трубопровода

ОСТ – организации системы «Транснефть», осуществляющие
эксплуатацию МН

ППР – план производства работ

ПРВ – поршень-разделитель внутритрубный

СКК – скребок-калибр

СМР – строительно-монтажные работы

СОД – Средства отчистки и диагностики

СД – метод ультразвукового диагностирования, предназначенный для
обнаружения и измерения трещин в стенке трубы и в продольных сварных
швах (CrackDetector)

MFL – метод магнитного диагностирования, основанный на принципе
регистрации утечки магнитного потока при продольном намагничивании
трубы (MagneticFieldLeakage)

WM – метод ультразвукового диагностирования, предназначенный
для измерения толщины стенки (Wallthicknessmeasurement)

					Обозначения, определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

СОДЕРЖАНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ	17
ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	19
1. ОБЗОРНАЯ ЧАСТЬ.....	21
1.1 Сведения о компании	21
1.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ.	22
1.3 Краткая климатическая характеристика района работ.....	22
1.4 Характеристика условий работ.....	23
2. АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	24
3. Технические мероприятия по установке КПП СОД.....	25
3.1 Требования к проектированию и технологическому оборудованию узлов запуска и приема сод	25
3.2 Организация и производство работ по монтажу КПП СОД	39
3.3 Проверка КПП СОД на герметичность	45
3.4 Освобождение нефтепровода от нефти/нефтепродуктов при выводе из эксплуатации	47
3.5 Организационные мероприятия по внедрению новых образовательных технологий	52
3.5.1 Факторы, влияющие на профессиональные компетенции.....	52
3.5.2 Дисциплины, введенные в обучение	53
3.5.3 Разработки, предлагаемые к внедрению	54
4. Расчетная часть.....	57
4.1 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.....	57
4.2 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию	59
4.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры	60
4.4 Расчёт толщины стенки технологических патрубков	62

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>										
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Содержание									
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.												
<i>Консульт.</i>														
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.												
					<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;"><i>Лит.</i></td> <td style="text-align: center;"><i>Лист</i></td> <td style="text-align: center;"><i>Листов</i></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> </td> <td style="text-align: center;">14</td> <td style="text-align: center;">102</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; padding-top: 10px;">ТПУ гр. 2Б92</td> </tr> </table>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		14	102	ТПУ гр. 2Б92		
<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>												
	14	102												
ТПУ гр. 2Б92														

4.5	Расчет толщины стенки патрубков газовойдушной линии	63
4.6	Расчёт толщины стенки днища КПП СОД	64
4.7	Гидравлический расчет магистрального нефтепровода.....	65
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	69
5.1	Обоснованиепотребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах.....	69
5.2	Потребность в ГСМ.....	72
5.3	Обоснование потребности строительства в кадрах.....	73
5.4	Затраты на материалы.	74
5.5	Итоговая стоимость.....	84
5.6	Экономическая эффективность	85
5.7	Технологическая эффективность	85
5.8	Вывод по разделу	85
6.	Социальная ответственность	86
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
6.2	Повышенный уровень шума и вибрации	88
6.3	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	89
6.4	Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	90
6.5	Повышенная загазованность рабочей зоны	91
6.6	Производственная безопасность.	92
6.7	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	92
6.7.1	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	92
6.7.2	Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	92
6.7.3	Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной..... радиации.	93
6.7.4	Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.	93
6.7.5	Экологическая безопасность	93
6.7.6	Защита атмосферы.....	94

6.7.7 Защита литосферы.....	94
6.7.8 Защита гидросферы.....	95
6.7.9 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
6.8 Мероприятия по улучшению условий труда	97
6. 9 Вывод по разделу	98
Заключение	99
Список использованных источников:	100

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

ВВЕДЕНИЕ

Внутритрубная диагностика является важным компонентом регулярного мониторинга состояния магистрального нефтепровода. В рамках этой диагностики используются различные методы, включая использование камер приема и пуска средств очистки и диагностики.

Камеры позволяют осуществлять визуальный контроль за состоянием внутренних поверхностей трубопроводов и обнаруживать участки коррозии, износа, трещины, деформации и другие повреждения, которые могут привести к аварии. Помимо визуальной диагностики, внутритрубная диагностика может включать использование технических средств, таких как инспекционные роботы, магнитные пуги, акустические приборы, системы дистанционного зондирования и т.д. Такие системы позволяют получать более точную информацию о состоянии трубопровода и определять характер повреждений, что помогает принимать правильные решения по ремонту и техническому обслуживанию. В целом, внутритрубная диагностика является неотъемлемой частью эксплуатации магистральных нефтепроводов, которая позволяет повысить их эффективность, безопасность и надежность.

Диагностика магистрального нефтепровода является необходимой процедурой для обеспечения безопасной и надежной работы трубопровода. Крупномасштабные нефтепроводы часто находятся в сложных геологических условиях, что делает их уязвимыми для коррозии, износа, повреждений и других проблем. Это может привести к серьезным авариям, негативным последствиям для окружающей среды и ущербу для экономики.

С целью обеспечения непрерывной и безопасной работы магистральных нефтепроводов, регулярная диагностика и мониторинг

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					17	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

условий трубопроводов являются важными мерами. Диагностика магистрального нефтепровода позволяет выявлять потенциальные проблемы и определять уровень риска, что помогает предотвращать аварии и улучшать безопасность эксплуатации. В данном контексте, проведение работ по диагностике магистрального нефтепровода в районе Парабельского района Томской области является важным шагом в обеспечении безопасности нефтепровода и экономической стабильности региона.

Цель выпускной квалификационной работы является выбор комплекса организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностических работ на магистральном нефтепроводе в Томской области.

Использование стационарных КПП СОД для проведения диагностики на данном участке нефтепровода. Более того, применение стационарных КПП СОД позволит проводить диагностику не только в обычном режиме эксплуатации, но и анализировать состояние магистрального нефтепровода в условиях изменяющихся нагрузок и температурных изменений.

Использовать новые образовательные технологии, такие как виртуальная реальность, для обучения специалистов, занятых в области диагностики магистральных нефтепроводов. Это позволит не только улучшить уровень знаний работников, но и уменьшить количество рисков, связанных с обучением на рабочем месте, так как во время работы виртуальная среда позволяет создавать опасные ситуации для обучения без реальной угрозы для жизни и здоровья работников.

Актуальность выпускной квалификационной работе заключается в использовании современных технологий и инноваций в области диагностики магистральных нефтепроводов для повышения эффективности организационно-технических мероприятий и обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода.

									Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						18

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Нефтепроводы – это одни из наиболее важных элементов инфраструктуры нефтедобывающих компаний. Они выступают в роли основного средства транспортировки нефти и нефтепродуктов от месторождения к конечному потребителю. В свою очередь, магистральные нефтепроводы – это особый тип трубопроводов, высокоэффективные и экономически перспективные средства передвижения жидкости.

Несмотря на то, что магистральные нефтепроводы обеспечивают оптимальный уровень доставки нефти и нефтепродуктов, они требуют постоянного контроля с целью предотвращения аварий и обеспечения безопасности перевозок. В современном мире наблюдается все более широкое использование различных методов диагностики магистральных нефтепроводов, направленных на обеспечение безопасности и надежности транспортировки нефти и нефтепродуктов. Возможности и ограничения этих методов рассмотрены в ряде исследований.

Например, в статье "Методы диагностики магистральных нефтепроводов" авторы рассматривают различные методы диагностики трубопроводов и их применимость к магистральным нефтепроводам. Авторы отмечают, что технологии диагностики, такие как магнитные или ультразвуковые методы и дистанционное зондирование, представляют определенные технические и экономические сложности. Однако, следует отметить, что, учитывая значимость магистральных нефтепроводов, эти ограничения не являются основной причиной отказа от использования этих методов.

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Литературный обзор	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					19	120
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

В другой статье, "Диагностика трубопроводов методом магнитной сигнатуры", авторы обсуждают применение метода магнитной сигнатуры для диагностики магистральных нефтепроводов. Этот метод основан на использовании магнитных свойств материала труб. Авторы отмечают, что несмотря на то, что этот метод имеет некоторые недостатки, он может быть использован вместе с другими методами диагностики, чтобы повысить эффективность контроля.

В исследовании "Выбор оптимального метода диагностики магистральных нефтепроводов", авторы провели сравнительный анализ различных методов диагностики на основе их достоинств и недостатков. Они пришли к выводу, что наиболее эффективным методом является использование ультразвуковой диагностики. Этот метод позволяет обнаружить нарушения трубопровода на ранней стадии и избежать возможных аварийных ситуаций.

Таким образом, с точки зрения безопасности и эффективности перевозок нефти и нефтепродуктов, диагностика магистральных нефтепроводов является важным аспектом в работе нефтедобывающих компаний. Различные методы диагностики и их применение регулярно рассматриваются в научных исследованиях. Эти работы являются важным шагом в направлении повышения безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам.

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

1. ОБЗОРНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Сведения о компании

Компания АО «Транснефть – Западная Сибирь» имеет стратегическое значение для транспортировки нефти и нефтепродуктов на территории Западной Сибири и важную роль в обеспечении энергетической безопасности России. Компания нацелена на совершенствование технологий транспортировки нефти и повышение уровня безопасности эксплуатации нефтепроводов.

Основной принцип работы компании – это надежность и профессионализм. Компания осуществляет свою деятельность в строгом соответствии с международными и отраслевыми стандартами, и применяет современные технологии для улучшения качества транспортировки нефти и нефтепродуктов.

На сегодняшний день в рамках актуализации долгосрочной программы развития на период до 2026 года АО «Транснефть – Западная Сибирь» может сосредоточиться на модернизации и переоснащении существующей инфраструктуры. Важной задачей предприятий нефтегазовой индустрии являются подготовка кадров и повышение энергетической эффективности. Необходимо обратить внимания на решение данной проблемы путем внедрение комплекса организационно-технических мероприятий, для увеличения индекса компетентности сотрудников, реализуемых в рамках утвержденной на 2022 год Программы внутритрубного диагностического обследования магистральных трубопроводов с целью поддержания их безопасной эксплуатации [3].

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Обзорная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					21	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

1.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ.

Парабельский район Томской области является административным районом, в котором располагается участок диагностики на магистральном нефтепроводе «Игольско-Таловое-Парабель», на который работает команда специалистов. Данный участок находится на территории Парабельского района и подлежит регулярной диагностике и техническому обслуживанию для обеспечения безопасности эксплуатации и предотвращения аварийных ситуаций. Компания АО «Транснефть – Западная Сибирь», которая занимается эксплуатацией нефтепроводов в данном регионе, регулярно осуществляет контроль и принимает меры для обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода.

Описываемая местность характеризуется слаборасчленённым рельефом, который представлен низменными равнинами и заболоченными местами. Абсолютные высоты колеблются в пределах от +80 до +140 метров над уровнем моря. Отметим, что эта местность покрыта смешанным лесом. Такой тип растительности встречается в умеренном климатическом поясе, в котором присутствуют широколиственные и хвойные породы деревьев. Вместе с тем, заболоченные места могут оказывать негативное воздействие на растительность, вызывая ущерб ее развитию.

1.3 Краткая климатическая характеристика района работ

Как указано, климат в районе работ характеризуется резко-континентальным типом, с суровой зимой и жарким летом. Температурный режим весьма экстремальный. Июль является самым тёплым месяцем с максимальной температурой до +36 градусов. Самый холодный месяц - февраль, когда температура может опуститься до минус 54 градусов. Кроме этого, в этом районе достаточно сухой климат, с низкими осадками, которые в основном выпадают в летнее время. При таких условиях, организация работ и обеспечение безопасности персонала должны учитывать климатические

									Обзорная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						22

факторы, такие как очень низкие температуры, сильный ветер, засуху и другие [1].

1.4 Характеристика условий работ

Район работ по диагностике магистральных трубопроводов расположен в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. Географически район работ находится в юго-восточной части Западносибирской низменности на участке между реками Обь и Иртыш.

Представленный район имеет сложное геологическое строение, в котором участвуют карбонатные и терригенкарбонатные образования доюрского фундамента, а также несогласно перекрывающие их слабодислоцированные отложения мезозойско-кайнозойского чехла. Герасимовское месторождение находится в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В данном районе рельеф представляет собой плоскую, местами полого-увалистую поверхность, с незначительным уклоном к крупным водотокам. Гипсометрические отметки изменяются в пределах от 55 м до 146 м.

Рельеф данного района слаборазчленен и характеризуется интенсивным заболачиванием поверхности. Болотообразовательный процесс, типичный для Васюганской области, является причиной многочисленных заболоченных мест. Господствующее положение на территории занимают болотные торфяные низинные и переходные почвы. Мощность торфяного слоя колеблется в широких пределах, от 0,5 до 1-2 метров. Встречаются также светло-серые лесные и дерново-подзолистые глеевые почвы. Заболоченные равнины занимают 21,7 % территории муниципального образования [4].

					Обзорная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

2. АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Для проведения внутритрубной диагностики на участке МН «месторождения N - месторождение T - месторождения G» за основу взят участок магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

На данном участке имеются определенные ограничения в проведении диагностики, так как участок магистрального нефтепровода месторождения N - месторождение T консервируют на 5 лет. Это значит, что в течение указанного периода проведение работ по внутритрубной диагностике на данном участке будет невозможно.

Для рассмотрения участка магистрального нефтепровода необходимо использовать камеру пуска на месторождении N и камеры приема на месторождении G. Это позволит произвести обзор текущего состояния магистрального нефтепровода с точки зрения физических дефектов и износа.

Для повышения эффективности организационно-технических мероприятий необходимо использовать современные технологии, такие как стационарные КПП СОД на месторождении T, что позволит увеличить точность и скорость диагностики, и качественную консервацию участка МН с последующим вытеснением нефти, через 5 лет перед вводом в эксплуатацию провести диагностические работы, а также обучения специалистов с использованием виртуальной реальности.

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					24	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

3. Технические мероприятия по установке КПП СОД

Установка камер пуска и приема СОД позволит обеспечить проведение диагностики трубопровода магистрального нефтепровода эксплуатирующегося участка.

Применение КПП СОД также позволит провести мероприятия по консервации участка магистрального нефтепровода, выведенного из эксплуатации. Данные работы включают в себя проведение целевой очистки трубопровода, а также диагностики перед консервацией участка на 5 лет, на наличие коррозии, механических повреждений и других дефектов.

Благодаря камере приема СОД, можно провести необходимый инспекционный контроль трубопровода и быстро выявить наличие каких-либо дефектов, что позволит в дальнейшем провести устранения дефектов на консервированном нефтепроводе.

3.1 Требования к проектированию и технологическому оборудованию узлов запуска и приема сод

В состав конструкций входит:

- камера запуска СОД;
- узел приема СОД;
- емкость дренажная в расположении горизонтальном и подземном;
- технологические трубы, соединяющие детали и задвижки,
- освещение, находящееся вокруг рабочей зоны, а также ограждение по периметру, имеющее средства охраны;
- система электроники, громоотводы в исполнении с молнезащитой;
- электрохимическая защита;
- управляемая система контроля;
- грузо-подъемные, механизированные краны для подъема и вывоза очистных средств;
- транспортные средства для передвижения, подъема и вывоза очистных средств;

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- транспортные средства для передвижения, подъема и вывоза очистных средств;
- транспортные средства для передвижения, подъема и вывоза очистных средств;
- транспортные средства для передвижения, подъема и вывоза очистных средств;
- транспортные средства для передвижения, подъема и вывоза очистных средств;
- подъездные автомобильные дороги.

При сейсмической устойчивости не менее 9 баллов камера пуска и приема используется при рабочем давлении 8 МПа, конструктивные особенности камеры пуска и приема СОД характеризуются давлением не менее 8 МПа. С этим же давлением и более узел приема и запуска СОД предназначается для эксплуатации [13].

В камере должны состоять из цилиндрического корпуса в двух исполнениях, соответственно, имеющая диаметр магистральной трубы и увеличенный диаметр, в эксцентрическом переходе соединяющиеся между собой.

В процессе проектирования камеры запуска необходимо учесть наличие различных патрубков с датчиками, которые гарантируют правильное функционирование системы. Перечень таких патрубков включает различные виды подачи веществ и газов, а также датчики, отвечающие за измерение давления [9].

Конкретно перечень патрубков и датчиков включает патрубок для подачи нефти, патрубок для подачи запасочных устройств, два патрубка для присоединения дренажных трубопроводов, два патрубка для присоединения трубопроводов газозооушной линии, патрубок для подачи манометра, датчик давления, а также патрубок для подачи пара и инертных газов.

Кроме того, необходимо также учесть наличие соответствующих патрубков в камере приема СОД, которые обеспечивают правильный отвод

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубноу диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

нефтепродуктов и дренажных трубопроводов, а также присоединение трубопровода газовоздушной линии. Учет данных параметров крайне важен для обеспечения стабильной и безопасной работы системы.

Диаметры технологических патрубков, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – диаметры технологических патрубков

Диаметр МН	150 – 250	300 – 500	700 – 1200
Патрубок для подвода нефти	100, 150	200 – 300	500 – 800
Патрубки для отвода нефти	100, 150	200 – 300	500 – 800
Патрубки для присоединения дренажных трубопроводов	50	100	150
Патрубок для установки запасовочного устройства	100, 150	200	300
Патрубок для установки манометра	25	25	25
Патрубок для установки датчика давления	15	15	15
Патрубки для присоединения трубопроводов газовоздушной линии	50	50	50
Патрубок для подачи пара или инертного газа	15	15	15

Узел пуска СОД (рисунок 1) должна иметь конструктивные размеры, представленные в таблице 1

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

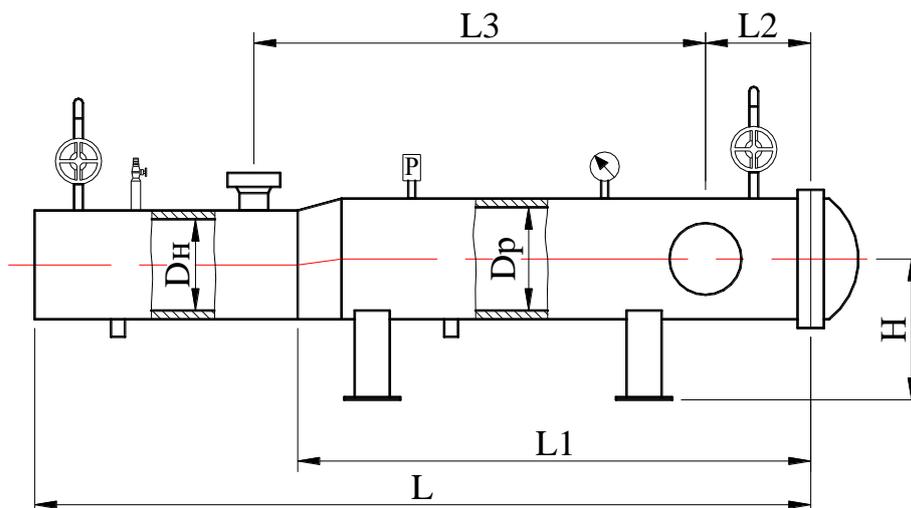


Рисунок 1 – Камера запуска СОД

Таблица 2 – камера пуска СОД

Показатели, ед. изм. в мм	Значения									
	Номинальный диаметр	159	219	273	325	377	426	530	720	820
Dн, номинальное проходное сечение камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000
Dр, расширенное проходное сечение	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100
L, min длина камеры	9000	9000	10100	10100	11600	11300	10600	12600	12600	13700
L1, min длина расширенной части камеры	6700	6700	7400	7400	8700	8400	7600	9300	9300	10400
L2, длина от затвора до патрубка для подвода нефти	500	500	500	500	600	600	800	1000	1000	1200

L3, min длина от патрубка для подвода нефти до запасовочного патрубка	7500	7500	8600	8600	10000	9700	8600	10600	10600	11700
H, длина от оси камеры до опоры	950		1000		1050	1100	1200	1300	1400	1500

Узел приема СОД (рисунок 2) должна иметь конструктивные размеры, представленные в таблице 2

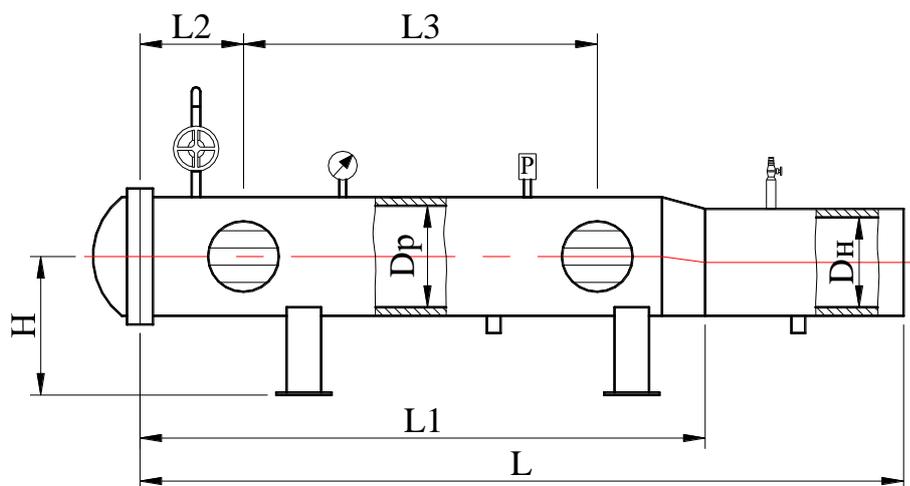


Рисунок 2 – Камера приема СОД

Таблица 2 – камера приема СОД

Показатели, ед. изм. в мм	Значения									
Номинальный диаметр	159	219	273	325	377	426	530	720	820	1020
Dн, номинальное проходное сечение камеры	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000
Dр, расширенное проходное сечение	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100
L, min длина камеры	8900	8900	9600	9600	10900	10600	10200	12600	12600	15200
L1, min длина расширенной части камеры	7400	7400	8100	8100	9800	9500	8800	11600	11600	13200

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						29

L2, длина от затвора до патрубка для подвода нефти	500	500	500	500	600	600	800	1000	1000	1200
L3, min длина между патрубками отвода нефти	6400	6450	7100	7100	8550	8250	7100	9000	9000	10300
H, длина от оси камеры до опоры	950	1000	1050	1100	1200	1300	1400	1500		

В патрубках приема нефти камеры приема СООД должны быть предусмотрены решеточные крепления. Минимальное расстояние прямоугольного участка с расширенной камерой СОД к границе гнутых отводов и расстояние между расширенной камерой приема и входной задвижкой с расширенной камерой приемной должно превышать величину L1, установленную в Таблице 1 [10].

Емкость устанавливается в подземном исполнении находящейся в горизонтальной плоскости используется для дренирования нефти, заполнения и откачки её из камер пуска и приема. Значение минимальных показателей емкости представлены и принимаются по таблице 3. Во время эксплуатации КПП СОД в рабочей зоне должна находиться не менее 1 емкости.

Таблица 3 – Технологические параметры дренажных емкостей

Показатели, ед. изм.	Значения										
	0,150	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400	0,500	0,700	0,800	1,0	1,2
Условный диаметр, м	0,150	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400	0,500	0,700	0,800	1,0	1,2
Минимальный объем, м ³	5,0						8,0	16	20	40	

Каждая дренажная емкость должна быть оснащена следующим оборудованием:

- центробежным вертикальным насосом с электрическим двигателем;

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- дыхательным клапаном с встроенной огнезащитой DN-100, имеющий способность пропуска 150 м³/ч; люк для замеров ДН 150;
- специализированный люк для лаза ДН 800;
- для монтирования и обслуживания электронасоса, патрубков ДН 800;
- сигнализатором уровней.

Во взрывостойком исполнении устанавливаются погружные насосы и электродвигатели, так как они находятся в одной рабочей зоне на узле пуска и приема СОД, служащие, для откачивания нефти их подземных дренажных емкостей [8].

Характеристики насоса используемые при откачки, имеющие надёжную конструкцию для обеспечения крепление погружных электронасосов:

- с подачей 80-120 м³ и подачей 50-40 м на НПС с резервуаром, для крепления откачиваемой нефтепереработки в приемные коллекторы НПС или передвижные емкости;

- с подачей 80-120 м³ и подачей 50-40 м на НПС без резервуара, для крепления откачиваемой нефтепереработки в приемные коллекторы НПС или передвижные емкости;

- с подачей 80-120 м³ и подачей 350-400 метров на НПС без резервуара, для крепления откачиваемой нефтепереработки в приемные коллекторы НПС или передвижные емкости;

- с подачей 80-120 м³ и подачей 350-400 метров на линейную часть НПС без резервуара, для крепления откачиваемой нефтепереработки в магистральном трубопроводе или передвижной емкости.

Требование усилить патрубок и размер фланцевых соединений для монтажа погружных насосов с напором от 350 до 400 м должны быть указаны в спецификации по поставке подземных дренажных емкостей.

Электронасос должен предназначаться для передачи нефти, и не требует устройства вспомогательной вентиляции, охлаждения утечек, масла и так далее.

На дренажных ёмкостях должны быть установлены два дренажных патрубка, чтобы присоединить трубопроводы дренажа и линию газоздушную. Диаметры патрубка должна быть не меньше размеров, указанных в Таблице 3. Для присоединения газоздушной линии патрубков газоснабжения должен находиться выше уровня максимального объема нефти. Расстояние между нижним образующим патрубком и границой максимального объема нефти в контейнере должно составлять не менее 10 мм.

В ходе проектирования и строительства инженерных коммуникаций, в том числе технологических труб дренажных линий и дренажных вспомогательных трубопроводов необходимо учитывать ряд условий. Прежде всего, необходимо обеспечивать правильное уклонение труб в сторону емкости подземного дренажа не менее чем 0,002.

При проектировании технологических труб газоздушной линии также следует учитывать определенные факторы. Так, необходимо иметь надземную прокладку и укладывать трубы с подъемом не менее 0,002 к подземным дренажным ёмкостям. Важно также устанавливать дренажные патрубки и емкости, предусмотренные конструкцией.

При строительстве вспомогательных и дренажных труб и газоздушной линии необходимо обеспечивать их полную очистку от нефти и нефтепродуктов. Для этого установка запорной и предохранительной арматуры является обязательной [13].

При обвязке запуска-приема СОД диаметры трубопроводов должны соответствовать таблицам 4, 5, 6. Важно учитывать это при проектировании и строительстве инженерных коммуникаций.

Таблица 4 – Диаметры обвязки трубопроводов узла приема-запуска СОД на станции нефтеперекачивания

Условный диаметр магистрального нефтепровода, мм	D1	D2	D3	D4	D5

150	150	100	100	50	50
200		150	150		
250					
300	200	200	200	100	
350		250	250		
400	250				
500	350	300	300	150	
700	500	500	500		
800					
1000	800	700	700		
1200	1000	800	800		

Таблица 5 – Диаметры трубопроводов обвязки узла запуска-приема СОД на ЛЧМН

Условный диаметр магистрального нефтепровода, мм	D1	D2	D3	D4
150	100	100	50	50
200	150	150		
250				
300	200	200	100	
350	250	250		
400				
500	300	300	150	
700	500	500		
800				

1000	700	700		
1200	800	800		

Таблица 6 – Диаметры трубопроводов обвязки узла запуска СОД

Условный диаметр магистрального нефтепровода	D1	D2	D3
150	100	50	50
200	150		
250			
300	200	100	
350	250		
400			
500	300	150	
700	500		
800			
1000	700		
1200	800		

Таблица 7 – Диаметры трубопроводов обвязки узла приема СОД

Условный диаметр магистрального нефтепровода, мм	D1	D2	D3
150	100	50	50
200	150		
250			

300	200	100	
350	250		
400			
500	300	150	
700	500		
800			
1000	700		
1200	800		

Технические требования к материалам труб, соединительным деталям и требования к трубопроводной арматуре представлены в таблицах 8 9, 10.

Таблица 8 – Трубы

Типоразмер,мм		Способ изготовления	Материал
от	до		
0-400		Бесшовные	09Г2С ГОСТ 8731/ГОСТ 8732 ГОСТ 8733/ГОСТ 8734 ГОСТ 9567, ГОСТ 550,
50-500		Электросварные в исполнении прямошовных	09Г2С ГОСТ 10-704, ГОСТ 10706
500-1200			
Примечание – Бесшовные трубы изготовленные из слитка и не прошедшие 100% контроль сплошности металла неразрушающими методами, не применять.			

Таблица 9 – Минимальная расчетная толщина стенки труб при $P_{\text{раб}} = 8,0$ МПа, категории трубопроводов I сталь 09Г2С

Диаметры Dn	Толщина min, мм
50-200	4
250-500	5-9
700-1200	12-20

Таблица 10 – Нормы герметичности запорного органа обратных затворов

Давление номинальное PN, МПа	Пропуск среды, не более, для обратных затворов с проходом условным, DN в мм, в см ³ /мин						
	50	100	150	250	400	700	1000
6,3; 8,0	1	3	5	7	12	20	40

В таблице 8-10 представлены технические требования для материала труб, соединительных деталей и для арматуры трубопровода. Трубы DN500 и выше, используемые для крепления камер пуска и приёма СОД [13].

Назначение толщиной стенки трубопровода для обвязки трубопроводных узлов, проходящих и принимающих СОД, отличных от вышеупомянутых условий эксплуатации, рабочего давления, сейсмической устойчивости 7 и больше баллов, должно быть выполнено по расчетам прочности.

В соответствии с условиями эксплуатации трубопроводные арматуры должны быть приняты категории соответствующие ГОСТ 1515, климатические исполнения размещения:

- при эксплуатации в умеренном климате и размещении на открытой территории с температурой воздуха от 40 до 40С.

- во время рабы в умеренном климате и размещении на открытой территории с температурой воздуха от 60 до 40С - исполнения ХЛ, категории размещения 1.

При проектировании камер пуска и приема СОД в зонах с сейсмическим воздействием более 6 баллов используемая арматуры на периметре площадки обслуживания КПП СОД, используется и в обязательном порядке применяется в сейсмоустойчивом исполнении. Для сохранения прочности и не уменьшая рабочую способность при возможности сейсмического воздействия. Герметичность органа обратного затвора должна соответствовать нормам, указанным в Таблице 10.

В технологическом обвязке узла СОД необходимо применять неразъемные замки без демпферов. Затворы, которые не имеют демпфера для смягчения закрытия и открытия, соответствующие показателям ниже:

- во время того, когда происходит закрытие и открытие затвора на узле приема и пуска, происходит плавная посадка диска без удара;

- не более 2 с. затвор на камерах должен открываться и закрываться.

Трубопроводные арматуры, установленные на подземном трубопроводе, должны быть установлены без крепления колодцов. Подземная арматура должна быть установлена в приёмках с ее засыпкой в легковом материале щебня. Уровень герметичности должен находиться не менее 100 мм над сальниковым узлом. Трубопроводные арматуры DN350 и выше должны иметь опорную поверхность для монтажа в фундамент [7].

Требования к испытанию трубопроводных обвязков узлов приема и запуска СОД. Обвязка трубопровода с подключенной технологической техникой узлов пуска и приёма СОД до установки должна пройти испытание прочности и проверку герметичности. В 3 этапах испытания трубопроводной изоляции узлов приема и запуска СОД в вновь построенном магистральном

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист 37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводе следует проводить гидравлические испытания водой, нержавеющей жидкостью на прочность, герметизацию:

1 этап – после окончания испытания узла приема и запуска СОД укладка и загрузка трубопровода, крепление опор трубопровода и камер приема и запуска СОД, монтаж арматуры, приборов, дренажных и газовых линий после испытания узла приема и запуска СОД, а также очистка полости;

2 этап – после окончания испытания узла приема и запуска СОД в прилегающих участках магистраль;

3 этап – после окончания испытания узла приема и запуска СОД в прилегающих участках магистраль;

В таблице 11 указаны технические характеристики каждого этапа испытания.

Таблица 11 – Параметры испытаний

Этап	Участок трубопроводной обвязки узла СОД	Величина давления		Продолжительность, ч	
		Испытание на прочность	Испытание на герметичность	Испытание на прочность	Испытание на герметичность
1	Трубопроводная обвязка узлов запуска и приема, совместно с камерами СОД, за исключением участка предусмотренного 3-м этапом.	$P_{ЗАВ}$	$P_{РАБ}$	24	не менее 12
2	Трубопроводная обвязка узлов запуска и приема СОД, предусмотренная 1-м этапом совместно с прилегающими участками магистрального нефтепровода категорий: В I-II		$P_{РАБ}$	24	не менее 12

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

	III-IV	1,5 P _{РАБ} 1,25 P _{РАБ} 1,1 P _{РАБ}			
3	Подземная дренажная емкость с примыкающими трубопроводами дренажной и газовой воздушной линий до отсекающих задвижек.	1,5 P _{ЕМК} но не менее 0,2 МПа	P _{ЕМК}	в соответствии с СНиП 3.05.05-84	

3.2 Организация и производство работ по монтажу КПП СОД

Камера приема и запуска СОД производят монтаж на заготовленную заранее бетонную опору под периметр всего узла по инструкции для монтажа. Установка, осуществляться специальными организациями, имеющим необходимые для выполнения работы технические средства и имеющими лицензию Федерального агентства по экологическому и технологическому надзору в Ростехнадзоре на монтаж узлов, работающих на давление. КПП СОД изготавливаются в соответствии с техническими условиями.

В процессе эксплуатации камер необходимо применять антикоррозионное покрытие, которое защищает металл от естественной коррозии в соответствии с требованиями руководящего документа.

Прием и пуск СОД — это важные узлы, которые играют ключевую роль в безопасности эксплуатации. Конструкция этих узлов позволяет обеспечить безопасность в течение всего периода службы, а также обеспечивает возможность технического обследования, очистки, полной продувки, а также ремонта и эксплуатационного управления

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

металлом и соединениями. Эксплуатация камер приема и пуска СОД должен быть прекращен при достижении установленных параметров.

Для того чтобы обеспечить доступ к внутренней полосе на КПП СОД должны быть предусмотрены быстроразъемные концевые затворы. Камера должна обладать следующим конструкционными и эксплуатационными характеристиками для работы быстроразъемных концевых затворов:

При этом время открытия затвора приема и пуска СОД не превышает десяти минут.

Благодаря технически совершенной конструкции, узлы приема и пуска СОД являются надежными и эффективными инструментами для диагностирования трубопровода. Они способны обеспечить высокую степень безопасности во время эксплуатации и имеют широкий диапазон функций, которые позволяют эффективно управлять и контролировать работу МН [13].

Техническое обслуживание узлов приема и пуска СОД — это важный аспект обеспечения надежной и безопасной эксплуатации. Оно включает в себя проведение регулярных проверок, очистку, продувку и ремонт при необходимости. Это позволяет поддерживать узлы в рабочем состоянии и обеспечивать высокую степень безопасности при передаче газа.

Таким образом, узлы приема и пуска СОД являются неотъемлемой частью системы МН и обеспечивают эффективную и безопасную эксплуатацию. Их конструкция и техническое обслуживание гарантируют надежность и длительный срок службы.

Не допуская пропуска рабочей среды, затворы, находящиеся на узлах пуска и приема СОД, характеризующиеся концевыми, должны эксплуатироваться, оборудованными предохранительными устройствами. Исключая действия с затвором (открыть) при избыточных давлениях.

Испытание проводится после полной подготовки узлов: установка трубопроводов для обвязки СОД-узлов, крепления на опоры, установка

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

оборудования и оборудования. В составе камер испытывают напорные трубы, которые обеспечивают подачи воды в узел.

При установке камеры на поверхность наружной поверхности наносится белая краска, а на две противоположные боковые стороны следует наружную поверхность камер нанести специальную несмываемую краску, а также красного цвета стрелки, которые указывают направление потока нефти в направлении. Запрещается использовать камеры, если на них нет паспорта и инструкции по эксплуатации для комплектующих изделий.

Камеры пуска и приема СОД должны после монтажа, перед вводом в эксплуатацию, в процессе эксплуатации и через регулярные промежутки времени должны проводиться технические осмотры, в исключительных случаях – внеплановые осмотры. Выполняется путем эпизодических проверок; объем и метод технического осмотра и капитального ремонта пускового и приемного устройства СОД, определяются и указываются в инструкции изготовителем [13].

Все работы по техническому обслуживанию, промежуточному и капитальному ремонту должны выполняться систематически в соответствии с установленными сроками и разрешением, приведенным в руководстве по техническому обслуживанию. По истечении установленного изготовителем срока службы необходимо провести технический осмотр и испытания для определения его технического состояния и пригодности его к дальнейшей эксплуатации. Для определения технического состояния и пригодности к дальнейшей эксплуатации камер необходимо провести осмотр. По результатам осмотра должен быть определен объем капитального ремонта. Технические осмотры должны проводиться после капитального ремонта пусковой и приемной камеры СОД, для того чтобы продлить срок службы и провести следующий осмотр.

Для того, чтобы выявить утечки в концевой трубе на камерах необходимо предусмотреть акустический датчик герметизации. Он должен быть установлен на нижнем образующих расширенных частях камеры, не

					Анализ организационно-технических мероприятий по	Лист
					проведению внутритрубной диагностики	41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

менее 0,5 м от наиболее близких элементов трубопровода для соединения дренажной трубы, опоры. Пороговое чувствительное значение датчика для зоны 50 м при расходе нефти должно быть не менее 50 л.ч. Корпус датчика должен обеспечить возможность передачи сигнала в телемеханику. Датчик должна быть предназначена для круглосуточной работы в режиме непрерывного функционирования при температуре воздуха от -40С до +40С.

Для того чтобы контролировать проход СОД, на стационарной камере приема необходимо устанавливать сигнализацию прохождения средств. Сигнализатор нужно размещать у начала переходаконического. Контрольный герметичный датчик и сигнал прохождения СОД устанавливаются на камеру магнитным прижимом. Чтобы защитить герметичность датчиков, прохода датчиков и давления датчиков, необходимо предусматривать защитные устройства, которые устанавливаются на КПП датчиков посредством магнитного прижатия.

Для выполнения врезки КПП СОД необходимо следовать ППР, разработанным в соответствии с отраслевыми правилами, а также рабочему документу и требованиям руководителя. Кроме того, необходимо утвердить эти ППР главными инженерами ОСТ и составить технологическую карту, также разработанную в соответствии с отраслевыми правилами.

Работы по врезке КПП СОД должны начинаться с подготовительных работ, включающих проверку герметичности задвижек с последующей промывкой. Для безопасного проведения работ необходимо под ремонтные котлованы осуществить привоз и доставку земли, а также при разработке расположений временных сооружений и технических средств разработать схемы в техническом коридоре, по завершению произвести согласование по расстановке [35].

Подъездные пути для транспорта разрабатываются перед началом работ на схеме и по готовности согласовываются. В схеме указывается трассы

					Анализ организационно-технических мероприятий по	Лист
					проведению внутритрубной диагностики	42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводов проходящие через место врезки узлов на месте производства работ, и обозначаются все коммуникации.

Следующий пункт для установки камер пуска и приема СОД на магистральном трубопроводе включает в себя земляные работы, соответствующие следующим действиям:

- в местах сверловки технологических отверстий и врезки тройников вантузных производятся на наличие дефектов металла, определения коррозии, находящейся во внутреннем и внешнем исполнении, и расслоения металла, проводится дополнительный дефектоскопический контроль;
- извлечение герметизирующих пробок после определённых работ по врезке и установки вантузов и вантузных задвижек соответственно;
- проверка герметичности производится для затвора запорной арматуры и осуществляется промывка.

При проведении основных работ, являющиеся важным пунктом при врезе КПП СОД, перечисленные ниже пункты:

- путем отключения агрегатов насосных и перекрывается участок производства работ с использованием линейных или технологических задвижек, производится остановка перекачки нефти. Если имеется возможность перекачки нефти по резервной линии трубопровода, в случае без остановки перекачки выполняются ремонтные работы, закрытием линейных задвижек отключается ремонтный участок;
- останавливается прием нефти от компаний по нефти добычи, если имеется необходимость;
- производится проверка линейных задвижек, на месте производства работ, отсекающих участок трубопровода, на наличие видимого разрыва электрических цепей;

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

- работы по откачки нефти из участка, на котором производятся работы, если есть необходимость;
- чтобы наблюдать за уровнем нефти в магистральном трубопроводе производится сверление контрольных отверстий.

Для дальнейших работ проводятся необходимые подготовительные мероприятия, в них входит, зачистка рабочих котлованов и для контроля нефти в МН производятся сверление отверстий. В процессе проводится демонтаж вырезаемых катушек, путем безогневым методом или использования энергии взрыва [32].

Следующим шагом является проведение сварочно-монтажных работ во время которых стоит следить за качеством сварных соединений, а также нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки для обеспечения качества работ. Но до того, как приступить к этим мероприятиям нужно произвести зачистку внутренней полости трубы и котлована, являющиеся неотъемлемой частью подготовительных работ. В процессе работ следует контролировать уровень нефти через просверленные отверстия. Обязательными действиями является установка герметизаторов, тем самым герметизируется внутренняя полость трубопровода.

По завершении сварочно-монтажных работ следует произвести заварку контрольных отверстий и технологических отверстий для обеспечения подготовки к завершающим работам. Следующим этапом является открытие задвижек, который обеспечивает выпуск горячей воды и заполнение трубопровода нефтью.

Для достижения пропускной способности и вывод магистрального нефтепровода на режим работы, проводятся мероприятия по включению насосных агрегатов на НПС, что являются последним этапом, в соответствии с картой технологических режимов заполнения. Как видно, каждый этап требует точного проведения работ и качественного контроля, что является

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубно́й диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

залогом правильного функционирования трубопроводов в процессе эксплуатации.

Проведение работ по организации герметичности мест заварки контрольных и технологических отверстий требует особой внимательности и соблюдения определенных этапов.

Первоначально необходимо провести контроль герметичности мест заварки указанных отверстий. При выявлении нарушений герметичности, проводятся мероприятия по устранению дефектов.

Далее на места заварки производится нанесение изоляционного покрытия. Это необходимо для поддержания стабильной температуры внутри конструкции и обеспечения защиты от неблагоприятных климатических условий.

Рекультивация, обратная засыпка участка производства работ, ликвидация временных вантузов и нанесение изоляционного покрытия на необходимые места. Обратная закачка нефти из резервуаров является завершающими работами.

В процессе работы следует соблюдать меры безопасности и охраны труда. Организационные и технические меры обеспечивают безопасность при подготовке объекта к проведению работ. Важно предусмотреть схемы, в которые входит строповка грузов, передвижение персонала и места оборудованные для отдыха в зоне производства работ и за её пределами.

3.3 Проверка КПП СОД на герметичность

Конкретные значения испытательного давления для проверки КПП СОД на герметичность должны быть указаны для каждой камеры в инструкции по организации и проведению работ по очистке внутренней полости участка трубопровода. Эти значения могут зависеть от различных факторов, таких как диаметр трубопровода, тип используемых материалов и условия

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

эксплуатации. Поэтому важно тщательно изучить инструкцию и следовать ее требованиям при проведении проверки на герметичность КПП СОД.

При заполнении камеры приема СОД необходимо сначала полностью удалить воздух из полости камеры, выпуская его через патрубок для отвода воздуха. Затем камеру приема заполняют нефтью или нефтепродуктом из участка трубопровода до полного заполнения. После этого давление в камере приема поднимают до рабочего давления и выдерживают его не менее 10 минут [34].

При этом необходимо постоянно контролировать давление в камере приема по показаниям манометра (класс точности не ниже 1). Если в процессе проверки на герметичность будут обнаружены утечки, необходимо принять меры для их устранения и повторно провести проверку на герметичность.

Открытие задвижки для заполнения КПП СОД должно проводиться поэтапно. Сначала задвижку нужно открыть в ручном режиме, чтобы убедиться в отсутствии препятствий и целостности оборудования, а затем открыть задвижку при помощи электрического привода.

Однако полное открытие задвижки при помощи электрического привода допускается только после заполнения КПП СОД нефтью или нефтепродуктом и выравнивания давления до и после секущей задвижки. Это необходимо для избежания высокого давления в КПП СОД, что может привести к повреждению оборудования и опасным ситуациям во время работы.

Визуальный осмотр затвора может включать проверку состояния уплотнительных элементов, наличия протечек и рисков, повреждения, коррозии или других дефектов. Если выявлены повреждения или утечки, необходимо принять меры для их устранения.

Закрытие задвижки необходимо для обеспечения герметичности КПП СОД и предотвращения протечек нефти или нефтепродуктов из камеры приема. Не закрывая задвижку, могут возникнуть проблемы с техническим

персоналом, который будет работать в зоне КПП СОД, а также может увеличиться вероятность аварийных ситуаций и потери нефти или нефтепродуктов.

При завершении работ по проверке камеры пуска/приёма СОД на герметичность, камера должна быть освобождена от нефти/нефтепродукта и давление в ней снижено до атмосферного.

После этого камера приема СОД должна быть опорожнена от нефти или нефтепродуктов. Эта процедура необходима для предотвращения утечек нефти и дополнительного загрязнения окружающей среды.

Не позднее чем через 1 час после завершения работ по проверке камеры пуска приема СОД на герметичность, должен быть составлен акт, который подтвердит выполнение всех необходимых мероприятий и проверок по обслуживанию КПП СОД. Это необходимо для составления отчета о проделанных работах и для контроля за выполнением профилактических мероприятий и ремонтом КПП СОД.

Важно следовать всем инструкциям и нормам при проведении работ по проверке и обслуживанию КПП СОД, чтобы обеспечить безопасность и предотвратить возможные аварийные ситуации [35].

3.4 Освобождение нефтепровода от нефти/нефтепродуктов при выводе из эксплуатации

Важно учитывать экологические аспекты проведения работ по очистке трубопровода от нефти и нефтепродуктов, а также их освобождению. Организация должна соблюдать требования законодательства и нормативных документов в области охраны окружающей среды, а также разработать меры по предотвращению ущерба для природной среды при проведении этих работ. Кроме того, необходимо учитывать возможные последствия для здоровья людей, которые могут быть связаны с выделением вредных веществ в процессе очистки и освобождения трубопровода. Это может потребовать

					Анализ организационно-технических мероприятий по	Лист
					проведению внутритрубной диагностики	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

проведения дополнительных мероприятий по мониторингу качества воздуха и воды, а также организации санитарно-гигиенического контроля на рабочих местах. В целом, организация работ по очистке трубопровода и его освобождению от нефти и нефтепродуктов требует всеобъемлющего подхода и комплексного планирования, чтобы обеспечить безопасность, качество и охрану окружающей среды [14].

Такие мероприятия могут включать в себя установку специальных фильтров, разработку дополнительных процедур и инструкций для персонала, контроль за корректностью закрытия технологических клапанов и соблюдение правил эксплуатации оборудования. Если же все эти меры не могут быть реализованы, то использование ИГС для вытеснения нефти/нефтепродукта должно быть запрещено с целью сохранения безопасности и предотвращения возможных аварийных ситуаций.

Также следует обеспечить контроль качества очистки участков МТ после проведения работ. Это может быть выполнено путем обследования визуально или использованием технологий, таких как ультразвуковая дефектоскопия и магнитопорошковая дефектоскопия.

После проведения всех работ по освобождению участка МТ от нефти/нефтепродуктов необходимо провести контрольную проверку с помощью ультразвукового расходомера и других инструментов, чтобы убедиться в отсутствии нефти/нефтепродуктов в участке МТ и правильности выполненных работ [32].

При выполнении всех работ по освобождению участка МТ от нефти/нефтепродуктов необходимо соблюдать меры безопасности, связанные с работой на объектах с повышенной опасностью. Кроме того, необходимо обеспечить соответствующую подготовку персонала, а также соблюдать все требования, указанные в технических регламентах и инструкциях по выполнению работ.

- проверить исправность регулятора давления и наличие отводной линии;

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубно́й диагностики	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- установить фильтры для защиты ОУ от механических примесей и загрязнений;
- проверить герметичность КПП СОД и наличие заземления.

Перед запуском ОУ необходимо определить его начальные координаты на трубопроводе и установить маркерные пункты для отслеживания перемещения ОУ в процессе очистки. Пропуск ОУ через трубопровод осуществляется с использованием дополнительного промывающего расхода. После окончания очистки в трубопроводе должен быть поддержан дополнительный промывающий расход для полного удаления отложений и загрязнений. По завершении очистки в каждый маркерный пункт следует установить знак и определить координаты конечного положения ОУ на трубопроводе. Очищенный трубопровод необходимо проверить по технологической схеме на наличие остатков нефти/нефтепродуктов и механических примесей. При необходимости провести дополнительную очистку или промывку трубопровода. Перед извлечением ОУ из трубопровода необходимо проверить:

- отсутствие давления в трубопроводе;
- отсутствие дополнительного промывающего расхода;
- правильность разборки ОУ;
- наличие и правильность контровки крепежных болтов.

Извлечение ОУ из трубопровода должно осуществляться с использованием требуемого для данного типа очистного устройства комбинированного тяжеловесного оборудования. После извлечения ОУ и разборки его узлов и деталей их необходимо очистить от нефти/нефтепродуктов и загрязнений. Разборка, сборка и хранение ОУ должны осуществляться с использованием средств индивидуальной защиты работников и по требованиям ОТТ-75.180.00-КТН- 370-09. После окончания очистки трубопровода и всех работ на нем необходимо заключить акт выполненных работ и предоставить его эксплуатационной организации [4].

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

В зависимости от диаметра и состояния трубопровода могут использоваться различные типы поршней-разделителей и очистных устройств. После проведения очистки трубопровода необходимо проверить его на герметичность и контрольную давление промывки. Результаты очистки оформляются соответствующим актом. Утилизация продуктов очистки, в том числе воды или ИГС, должна осуществляться в соответствии со специальными требованиями и нормами.

Технология вытеснения с использованием ИГС заключается в подаче водно-пенной смеси в трубопровод под давлением, что позволяет вытеснить нефть/нефтепродукты из трубопровода без повреждения его стенок. Однако, данная технология не подходит для трубопроводов с герметичной запорной арматурой [14].

При выборе технологии необходимо учитывать следующие факторы:

1. Длина участка трубопровода, который необходимо вытеснить.
2. Консистенция нефти/нефтепродуктов и их плотность.
3. Диаметр трубопровода и его состояние.
4. Наличие линейной запорной арматуры.
5. Расположение трубопровода и наличие параллельных трубопроводов, лупингов, перемычек, отводов.
6. Доступность и наличие РП и мобильных резервуаров.

При вытеснении нефти/нефтепродуктов из трубопровода необходимо:

1. Очистить трубопровод от загрязнений.
2. Проверить состояние трубопровода, наличие повреждений стенок.
3. Подготовить необходимое оборудование (насосы, РП, мобильные резервуары и др.).
4. Определить количество необходимой ИГС для вытеснения нефти/нефтепродуктов.
5. Провести вытеснение нефти/нефтепродуктов из трубопровода с использованием выбранной технологии.
6. Собрать вытесненную нефть/нефтепродукты в мобильные резервуары.

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Если остатки не обнаружены, то проводится закрытие маркерных пунктов, установка сферических заглушек и подготовка к последующей консервации участка МТ. Если же остатки обнаружены, то производится дополнительная очистка участка МТ с повторным вытеснением нефти/нефтепродуктов [3].

Также необходимо обеспечить контроль и учет вытесненных нефти/нефтепродуктов и ИГС/воды во избежание их попадания в окружающую среду. Для этого необходимо проводить мониторинг качества вытесненных средств, а также управлять отходами в соответствии с требованиями законодательства.

При вытеснении нефти/нефтепродуктов необходимо также обеспечить защиту персонала и окружающей среды. Для этого необходимо проводить обучение персонала, выдавать необходимые средства индивидуальной защиты, обеспечивать отведение отходов в специальные контейнеры и обеспечивать их безопасное хранение и транспортировку.

При вытеснении воды также необходимо соблюдать требования к защите окружающей среды, особенно в случаях, когда производится вытеснение воды в объекты водоснабжения или в природные водоемы.

В целом, проведение вытеснения нефти/нефтепродуктов/воды должно происходить в соответствии с требованиями проектной документации и законодательства, обеспечивая защиту персонала и окружающей среды.

Для контроля качества и количества ИГС должна быть установлена система дозирования ИГС с весовыми или объемными дозаторами, обеспечивающая точность дозирования не менее 5%. Для подачи ИГС на участок трубопровода должны быть использованы штуцеры, изготовленные из стали марок 09Г2С, 12Х18Н10Т или эквивалентных им, и обеспечивающие герметичное соединение с трубопроводом. Для удобства монтажа штуцеров и поршнейразделителей на трубопроводе необходимо использовать зажимы или крепежные элементы [14].

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубно́й диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

3.5 Организационные мероприятия по внедрению новых образовательных технологий

Факторы, влияющие на формирование профессиональных компетенций у обучающихся (студентов, сотрудников ПАО «Транснефть» при повышении квалификации) по направлению «Нефтегазовое дело». Представлен комплекс организационно-технических мероприятий по проведению очистных и диагностических работ на участке МН с использованием технологии VR для обучения и тренировок специалистов и сотрудников ПАО «Транснефть».

На сегодняшний день вопросы цифровой трансформации на производственных объектах являются актуальными, в ПАО «Транснефть» реализуются различные программы, направленные на цифровой формат проектирования и строительства.

Так в рамках повышения качества подготовки и расширения спектра профессиональных компетенций рабочих и специалистов ПАО «Транснефть» путем внедрения на производство образовательной среды на основе VR технологий, возможно достичь ключевых показателей эффективности организационно-технических мероприятий при проведении очистных и диагностических работ.

Данная платформа создаёт виртуальную среду производственного объекта, предоставляющую информацию о процессах и оборудовании, которая помогает сотрудникам готовиться к сложностям, с которыми приходится сталкиваться при работе. Данная технология улучшает визуальное восприятие, упрощает понимание процессов и учит действовать по ситуации.

3.5.1 Факторы, влияющие на профессиональные компетенции

На формирование профессиональных компетенций студентов и сотрудников компании влияют следующие категории факторов:

1. Взаимодействие с индустриальными партнерами включают пассивные факторы (ознакомление с требованиями профессиональных стандартов) и активные факторы (привлечение специалистов-практиков, «рекрутский набор».)

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

2. Использование новых образовательных технологий предусматривает такие факторы как: освоение грамотности нового типа, создание модели цифрового портфолио, сетевое образовательное сотрудничество, образовательная среда на основе VR.

3. Привлечение студентов и сотрудников к цифровой проектно-ориентированной образовательной деятельности.

В данной работе мы акцентируем свое внимание на категории факторов, обусловленных использованием новых образовательных технологий.

Разработка и внедрение новых образовательных программ образования и дополнительных профессиональных программ на основе комплекса VR позволит сформировать профессиональные, цифровые компетенции и навыки у обучающихся и сотрудников ПАО «Транснефть» в соответствии с требованиями профессиональных стандартов.

3.5.2 Дисциплины, введенные в обучение

На сегодняшний день в Томском политехническом университете реализован комплекс работ процесса очистки и диагностики камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода с применением VR технологий. Для реализации этого комплекса использовались конструкторская документация камер пуска и приема средств очистки и диагностики, фотоматериалы объекта для придания реалистичного внешнего вида, а также требования нормативных документов по очистке и диагностике.

В программе «Камера пуска и приема СОД» (рис. 3) проводится изучение последовательности выполнения работ по запуску и пропуску внутритрубного очистного прибора согласно техническим документам и инструкциям, регламентирующим данные организационные мероприятия.

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

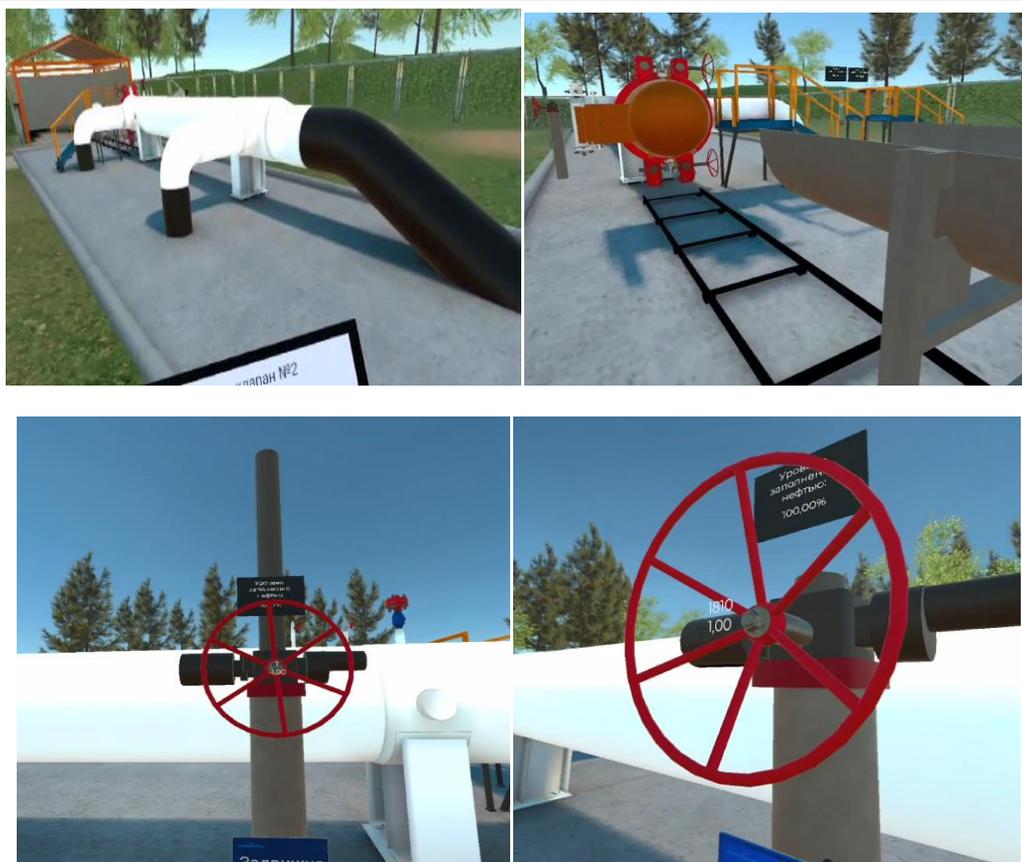


Рисунок 3 – КПП СОД в VR комплексе

3.5.3 Разработки, предлагаемые к внедрению

На сегодняшний момент уже выполнен один модуль по диагностическим работам с разработкой методических указаний для выполнения данной лабораторной работы. В дальнейшем будут разрабатываться новые сценарии, в котором отрабатываются полученные навыки, умения и знания, внезапное появления инцидентов или аварийных ситуаций, где студенты и специалисты должны будут принять меры по их решению. Положительная особенность VR разработка аварийных ситуаций, так как они несут большие последствия, и наша задача выработать профессиональные навыки у обучающихся [8].

В данной программе проводится изучение последовательности выполнения работ по запуску и пропуску внутритрубного инспекционного прибора (далее ВИП). Проведение преддиагностической очистки, профиломерии, калибровки для определения возможности пуска ВИП.

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Изучение критериев пуска ВИП. Изучение видов очистных устройств (будут представлены модели), виды диагностических комплексов и перечень дефектов, выявленных при их пропуск [9].

Варианты инцидентов, предлагаемые для включения в программу дисциплины:

1. Перекрытие потока: одновременно закрыты задвижки по основной нитке и на КППСОД. Последствия – гидравлический удар и разгерметизация трубопровода

2. Застревание ОУ: происходит, если задвижки не полностью открыты (не проведена проверка перед пуском ОУ, не подана команда на открытие задвижек), в случае не установки ПДС проследить на какой именно задвижки застрял ОУ не представляется возможным. Последствия – гидравлический удар и разгерметизация трубопровода.

3. Неверная последовательность технологических переключений: сначала открывается первая по ходу нефти секущая задвижка. Последствия – задвижки не открываются из-за превышения крутящего момента электропривода задвижки (задвижку зажимает потоком нефти).

4. При запасовке устройства произошел обрыв стропы.

5. При открытии концевого затвора не был произведен сброс избыточного давления, а также дренаж нефти из камеры при запусках и приеме.

Такие случаи могут произойти в рабочей обстановке, и неопытные сотрудники непроизвольно допускают многочисленные ошибки. Решения данных проблем в виртуальной реальности помогает подготовить сотрудника к непредвиденным обстоятельствам на КПП СОД, отработать комплекс действий, который позволит обеспечить безопасность на объекте [10].

					Анализ организационно-технических мероприятий по	Лист
					проведению внутритрубной диагностики	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Результатом выполнения конкурсной работы является комплекс мероприятий в VR. Данный комплекс позволит специалистам оттачивать свои навыки, повышать уровень профессиональных и цифровых компетенций и цифровой грамотности, отрабатывать порядок действий в нештатных и чрезвычайных ситуациях при проведении очистных и диагностических работ МН.

					Анализ организационно-технических мероприятий по проведению внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

4. Расчетная часть

4.1 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики

Для расчета зададимся следующими исходными данными, представленными в таблице 12.

Характеристики стали согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия» [11].

Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [32].

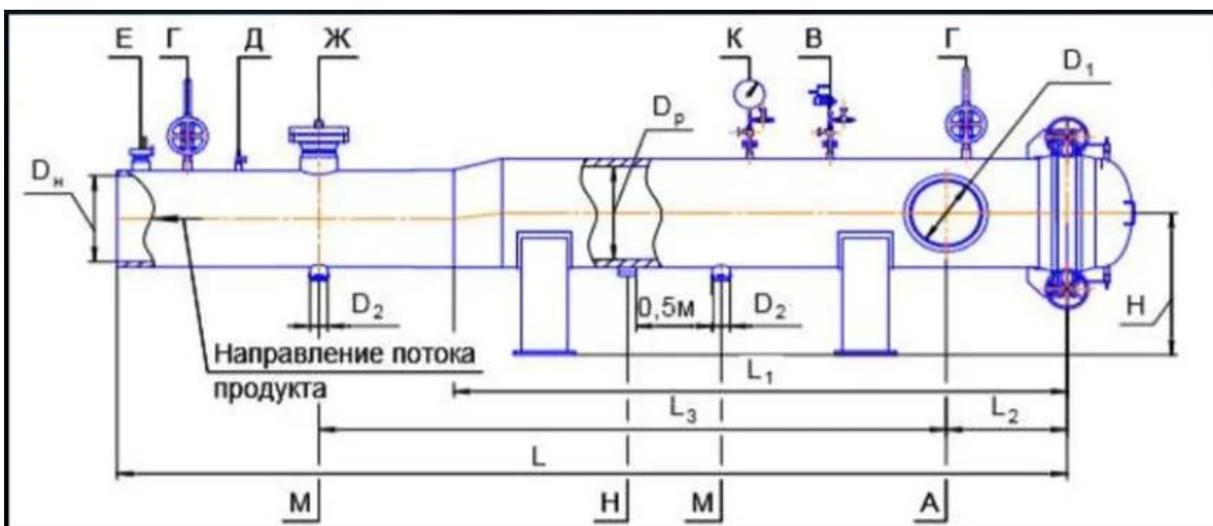


Рисунок 4 – Камера запуска СОД

А – патрубок подвода продукта; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии; Д – патрубки для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии; Ж – патрубок для подачи пара или инертного газа; З – патрубок для установки запасочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов;

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Часовских С.А.				Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						57	102
Консульт.						ТПУ гр. 2Б92		
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.							

Таблица 12 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление стационарной камеры приема и пуска СОД	p , МПа	8,0
Диаметр номинальный	$D_{н}$, мм	500
Номинальный диаметр расширенной части камеры приема и пуска СОД	$D_{н\ расш}$, мм	600
Номинальный диаметр технологических патрубков	$D_{н\ тп}$, мм	300
Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов	$D_{н\ дт}$, мм	150
Номинальный диаметр патрубка газовоздушной линии	$D_{н\ гл}$, мм	50
Номинальный диаметр днища камеры	$D_{н\ д}$, мм	600
Временное сопротивление	$\sigma_{в}$	460
Коэффициент условий работы трубопровода	m	0,825
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,47
	k_2	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$k_{н}$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	1,15
Предел текучести	$\sigma_{т}$	305
Марка стали		09Г2С

4.2 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (1)$$

$$R_2 = R_2^H \cdot \frac{m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

R_2 – расчетное сопротивление металла сжатия, МПа;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности σ_B , МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_T , МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (1)

$$R_1 = 460 \cdot \frac{0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа.}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (2)

$$R_2 = 305 \cdot \frac{0,825}{1,15 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа}$$

Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (3)$$

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

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

D_H – номинальный диаметр обечайки, мм.

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 3 находим расчетную толщину обечайки:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 15,5$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии получаем:

$$\delta = 15,5 + 2 = 17,5 \text{ мм} \rightarrow \text{выбираем ближайшее по сортаменту} \rightarrow \delta = 18 \text{ мм}$$

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_o - 2 \cdot \delta} \geq p, \quad (4)$$

где δ – толщина обечайки;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_T , МПа;

D_o – наружный диаметр обечайки, мм;

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 4 находим величину нормативного давления:

$$p_H = \frac{2 \cdot 18 \cdot 0,95 \cdot 305}{530 - 2 \cdot 18} = 21,11 \text{ МПа} \geq 8,00 \text{ МПа} \rightarrow$$

Условие выполняется

4.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле:

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot p \cdot D_o \text{ расш}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (5)$$

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

$D_{0 \text{ расш}}$ – номинальный диаметр расширенной обечайки части камеры, мм.

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 5 найдем расчетную толщину обечайки расширенной части камеры:

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 11,9 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии получаем:

$\delta_{\text{расш}} = 11,9 + 2 = 13,9 \text{ мм} \rightarrow$ выбираем ближайшее по сортаменту $\rightarrow \delta_{\text{расш}} = 14 \text{ мм}$

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta_{\text{расш}} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{0 \text{ расш}} - 2 \cdot \delta_{\text{расш}}} \geq p, \quad (6)$$

где $\delta_{\text{расш}}$ – толщина обечайки расширенной части камеры;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_T , МПа;

$D_{0 \text{ расш}}$ – наружный диаметр обечайки расширенной части камеры, мм;

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 6 находим величину нормативного давления:

$$p_{H \text{ расш}} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 0,95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 14} = 13,4 \text{ МПа} \geq 8,00 \text{ МПа} \rightarrow$$

Условия выполняются

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

4.4 Расчёт толщины стенки технологических патрубков

Определим расчётную толщину стенки технологических (подвода и отвода нефти) патрубков камеры пуска приема СОД по формуле:

$$\delta_{\text{п}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{п}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (7)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

$D_{\text{п}}$ – номинальный диаметр технологических патрубков камеры пуска приема СОД, мм.

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 7 найдем расчетную толщину стенки технологических патрубков КПП СОД:

$$\delta_{\text{п}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 0,325}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 6,1 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии получаем:

$$\delta_{\text{п}} = 6,1 + 2 = 8,1 \text{ мм} \rightarrow \text{выбираем ближайшее по сортаменту} \rightarrow \delta_{\text{п}} = 9 \text{ мм}$$

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{п}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{н}}}{D_{\text{п}} - 2 \cdot \delta_{\text{п}}} \geq p, \quad (8)$$

где $\delta_{\text{п}}$ – толщина стенки технологических патрубков камеры пуска приема СОД, мм;

$R_2^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа;

$D_{\text{п}}$ – номинальный диаметр технологических патрубков камеры пуска приема СОД, мм;

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

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 8 находим величину нормативного давления:

$$p_{\text{н расш}} = \frac{2 \cdot 9 \cdot 0,95 \cdot 305}{325 - 2 \cdot 9} = 16,98 \text{ МПа} \geq 8,00 \text{ МПа} \rightarrow$$

Условия выполняются

4.5 Расчет толщины стенки патрубков газовой воздушной линии

Определим расчетную толщину стенки патрубков газовой воздушной линии по формуле:

$$\delta_{\text{гл}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{гл}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (9)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

$D_{\text{гл}}$ – номинальный диаметр патрубков газовой воздушной линии, мм.

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 9 найдем расчетную толщину стенки патрубков газовой воздушной линии:

$$\delta_{\text{гл}} = \frac{1,15 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 0,050}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 0,1 \cdot 10^6)} = 1,9 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии получаем:

$$\delta_{\text{гл}} = 1,9 + 2 = 3,9 \text{ мм} \rightarrow \text{выбираем ближайшее по сортаменту} \rightarrow \delta_{\text{гл}} = 4 \text{ мм}$$

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов» [13], патрубок газовой воздушной линии соединён с камерой СОД через кран, что говорит о непостоянном давлении в патрубке, открывается только при сбрасывании давления в ЕП, тогда принимаем

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

примерное давление равно 0,1 МПа

Так как значение толщины стенки патрубков газовой линии с учетом компенсации коррозии и округления до целого числа $\delta_{\text{гл}} = 3$ мм \rightarrow принимаем $\delta_{\text{гл}} = 4$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{гл}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{н}}}{D_{\text{гл}} - 2 \cdot \delta_{\text{гл}}} \geq p, \quad (10)$$

где $\delta_{\text{гл}}$ – толщина стенки патрубков газовой линии, мм;

$R_2^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_{T} , МПа;

$D_{\text{гл}}$ – номинальный диаметр патрубков газовой линии, мм;

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 10 находим величину нормативного давления:

$$p_{\text{гл}} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 305}{50 - 2 \cdot 4} = 55,19 \text{ МПа} \geq 8,00 \text{ МПа} \rightarrow$$

Условия выполняются

4.6 Расчёт толщины стенки днища КПП СОД

Определим расчётную толщину стенки днища камеры пуска приема СОД по формуле:

$$\delta_{\text{дк}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{дк}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (11)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

R_1 – расчетное сопротивление металла растяжения, МПа;

$D_{\text{дк}}$ – номинальный диаметр днища КПП СОД, мм.

p – расчетное давление, МПа.

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

По формуле 11 найдем расчетную толщину стенки днища камеры:

$$\delta_{\text{дк}} = \frac{1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 8,0 \cdot 10^6)} = 11,8 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии получаем:

$$\delta_{\text{дк}} = 11,8 + 2 = 13,8 \text{ мм} \rightarrow \text{выбираем ближайшее по сортаменту} \rightarrow \delta_{\text{дк}} = 14 \text{ мм}$$

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{п}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{н}}}{D_{\text{п}} - 2 \cdot \delta_{\text{п}}} \geq p, \quad (12)$$

где $\delta_{\text{дк}}$ – толщина стенки днища камеры пуска приема СОД, мм;

$R_2^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести σ_{T} , МПа;

$D_{\text{дк}}$ – номинальный диаметр днища КПП СОД, мм;

p – расчетное давление, МПа.

По формуле 12 находим величину нормативного давления:

$$p_{\text{дк}} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 0,95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 14} = 11,7 \text{ МПа} \geq 8,00 \text{ МПа} \rightarrow$$

Условия выполняются

4.7 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

Цель: гидравлический расчет производится для определения суммарных потерь и полного напора в магистральном нефтепроводе.

Данные для расчета:

Годовая пропускная способность нефтепровода – 4,0 млн. т/год;

Плотность перекачиваемой нефти – 850 кг/м³;

Протяженность трассы – 150 км;

Разность отметок начала и конца трубопровода – 20 м.

Наружный диаметр трубопровода – 530мм

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 13 – характеристики трубопровода для гидравлического расчета

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения показателя
Годовая пропускная способность нефтепровода	млн. т/год	4,0
Плотность перекачиваемой нефти	кг/м ³	850
Протяженность трассы	км	150
Разность отметок начала и конца трубопровода	м	20
Наружный диаметр трубопровода	мм	530

Целью гидравлического расчета определяется потери напора, складываются из потерь напора на трение и на преодоление разности высот трубопровода, при перемещении нефти по нефтепроводу:

$$Q_c = \frac{Q_r}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \quad (13)$$

где,

Q – годовая пропускная способность нефтепровода, млн. т/год;

N_r – расчетное число суток работы нефтепровода (350 сут);

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

$$Q_c = \frac{4000000}{350 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 0,155 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$d = D - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 10 = 510 \text{ мм}$$

По формуле рассчитывается средняя скорость течения нефти по нефтепроводу:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,155}{3,14 \cdot 0,510^2} = 0,744 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Проверка режима течения:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\mu} = \frac{0,744 \cdot 0,510 \cdot 10^4}{0,55} = 6898$$

При режиме течения:

Турбулентный $Re > Re_{кр} = 2320$,

Ламинарный $Re < 2300$

$6898 > 2300 \rightarrow$ можно сделать вывод из сравнения, что трубопровод имеет турбулентный режим

Движение жидкости, где отдельные струи жидкости имеют параллельное движение относительно друг друга а также оси трубопровода при малых скоростях, называется ламинарным режимом.

Движение жидкости, где отдельные частицы, без видимой закономерности, совершают хаотичное движение и перемешиваются между собой, на больших скоростях, называется турбулентным режимом.

Найдем Re_I ; Re_{II}

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d}$$

где ε – принимаем, как относительная шероховатость внутренней стенки трубы.

Следующим действием определим зону трения при движении турбулентном, а также переходное первое число Re .

$$\varepsilon = \frac{0,2}{510} = 0,0003921; Re_I = \frac{10}{0,0003921} = 25503$$

Жидкость совершает течение в зоне гидравлический гладких труб, это выяснилось из сравнения $Re_{кр} < Re < Re_I \rightarrow 2320 < 6898 < 25503$. Зона

Блазиуса

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Определяем для зоны гидравлических гладких труб по формуле Блазиуса, находим коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{25503^{0,25}} = 0,025.$$

Определяем по формуле гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,025 \cdot 0,744^2}{0,510 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0014$$

После нахождения гидравлического уклона можем найти следующие показатели:

$h_{тр} = i \cdot L = 0,0014 \cdot 150 \cdot 10^3 = 210 \text{ м}$ → Потери напора на трение в трубопроводе

$h_{мс} = 0,02 \cdot h_{тр} = 0,02 \cdot 210 = 4,2 \text{ м}$ → Потери напора на местные сопротивления

$H_0 = h_{тр} + h_{мс} + h_r + h_{и}$ → Полные потери напора в трубопроводе

где h_r – геодезическая высота, м.

Геодезическая высота принимаем равной 20 м, так как она равна разности между конечной и начальной точками трассы нивелирных отметок:

$$h_r = \Delta z; h_{и} = 0$$

где $h_{и}$ – избыточный напор в конце магистрального нефтепровода требуемый, м. Эта величина по сравнению с другими показателями мала для магистральных нефтепроводов очень мала, тогда её можно принять равной нулю

$$H_0 = 210 + 4,2 + 20 + 0 = 234,2 \text{ м}$$

Гидравлическое сопротивление нефтепровода равно H_0 полному напору, необходимому для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу [32].

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

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела являются анализ расчётов целесообразности применения стационарных камер пуска и приема СОД, для обеспечения выполнения работ по диагностике на участке МН «Игольско-ТаловоеПарабель». В связи с этим, проводится экономический расчет на проведение строительно-монтажных работ на данном участке, с применением стационарных камер пуска и приема СОД.

5.1 Обоснование потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для производства работ определена согласно организационно-технологической схемы производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов. Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Потребность в основных строительных машинах и механизмах .

Наименование	Марка/тех. характеристика	Количество машин, шт.	Технологический процесс
Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1	Перевозка грузов
Бортовая машина	УРАЛ 4320	1	Перевозка грузов
Пожарная машина	АЦ-60	1	-

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Часовских С.А.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.						69	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>	Чухарева Н.В.							

Откачка нефти ЦНС150/50	Производительность не менее 150 м3/ч(60 кВт 2х ступка)	4	Откачка нефти
Установка ПНУ- 2	Мощность 45 кВт	3	Откачка нефти
Полотенце мягкое	для диаметра трубопровода до 1200 мм	3	Монтажные работы
Оборудование для размагничивания трубопровода	ПКНТ для диаметра трубопровода 530мм	1	размагничивание трубопровода
Машина безогневой резки труб	Для труб диаметром 325-1420 мм ВОЛЖАН КА	2	Резка трубопровода
Центратор наружный	ЦЗН-530	2	
Насосный агрегат для откачки воды из котлована (при необходимости)	Производительность 25 м3/час	1	Откачки воды из котлована
Сварочный агрегат двухпостовой	пределы регулировани тока: 25 – 250 А; ном. Ток: 250 А; напряжение : 70 – 90 В	2	Сварочные работы
Пескоструйный агрегат	-	1	Очистка поверхностей

Переносной рентгеновский аппарат постоянного потенциала	напряжение на аноде – 200 кВ; потребляемая мощность – 400 ВА	1	Контроль сварных швов
Прибор ультразвукового контроля	диапазон толщин — от 1 до 999 мм; потребляемая мощность не более 18 ВА	2	Контроль сварных швов
Дефектоскоп	- «А1214 Эксперт»	1	Контроль сварных швов
Углошлифовальная машинка	-	4	Общестроительные работы
Печь для прокалики электродов	- ПСПЭ-20/400.00М	1	Сварочные работы
Термопенал	-	1	Сварочные работы
Наименование	Марка/тех. характеристика	Количество машин, шт.	Технологический процесс
Газоанализатор	время срабатывания не более 10 с (89900)	1	Сварочные работы
Лаборатория для контроля сварных соединений	Высокопроходимая, передвижная УРАЛ-4320 МАКАР	1	-
Вездеход двухсекционный	ДТ 30П	2	Перевозка грузов
Вездеход двухсекционный	ДТ 30Пэ	1	Перевозка грузов Земляные работы

Ручной инструмент, работающий в пределах взрывоопасной зоны, должен быть во взрывозащищенном исполнении, согласно Приказа ПАО «Транснефть» от 19.07.2010 г № 95.

Поскольку компания выполняет строительно-монтажные работы своими силами при помощи собственной техники, расходы на амортизацию предлагаю не учитывать, так как они представляют собой фиксированную ставку для каждой конкретной техники и начисляются ежемесячно независимо от того задействована техника в работе или нет [12].

5.2 Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ определена в соответствии с ВСН 417-81 для периода работы строительной техники и распоряжения Министерства транспорта РФ №-АМ-23-р от 14.03.2008г. для грузоперевозок. Потребность в ГСМ рассчитана на основании ведомости потребности в основных строительных машинах и механизмах и приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Потребность в ГСМ

Наименование	Потребность в ГСМ (дизельное топливо), т
Строительные машины	12,31
Энергетические установки	-
Грузоперевозки	17,9
Итого	30,21

Стоимость топлива при покупке оптом, по Томской области равно 31000 руб. за тонну.

Таким образом общие затраты на топливо составят:

$$\text{Стопл} = 30.21 * 31000 = 936510 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

5.3 Обоснование потребности строительства в кадрах

Выполнение работ по текущему ремонту Объекта предусмотрено собственными силами предприятия.

Численность работающих определена в целом по Объекту. В состав работающих входят рабочие, инженерно-технические работники (ИТР), служащие, младший обслуживающий персонал (МОП), охрана.

Состав бригад представлен в таблице 16.

Таблица 16 - Состав бригады

<i>Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов</i>	<i>Разряд</i>	<i>Количество рабочих в бригаде, чел.</i>
Бригада по монтажным работам		
Машинист трубоукладчика (1б)	6	1
Машинист крана(1б)	6	1
Машинист бульдозера (1б)	5	1
Машинист экскаватора (1б)	6	1
Трубопроводчик линейный (1б)	5	6
Изолировщик (1б)		2
Электросварщик ручной сварки (1б)	6	2
Дефектоскопист (1а)	6	1
Изолировщик на гидроизоляции (2г, 3б)	5	2
Монтажник строительных конструкций	5	2
Электромонтажник	5	2
Итого		21

Допускается совмещение профессий на этапе проведения работ. Совмещение профессий оформляется локальными нормативными актами организации, осуществляющей СМР [12].

Таблица 17 – Средняя численность работающих с распределением по категориям.

Максимальное количество работающих на строительных работах и подсобных производствах				
Общая численность работающих	Рабочих, чел.	ИТР, чел.	Служащие, чел.	Милиция и охрана, чел.
28	21	2	1	1

При выполнении строительно-монтажных работ собственными силами заказчика - организацией системы «Транснефть» - охрана объекта предусматривается ведомственной охраной заказчика в порядке, определенном ОР-13.3310.00-КТН-032-15. Численность сотрудников в ПОС не предусматривается.

В связи с тем, что данный вид работ выполняется собственными силами, затраты, связанные с заработной платой, предлагаю не считать так как данные люди находятся на окладе у предприятия и их содержание так или иначе сопровождается ежемесячной оплатой их труда.

5.4 Затраты на материалы.

Так как при проведении строительно-монтажных работ и диагностики участка магистрального нефтепровода были использованы стационарные камеры пуска и приема СОД, а также оборудование и материалы.

В таком случае затраты на проведение данных работ будут связаны с доставкой оборудования и людей для обеспечения выполнения работ по диагностике, расходами на ГСМ.

Затраты, представленные в таблице 18, будут характерны при постройке постоянных камер пуска и приема СОД, поскольку потребуется

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

закупка нового оборудования, не учитывая затрат на автоматизацию, электроэнергию подготовку фундамента и защитных ограждений.

Количество материалов определено согласно генеральному плану строительно- монтажных работ (см. таблицу 18) [13].

Таблица 18 –затраты на материалы, используемые в строительстве.

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за ед, руб.	Общая стоимость руб.
1	Блок камеры пуска СОД нефтепровода с условным проходом Ду 500 мм со всеми необходимыми патрубками, для макроклиматического района с холодным климатом, с размещением на открытой площадке, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по РД23.040.01-КТН-149-10.	Компл.	1	5 457 356,00	5 457 356,00
2	Блок камеры приема СОД нефтепровода с условным проходом Ду 500 мм со всеми необходимыми патрубками, для макроклиматического района с холодным климатом, с размещением на открытой площадке, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по РД23.040.01-КТН-149-10.	компл.	1	5 457 356,00	5 457 356,00
3	Задвижка шиберная DN 500 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔP - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ 4000 Г.18, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 530x8,0 с классом	шт.	4	5 432 000	21 728 000

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

	прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14				
4	Задвижка шиберная DN 300 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔP - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ 1000 В.20, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 325x7,0 с классом прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14	шт.	2	3 782 000	7 564 000
5	Задвижка клиновая DN 150, PN 6,3 МПа. Перепад рабочего давления на затворе – 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями. Класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015. Ручное управление. В несейсмо- стойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159x6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ25.220.01-КТН-097-16	шт.	10	256 700	2 567 000

6	Шаровой кран запорный DN 50, PN 6,3 МПа, тип присоединения к трубопроводу – комбинированное, класс герметичности затвора – А по ГОСТ 9544-2015, тип управления – ручной, сейсмостойкость исполнения – С0, вид климатического исполнения по ГОСТ 15150 – ХЛ1, вид установки – надземно, присоединяемая труба – 57х4 с классом прочности К48, рабочая среда – нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ25.220.01-КТН-097-16	шт.	1	25 000	156 000
7	Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвижки DN 500, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении	компл.	4	1 895 000	7 580 000
8	Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвижки DN 300, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении	компл.	2	612 000	1 224 000
9	Отвод гнутый с углом поворота 61°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 2150, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное	шт.	2	60000	120 000

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	77
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					

	давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа				
10	Отвод гнутый с углом поворота 45°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 1700, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 9 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 12,9 МПа	шт.	2	55 000	110 000
11	Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа	шт.	2	64 300	128 600
12	Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на	шт.	8	47 200	377 600

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

	<p>рабочее давление в трубопроводе</p> <p>6,3 МПа при коэффициенте условий работы</p> <p>0,825,</p> <p>климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015.</p> <p>Гарантированное</p> <p>давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа</p>				
13	Отвод П 90-159х6-09Г2С	шт.	17	10 592	180 064
14	<p>Тройник штампованный равнопроходной для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015.</p> <p>Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа</p>	шт.	1	334 586	334 586
15	Тройник 159х6-09Г2С	шт.	5	25000	125 000
16	Тройник штампосварной для присоединения по магистрали с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, по ответвлению – с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при	шт.	2	520 000	1 040 000

	коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа				
17	Тройник штамповарной равнопроходной с решеткой для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа	шт.	2	635 000	1 270 000
18	ТМ(2)-1-530x159-УХЛ	КОМПЛ.	2	735000	1 470 000
19	ТМ(1)-1-530x219-УХЛ	КОМПЛ.	1	812000	812 000
20	ТМ(1)-1-530x159-УХЛ	КОМПЛ.	1	710000	710 000
21	Труба 530x8,0-К56-2, АКП тип 1	м	112	135 400	15 164 800
22	Труба 325x7,0-К56-2, АКП тип 1	м	44	98 560	4 336 640,00
23	Труба бесшовная 159x6,0-К48-2-1	м	56	44 670	2 501 520

24	Труба 57x4 ГОСТ 8732-78*/В 09Г2С ГОСТ 8731-74* со 100 % контролем сплошности металла неразрушающими методами	м	0,15	2500,00	2500.00
25	Заглушка фланцевая 2-200-6,3- 09Г2С	шт.	1	2 050,00	2 050,00
26	Заглушка фланцевая 2-150-6,3- 09Г2С	шт.	2	1 655,00	3 310
30	Прокладка фланцевая армированная терморасширенного графита с наружным и внутренним обтюратором размерами 285x260x3 DN200	шт.	1	3000	3 000
31	Манжета термоусаживающаяся для изоляции стыков труб и деталей или арматуры (тип 1) шириной не менее 450 мм толщиной 2,0 мм	компл.	30	5000	150 000
32	АКП С4 (II) в составе: - грунтовка 1 слой - краска 1 слой	м2	111	1 250,00	138 750
33	Узел подключения установки подачи ингибитора в составе: 1. Бобышка круг 40-В ГОСТ 2590- 2006/295-09Г2С ГОСТ 19281- 2014 2. Переходник сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 3. Шайба прутки ДКРНМ	шт. шт. шт. шт. шт. шт.	1	-	-

	<p>25 НД МЗ ГОСТ 1535-2006 4. Пробка сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 5. Прокладка паронит ПМБ ГОСТ 481-80 t=2мм 6. Кран шаровой DN 15, PN 6,3 МПа для нефти из коррозионно-стойкой стали, со штуцернонипельным присоединением к трубопроводу. Резьба штуцера шарового крана М27х1,5. Ниппель шарового крана - для присоединения к трубе 22х3 из стали 12Х18Н10Т. Герметичность затвора по классу "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Климатическое исполнение ХЛ1</p>				
34	Опора скользящая диэлектрическая Dтр 530	компл.	2		
35	Узел заземления трубопровода	компл.	9	111 700,00	1 005 300,00
36	Шунтирующая перемычка для фланцевых соединений в составе: 1. Кабель гибкий с медной многопроволочной жилой с резиновой изоляцией в резиновой маслостойкой оболочке марки КГН сечение 1х16 мм 2. Медные кабельные наконечники типа П16-6-МХЛ1 3. Болт М6х20.58.089 4. Гайка М6.7Н.5.089 5. Шайба А6.01.089	компл. м шт. шт. шт. шт.	2	580,00	1 060,00
37	Днище штампованное эллиптическое для присоединения с трубой диаметром 530мм, с	шт.	2	15 000,00	30 000,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

	толщиной стенки 8мм, класса прочности К56, на рабочее давление 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа				
38	<p>Затвор обратный DN 150, PN 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями.</p> <p>Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ 33423-2015. В несейсмостойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159х6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16</p>	компл.	1	1 650 000,00	1 650 000,00
39	Накладка усиливающая диаметром 360 мм толщиной 8 мм с технологическим	шт.	5	10 000,00	50 000,00
40	Герметизатор резинордный ГРК - 500	шт.	4	77 500,00	310 000,00
41	Невосполнимые материалы				

42	Кислород (баллон)	шт.	5	12 000,00	60 000,00
43	Пропан (баллон)	шт.	2	4 100,00	8 200,00
44	Шлиф. круги	компл.	2	220,00	440,00
45	Отрезные круги	компл.	1	279,00	279,00
46	электроды OK74/70 4,0	кг.	130	458,00	59 540,00
47	электроды LB- 52U 3,2	кг.	30	386,8	11 604,00
	Всего				84 053 555

5.5 Итоговая стоимость

Приблизительная итоговая стоимость проведения строительномонтажных работ будет складываться в таблице 19, 20:

- затрат на ГСМ
- затрат на транспортировку (вертолетом Ми-8).

1ч полета = 125000 руб. (16ч)

- затрат на вышеперечисленные оборудование и материалы

Таблица 19 – Приблизительная итоговая стоимость

Наименование	Стоимость (руб.)
ГСМ	936 510
Транспортные расходы	2 000 000

Таким образом подведем итоги, из вышеперечисленного конечная приблизительная стоимость проведения работ на нашем объекте будет равна:

$$936\,510 + 2\,000\,000 + 84\,053\,555 = 86\,990\,065 \text{руб}$$

5.6 Экономическая эффективность

Так как периодичность диагностирования на данном участке один раз в пять лет. Сравнивая суммарную стоимость проведения диагностики на магистральный нефтепровод () км «Игольско –Таловое-Парабель».

Таблица 20 – Итоговая стоимость проведения СМР

Приблизительная стоимость проведения строительно-монтажных работ (без учета электроэнергии, автоматизации и тд.)
С стационарными КП СОД
86 990 065руб

Можно сделать вывод, что использование стационарных камер пуска и приема средств отчистки и диагностики, значительно выгоднее на обслуживание участка магистрального нефтепровода на продолжительный период, поскольку важнейшим фактором имеется обеспечить безопасное проведения диагностических работ.

5.7 Технологическая эффективность

Проведения очистки и диагностики с применением стационарных камер пуска и приема обусловлена получением результата при меньших экономических и эксплуатационных затратах.

5.8 Вывод по разделу

В данном разделе была оценена экономической выгоды использования стационарных КП СОД, участке МН «ИгольскоТаловое-Прабель», для обеспечения выполнения работ по диагностики.

Бала подсчитана приблизительная стоимость проведения работ на нашем объекте 86 990 065 руб.

6. Социальная ответственность

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является участок магистрального нефтепровода «Игольско – Таловое - Парабель». В данной работе будет рассматриваться Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями с применением камер пуска и приема СОД. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы выполняются на участке МТ в зимнее время, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно.

Учитывая все условия имеются высокие риски возникновения аварий на нефтепроводе. А так как нефтепровод проложен в подземном исполнении, то аварии на нем приводят к экологическим последствиям.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Таблица 21 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.0032015)	Доставка материалов и оборудования	Монтаж и подключение	Отключение и демонтаж	Вывоз материалов и оборудования	Нормативные документы
-----------------------------	------------------------------------	----------------------	-----------------------	---------------------------------	-----------------------

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Часовских С.А.				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.						86	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>	Чухарева Н.В.							

1. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16]; ГОСТ 12. 1. 012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [17]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [18]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [19]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [20]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [21]; ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. [22]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и
2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	+	+	+	+	
3. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	+	+	+	+	
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	+	
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	+	
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	-	+	+	-	

7. острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования					классификация [23]; ГОСТ 12. 1.005 – 88 (с изм. №1 от 2000г.). ССБТ Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89) [24]; Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006 [25].
--	--	--	--	--	--

В процессе выполнения работ, по приведению диагностики МН, связанных с пуском и приемом СОД в той или иной мере, действуют вредные производственные факторы. Занимающие не отделимую часть в данном процессе. К таким факторам можно отнести следующие факторы:

6.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Повышенный уровень вибрации. Имеет место при зачищении наружной и внутренней поверхности свариваемых труб от ржавчины и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

загрязнений. Эту работу выполняют электрошлифовальной очистной машиной. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация. При работе со шлифовальной машиной следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97, а также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортнотехнологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

6.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

Работы проводятся на открытом воздухе, где имеется естественное освещение, имеющее большое гигиеническое и психологическое значение для человека. Предусмотрено искусственное освещение: аварийное, охранное и дежурное. Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

6.4 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в летний период года должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются

Таблица 22 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

6.5 Повышенная загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, таблица 23 следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 23 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ₂	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II

Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C1 – C10	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

6.6 Производственная безопасность.

В административном отношении участки производства работ расположены в Парабельском районе Томской области на землях лесного фонда. Согласно СП 11-105-97 [15] и СНиП 22-01-95 [23] из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических явлений на УПР отмечается сезонное. Выявленные согласно ГОСТ

6.7 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

6.7.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

6.7.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Замыкание электрической цепи может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-9. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщики должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

ГОСТ 4997-75. Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, осуществляется защитное заземление или зануление. Ограждение рабочей зоны осуществляется по ГОСТ 23407-78. Повышенный уровень статического электричества. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации объекта. Для защиты персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью рабочие должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75

6.7.3 Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации.

Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84.

6.7.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

Имеет место при монтажно-строительных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий. Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло бензостойкой подошве. Для защиты рук применяются перчатки ГОСТ 12.4.183-91. В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 персонал должен носить каски ГОСТ 12.4.087-84.

6.7.5 Экологическая безопасность

Диагностика МТ с установкой временных камер пуска и приема СОД сопровождается негативным влиянием на экологию, поэтому при их проведении необходимо учесть все факторы, чтобы его снизить.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные федеральным законом «Об охране окружающей среды».

Объектами охраны окружающей среды от загрязнения, истощения, деградации, порчи, уничтожения и иного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы;
- атмосферный воздух.

6.7.6 Защита атмосферы.

При разгерметизации затвора КПД СОД с разливом нефти, легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.

6.7.7 Защита литосферы.

Аварии на нефтепроводе сопровождаются разливом нефти. Нефть при попадании в почву оказывает влияние на водно-физические свойства почв. Они ухудшают свойства почв из-за цементации порового пространства, что ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора, разлитого при ремонтных работах продукта. Для максимального уменьшения

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками. При прорыве нефтепровода аварийный участок отсекается дистанционно из диспетчерского пункта с одновременным прекращением работы НПС.

К мероприятиям по защите литосферы можно отнести внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

6.7.8 Защита гидросферы.

В общем случае причинами аварийных разливов нефти на линейных трубопроводах могут являться:

- разгерметизация трубопроводов;
- разгерметизация затвора временных КПП СОД с разливом нефти
- трещина в сварном шве временных КПП СОД с разливом нефти
- наружная и внутренняя коррозия;
- разрушения под воздействием температурных

деформаций.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

Мероприятия по защите гидросферы:

- Применение нефтесборщиков;
- Сорбентов;
- Боновых заграждений.

6.7.9 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На площадке КПП СОД могут возникнуть следующие аварии:

- А) разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти (сценарий 1);
- Б) Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти (сценарий 2);

Действия для устранения аварии:

Сценарий 1

- производится закрытие задвижек диспетчером ОРНУ;
- производится обтяжка вручную задвижек персоналом ЛЭС,

штурвалы задвижек снимаются;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

– дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;

– производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;

– производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК – 300 мг/м³);

– при положительных результатах замеров загазованности производятся газоопасные работы;

– производится вскрытие затвора КПП СОД;

– производится замена уплотнения затвора;

– производится закрытие затвора КПП СОД;

– на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;

– задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;

– производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;

– производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

Сценарий 2

– производится закрытие задвижек диспетчером ОРНУ;

– производится обтяжка вручную задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы с задвижек снимаются;

– дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди!»;

– производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;

– производится дегазация КПП СОД и отключенных участков;

– производятся замеры загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м³);

– при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;

– после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;

– при положительных результатах ДДК производится гидротиспытание КПП СОД на давление Рзав.;

– при положительном гидротиспытании КПП СОД составляется акт о

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

проведении гидроиспытания;

– после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»; задвижки подключаются к источнику питания электроэнергии;

– производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;

– производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

6.8 Мероприятия по улучшению условий труда

Наибольшее негативное воздействие на условия труда оказывают параметры микроклимата. Снизить это воздействие можно за счет правильного режима труда и отдыха.

Предусмотрено проведение работ в одну рабочую смену, продолжительностью 8 часов. Продолжительность ежедневного отдыха между сменами составляет вдвое больше продолжительности работы. Меньший отдых (но не менее 8 часов) допустим только при чрезвычайной ситуации (аварийные работы).

При осуществлении работ на открытых территориях в холодный период года в режим рабочей смены, введены перерывы для обогрева работающих. Продолжительность первого периода отдыха составляет 10 минут, продолжительность каждого последующего увеличивается на 5 минут. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до - 10°C и не более 5 минут при температуре воздуха ниже - 10°C.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается "горячим" питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема "горячей" пищи (чая и др.). При температуре воздуха

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

ниже – 20.6°C работы не проводятся, исключением являются устранение аварийных ситуаций.

6.9 Вывод по разделу

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны оказать влияние на здоровье человека и окружающую среду. Выполнение требований правил безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также при проведении работ особое внимание необходимо уделить вопросам экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения и повреждение окружающей среды.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работе рассмотрены организационно-технические мероприятия по проведению диагностики линейной части участка магистрального нефтепровода с применением стационарных КПП СОД, вытеснению нефти/нефтепродуктов, произведен прочностной расчет КПП СОД и ее элементов.

Так же была рассчитана экономическая эффективность по установке стационарных КПП СОД на данном участке работ. Стоит отметить, что в рассмотренных условиях применение стационарных камер пуска-приема средств отчистки и диагностики оказались наиболее экономически выгодными и оценивается в приблизительную стоимость в 86 990 065 руб. В дальнейшем использование стационарных КПП СОД позволит проводить очистку и диагностику не законсервированного участка, перевести участок МН в консервацию, а также произвести безопасное вытеснение нефти/нефтепродуктов в соответствии с нормативно-технической документацией.

Рассмотрены меры промышленной безопасности при выполнении работ по установке КПП СОД и вытеснения нефти/нефтепродуктов. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Предложены рекомендации по повышению эффективности организационно-технических мероприятий путем установки стационарных КПП СОД, а также внедрения новых образовательных технологий для улучшения производственной деятельности в компании АО «Транснефть – Западная Сибирь»

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Часовских С.А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					99	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

Список использованных источников:

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2);
2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2);
3. 8-19-51-ПЗ Проектная документация АО «Транснефть – Центральная Сибирь»;
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2);
5. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1);
6. ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г;
7. Средства очистки и диагностики [Электронный ресурс] // Энциклопедия технологий «ПАО Транснефть». – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru>;
8. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1 – 01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001;

					Разработка организационно-технических мероприятий по повышению эффективности проведения диагностики на магистральном нефтепроводе как условия развития и улучшения производственной деятельности АО «Транснефть – Западная Сибирь»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Часовских С.А.				Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.						100	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>	Чухарева Н.В.							

9. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»;

10. РД 51-2-97. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем. Дата актуализации 01.09.2013 года;

11. ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия»;

12. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;

13. РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов»;

14. РД-75.180.00-КТН-181-14_с_Изм1 Освобождение трубопроводов от нефти и нефтепродуктов при выводе из эксплуатации для последующей консервации, ликвидации»

15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

17. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;

18. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;

19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;

22. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

24. ГОСТ 12. 1.005 – 88 (с изм. №1 от 2000г.). ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89);

25. Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006;

26. ГОСТ 12.4.183-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования;

27. ГОСТ 12.4.183-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования;

28. ГОСТ 12.4.087-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Каски строительные. Технические условия;

29. ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля;

30. ГОСТ 23407-78 Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ;

31. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

32. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы

33. РД 153-39.4-035-02 «Правила технической диагностики магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными приборами»

34. ОР-19.000.00-КТН-0417-22_ч.1 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубного диагностирования трубопроводов после»

35. ОР-19.100.00-КТН-010-18_ч.1_с_изм1 «Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»

36. РД-13.110.00-КТН-031-18_с_Изм1 «Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть»

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102