

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства»	
УДК <u>622.692.4.05.004-192:539.38</u>	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Захаров П.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения по ООП

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

Брусник О.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Захарову Павлу Семёновичу

Тема работы:

«Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.03.2019 №1786/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Отчёты полученные в ходе исследовательской работы, тексты и графические материалы отчётов о проведении технического диагностирования. Нормативная документация, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	Построить 3D-модель участка технологического трубопровода. Провести расчёт остаточного ресурса исследуемого объекта, расчёт толщины стенки трубопровода. Провести анализ напряженно деформированного состояния обвязки камеры СОД Сделать вывод о проделанной работы, выявить наиболее напряженные участки трубопровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема обвязки технологического трубопровода камеры пуска и приёма СОД. Отчёт по анализу напряженно-деформированного состояния
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., д.и.н., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Верёвкин Алексей Валерьевич	к.т.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Захаров Павел Семёнович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Захаров Павел Семёнович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, включая стоимость интернета – 360 руб. в месяц. Материально-технические: 2652 руб.; Человеческие ресурсы: 277650,53 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате; 20 % надбавки за профессиональное мастерство; 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. 2.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3.Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнительной темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Захаров Павел Семёнович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Захарову Павлу Семёновичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	<i>Рабочая местность объекта исследования является участок трубопровода камеры запуска СОД. Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i> <i>Рабочей зоной является узел камер приема и пуска средств очистки и диагностики нефтепровода. обслуживания.</i> <i>Одним из этапов проведения расчёта НДС является сбор данных внутритрубной диагностики. Процесс сопровождается большим количеством опасных производственных факторов, которые нередко приводит к возникновению чрезвычайной ситуации того или иного характера.</i>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	<i>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</i> - загазованность парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны; - повышенная или пониженная температура воздуха; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	<i>Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</i> - механическое травмирование; - электрический ток;

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проанализировать влияние работ по сбору данных ВТД, на различные компоненты окружающей среды: - анализ воздействия объекта на селитебную зону. - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; Предложить решения по снижению негативного влияния разлива и работ по его ликвидации на окружающую среду.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– Проанализировать возможности возникновения ЧС при произошедшем разливе нефти; – Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	- Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работах, связанных с ликвидацией аварийного разлива нефти; - Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны при полевых и камеральных работах.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Захарову Павлу Семёновичу		

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2019	<i>Введение</i>	10
25.03.2019	<i>Объект исследования</i>	10
15.04.2019	<i>Техническое диагностирование устройства</i>	15
22.04.2018	<i>Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД</i>	25
10.05.2018	<i>Построение модели</i>	15
22.05.2018	<i>Анализ, проведение расчётов</i>	15
31.05.2018	<i>Заключение</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н. доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницу, 16 рисунков, 33 таблиц, 27 источника.

Ключевые слова: технологический трубопровод, напряженно-деформированное состояние, средств очистного устройства, моделирование, нефтепроводы, метод конечных элементов, трубопровод, нагрузка.

Цель бакалаврской работы: анализ напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода, обвязки камеры пуска и приёма очистного устройства.

Объект исследования: технологический трубопровод, камера пуска и приёма очистного устройства.

Методы исследования: результаты представленной работы получены на основе теоретических исследований. Расчёты проводились методом конечных элементов 3D - моделирования с использование программного комплекса Ansys.

Поставленные задачи решались с помощью проведения вычислительного эксперимента по определению нагрузок физического процесса в характерных участках моделируемого объекта сиспользование програмнного продукта Ansys.

Результаты и научная новизна: проведение сравнительного анализа результата решения задач с учетом дефекта на смещение, с собственными нагрузками .

					Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Захаров П.С.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Верёвкин А.В.					Листов
Консульт.							12
Рук. ООП.		Брусник О. В.					71
						НИ ТПУ гр.2Б4Б	

Оглавление

Обозначения и сокращения	14
Введение.....	15
1. Объект исследования (обвязка камеры приёма и запуска СОД применяемое на ОПО системы промысловых трубопроводов)	18
1.1. Технологический трубопровод.....	18
1.2. Камера запуска и приёма СОД	23
1.3. Местность объекта исследования.....	23
2. Техническое диагностирование устройства.....	27
2.1. Общие принципы и понятия технического диагностирования.....	31
2.2. Методы контроля измерений линейной части нефтепровода..	35
2.2.1. Контроль качества изоляции трубопровода	35
2.2.2. Визуальный и измерительный контроль (внешний осмотр).....	37
2.2.3. Контроль толщины стенки труб и фасонных деталей методом УЗТ (ультразвуковой толщинометрии).....	39
2.2.4. Контроль качества сварных соединений.....	40
3. Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД.....	43
3.1. Напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов.....	43
3.2. Построение модели в Ansys.....	45
3.3. Результаты расчёта (НДС) обвязки камеры СОД.....	50

3.4. Анализ сравнения обвязки камеры пуска и приёма очистного устройства.....	54
4 Расчётная часть	56
5. Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода.....	59
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
Заключение.....	96
Список используемых источников литературы.....	98
Приложение А. Протокол внешнего осмотра, визуального и измерительного контроля.....	101
Приложение Б. Протокол контроля толщины стенки труб и фасонных деталей методом ультразвуковой толщинометрии.....	103
Приложение В. Протокол контроля качества сварных соединений методом ультразвуковой дефектоскопии.....	104
Приложение Г Схема камеры СОД с основными сведениями об основных частях камеры	105
Приложение Д. Схема смещения элементов, обвязки камеры пуска и приёма очистного устройства.	106

Обозначения и сокращения

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НПТ – нефтепромысловый трубопровод;

МКЭ – метод конечных элементов;

ТП – трубопровод;

СОД – средства очистки и диагностики;

УХЛ – умеренно холодный климат

УЗПЗ – устройство запуска средств очистки и диагностики для
нефтепроводов

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Захаров П.С.</i>			<i>Обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Верёвкин А.В.</i>					14	107
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ зр. 3-2Б4А</i>		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						

Введение

Во многом развитие нефтегазового комплекса нашей страны определяется созданием системы транспорта углеводорода, основным видом является транспорт - трубопровода. Несмотря на то, что проблема технологических трубопроводов постоянно находится в центре внимания, в РФ ежегодно происходит более 42 тысяч аварий и отказов, при этом потери составляют более 4 % от полного объема нефтегазового добыча продукта. Большая часть аварий происходит из-за того, что на трубопроводы воздействуют непроектные нагрузки, а также внешние факторы.

Следовательно, необходимо контролировать изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) для поддержания работоспособности оборудования в течение всего периода эксплуатации.

На нефтепровод существенно влияют внешние и внутренние нагрузки, воздействия различных сил, напряжения элементного состава оборудования. Большие значения напряжений по Мизесу образуются, как правило, на участках изгиба, перевальных точках различных по высоте, в местах низких значений толщин материала.

Стоит отметить и деградацию, старение металлов способствующих образованию новых дефектов типа вмятина, гофр, геометрических отклонений, различных от проектных значений, внутренних разрушений сварных соединений и т.д.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Захаров П.С.								15	107	
Руковод.		Верёвкин А.В.						НИ ТПУ гр. 3-2Б4А				
Консульт.												
Рук. ООП		Брусник О. В.										

Поддержание надёжности элементов технических устройств на высоком уровне возможно при проведении профилактических работ, результатов диагностики неразрушающего контроля и мониторинга диагностических показателей в течение всего периода эксплуатации оборудования. При этом для прогнозирования выхода показателей надёжности на минимальный уровень, необходимо иметь так называемую «нулевую точку отсчёта» – то есть набора численных значений контролируемых и диагностических параметров на начальном стадии эксплуатации оборудования, при этом поддерживать периодический контроль этих параметров на протяжении всего времени эксплуатации оборудования.

Исходя из анализа факторов, сопутствующих развитию дефектов, основными контролируемыми величинами являются, положение трубопровода; толщина стенок, напряжение в металле труб и т.д.

В качестве метода исследования НДС нефтепровода используем - метод конечных элементов (МКЭ). Данный метод лишен недостатков присущих другим численным методам, которые используются для расчета НДС. Его можно использовать независимо от геометрии исследуемой области.

Для решения типовых задач по исследованию НДС нефтепровода будем использовать пакет ANSYS, с помощью которого осуществляется моделирования необходимого нам нефтепровода.

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Захаров П.С.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Верёвкин А.В.					16	107
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 3-2Б4А		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

Целью работы является: анализ напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода, обвязки камеры пуска и приёма очистного устройства.

Задачи:

- выбор параметров объекта исследования;
- моделирование технологического трубопровода, методом конечных элементов при помощи программного комплекса ANSYS;
- анализ по результатам расчёта напряженно-деформированного состояния технологического устройства.

Выполнение прочностных расчетов с учетом реальных условий работы трубопроводов является основным элементом, обеспечивающие поддержание устойчивой работоспособности в дальнейшей эксплуатации. В таком случае основная задача расчета трубопровода на прочность будет являться определение напряженно-деформированного состояния, с учетом нагрузок, возникающими от внешних источников [23].

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Объект исследования (обвязка камеры приёма и запуска СОД применяемое на ОПО системы промысловых трубопроводов)

1.1. Технологический трубопровод

Трубопроводами называют устройства, которые служат для транспортирования жидких, газообразных и сыпучих веществ. Трубопроводы состоят из соединенных между собой участков труб, запорно-регулирующей арматуры, деталей трубопроводов, контрольно-измерительные приборы, средства автоматики, опоры и подвески, крепежные материалы (болты, шпильки, гайки), уплотнения и прокладки. Трубопроводы по своему назначению разделяют на следующие группы:

- промысловые - на промыслах соединяют скважину с установками подготовки нефти или с другими различными объектами;
- магистральные (МН) - транспортируют товарную нефть и нефтепродукты (в том числе бензин и стабильный конденсат) из районов добычи, хранения или производства до мест потребления (пунктов налива в цистерны, нефтебаз, нефтеналивных терминалов, НПЗ);
- технологические - транспортируют различные вещества в пределах промышленного предприятия.

Ъ

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Захаров П.С.			Объект исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Верёвкин А.В.					18	107
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б4А		
Рук. ООП		Брусник О. В.						

В нашей работе исследуемым участком является обвязка технологического трубопровода камеры пуска очистных устройств. К ним относятся трубопроводы в зона промышленных предприятий, и узлах объектов по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

В зависимости от класса опасности трубопроводы транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность) подразделяются на группы среды (А, Б, В), в зависимости от расчетных параметров среды (давления и температуры) – подразделяются на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Обозначение группы определенной транспортируемой среды содержит обозначение группы среды (А, Б, В) и подгруппы (а, б, в), отражающей токсичность и взрывопожароопасность веществ, входящих в эту среду согласно ГОСТу 32569-2013[16]. Обозначение трубопровода в общем виде содержит обозначение группы транспортируемой среды и ее категории.

При проектировании трубопровода встает вопрос выбора подходящих труб. С одной стороны, трубы должны быть устойчивыми к высоким давлениям, с другой — к механическим нагрузкам, коррозии, и при этом иметь приемлемую цену.

На каждом участке трубопроводных коммуникаций, от скважины до пункта раздачи готового продукта требуются свои трубы, отвечающие конкретным требованиям.

					Объект исследования	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прежде всего, необходимо подобрать из широкого спектра диаметров труб, необходимый диаметр по условиям проекта. Они могут быть и малого диаметра, например 57 мм, и гораздо более крупного — 320, 426, 820 и даже 1120 и 1420 мм. Согласно законам гидродинамики, чем больше диаметр трубы, тем меньше сопротивление перекачиванию по ней жидкости. Поэтому проектируя трубопровод, необходимо выбирать такой диаметр труб, который бы обеспечил наибольшую эффективность перекачки нефти.

Нефть и нефтепродукты перекачиваются по трубам под давлением, поэтому трубопроводы делают из специальной стали с использованием таких легирующих добавок как никель (повышает пластичность), хром (устойчивость к коррозии), марганец (износостойкость) и т.п.

Есть сорта стали, которые позволяют эксплуатировать трубы при положительных температурах и незначительных отрицательных, есть сорта, дающие возможность эксплуатировать трубы при температуре до минус 40 градусов, и есть специальные сорта стали, трубы из которых можно эксплуатировать и при температуре до минус 60 градусов.

В настоящее время трубы могут изготавливаться различными способами. Принципиально они делятся по способу их производства на две большие группы: бесшовные и сварные.

Бесшовные трубы также формируют две группы: горячего и холодного процесса. В обоих случаях они могут быть катаными, а также горячепрессованными или холоднотянутыми.

					Объект исследования	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сварные трубы отличаются большими диаметрами, чем бесшовные. Они могут быть сварены из одного или двух изогнутых листов стали одним или двумя продольными швами. Такие трубы называются прямошовными. Длинную полосу металла можно намотать на исходную болванку по спирали и сварить — такие трубы называют спиралешовными. Можно намотать в несколько слоев тонкий металл и закрепить концы рулона сваркой — это многослойные трубы.

При производстве сварных труб, в первую очередь прямошовных, производится полный ультразвуковой контроль на предмет обнаружения скрытых дефектов — пузырей, трещин, прочих нарушений сплошности. Фиксируются поверхностные дефекты листа металла, такие как вмятины или задиры, однако после зашлифовки изменение толщины стенки не должно выходить за установленные предельные значения.

После сварки контролируются сварные швы, которые должны плавно переходить в основной металл. Их также проверяют методами неразрушающего контроля. Кроме этого трубы контролируют по критериям стандартов длины, диаметра и толщины их стенки, овальности, то есть степени отношения наибольшего и наименьшего диаметров к стандартному, а также по кривизне.

Таким образом, проектируя трубопровод, инженеры, с одной стороны, располагают достаточно большим выбором труб для создания экономически эффективной транспортной трубопроводной системы.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

С другой стороны, именно инженерные потребности заставляют металлургов и производителей труб совершенствовать свое производство, чтобы предложить инженерам-строителям трубопроводов новые трубы, которые облегчат строительство и эксплуатацию трубопроводов. [20]

В нашем случае: «Трубопровод II группа Б(в)» транспортируемая среда - взрывопожарные вещества (горючие жидкости), с рабочими параметрами по паспорту: Р=5,5 МПа; Т=+10...+25°С. ГОСТ 32569-2013[1]. Обвязка камеры СОД, технологический трубопровод предназначен для заполнения и освобождения камеры от продукта при проведении технологических операций связанных с пуском и приемом очистных устройств и диагностических снарядов. Прокладка трубопровода надземная и подземная.

Таблица 1.1 - Краткая характеристика технического устройства.

Наименование Трубопровода	Категория	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность трубопровода, м	Рабочая среда	Рабочее давление, МПа	Температура рабочей среды, °С
Технологический трубопровод	II	Ø114×6,0	11,0	Водонефтяная эмульсия	5,5	+10..+25
		Ø57×5,0	9,0			

Таблица 1.2 – Краткие сведения о трубе

Тип трубы	Размер	Марка стали	ГОСТ
бесшовная, горячедеформированные, нефтегазопровод	Ø114×6,0; Ø57×5,0	Ст20	8731-74

					Объект исследования	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2. Камера запуска и приёма СОД

На нефтепроводах предусматривается устройство камер приема и пуска очистных устройств, предназначены для установки на стационарных и временных узлах запуска и приёма поточных средств очистки и диагностики линейной части магистральных и промысловых трубопроводов в потоке перекачиваемого по трубопроводу продукта [18].

Камеры могут также использоваться для пуска и приема разделителей при последовательной перекачке продуктов по трубопроводу и для пуска и приема средств диагностики. Камеры пуска-приема размещаются на нефтепроводе на расстоянии 30 км друг от друга и, совмещаются с нефтеперекачивающими станциями. Технические устройства (камеры пуска и приёма) предусматриваются на резервных нитках и лупингах протяженностью более 3 км, а также на отводах протяженностью более 5 км. Устройства запуска и приема устанавливаются на нефтепроводах линейной части магистральных нефтепроводов условным проходом от DN 150 до DN 1200 включительно и номинальным давлением до PN 15,0 МПа, температура эксплуатации от -60 до +80°C. Сейсмичность района установки камер пуска и приёма – до 9 баллов по 12-ти бальной шкале [21].

Можно использовать различные варианты технологических операций: прием и пуск, пропуск, только прием, только пуск, в зависимости от расположения на трубопроводе схемы камер пуска-приема.

					Объект исследования	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе очистки, схемы камер предусматривают возможность осуществления перекачку продукта по нефтепроводу без остановки нефтеперекачивающей станции.

Основные составные части камеры приёма-пуска:

- камера запуска и приема очистных устройств;
- трубопроводы, арматура и соединительные детали;
- емкость для дренажа из камер приема и пуска;
- механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистных устройств;
- сигнализаторы прохождения очистных устройств;
- приборы контроля за давлением.

Камеры удобны в эксплуатации, позволяют за 10-20 минут открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки дефектоскопа, очистного устройства и т.д. Длина корпуса камер позволяет применять любые современные средства диагностики.

В нашем случае камера запуска СОД предназначена для запуска в трубопровод поточных средств (скребков, разделителей, дефектоскопов и др.). Предназначена для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С [4].

					Объект исследования	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Техническое устройство представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, левое исполнение в зависимости от расположения подвода патрубков и отвода нефти по отношению к направлению перекачки.

Пример условного обозначения:

УЗПЗ 3М – 300 – 8,0 - Л

УЗПЗ – устройство запуска средств очистки и диагностики для нефтепроводов

М – модернизированная;

300 – условный диаметр нефтепровода, мм

8,0 – расчетное давление, МПа

П – правое исполнение

Способ установки – наземный

Среда – сырая нефть под давлением.

Краткая характеристика и основные параметры технического устройства приведены в таблице 1.3. и таблице 1.4. Схема камеры СОД с основными элементами, представлена в Приложении Г.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 1.3 - Краткая характеристика камеры пуска СОД

Наименование	Камера запуска СОД
Изготовитель	
Год изготовления	
Год ввода в эксплуатацию	
Заводской номер	
Рабочее давление, кгс/см ²	80,0
Расчетное давление, кгс/см ²	80,0
Рабочая температура, °С	-15 ... +60°С
Наименование рабочей среды	Водонефтяная эмульсия
Класс опасности	42*
Объем, м ³	1,7
Место установки	

* Для камер со сжиженными газами;

Таблица 1.4 - Основные параметры камеры пуска СОД

Наименование		Корпус
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		8,0/(80,0)
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)		8,0/(80,0)
Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	Гидравлическое	12,0/(120)
	пневматическое	-
Рабочая температура среды, оС		от -20 до +80
Расчетная температура стенки, °С		80
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		-60
Наименование рабочей среды		Сырая нефть
Характеристика рабочей среды	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007	IV
	Категория взрывоопасности смеси по ГОСТ 30852.19-2002	11А
	Категория пожароопасности смеси по ГОСТ 30852.19-2002	T2
Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм		2
Вместимость, куб. м		1,0
Масса пустой камеры, кг		-
Максимальная масса заливаемой среды *, кг		-
Расчетный (назначенный) срок службы камеры, лет		30

					Объект исследования	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3. Местность объекта исследования

Как и было выше упомянуто участок обвязки камеры СОД предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" 1 категории ГОСТ 15150 [6] возможна эксплуатация на открытом воздухе (воздействие совокупности климатических факторов, характерного для данного макроклиматического района), возможный диапазон температур окружающего воздуха от + 40°C до -60°C.

Нормальные значения климатических факторов внешней среды при эксплуатации изделий принимают равными значениям, указанным в пп.3.2-3.14, 3.16 ГОСТ 15150 [6]. Эти значения относятся к эксплуатации изделий на высотах до 1000 м, если в пунктах настоящего раздела не указано иное.

Допустимые значения температуры окружающего воздуха при эксплуатации приведены в табл.1.5.

Таблица 1.5 - Значения температуры окружающего воздуха эксплуатации.

Исполнение изделий	Категория изделий	Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С			
		Рабочее		Предельное рабочее	
УХЛ		верхнее	нижнее	верхнее	нижнее
	1; 1.1; 2; 2.1; 3	+40	-60	+45	-70
	3.1	+40	-10*	+45	-10*
	4	+35	+1	+40	+1
	4.1	+25	+10	+40	+1
	4.2	+35	+10	+40	+1
	5; 5.1	+35	-10	+35	-10

Месторасположение исследуемого объекта Краснодарский край. В физико-географическом плане она приурочена к Приазовской низменности.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Площадь по климату относится ко второй (Приазовской) климатической провинции Краснодарского края.

Климат умеренно-континентальный, на Черноморском побережье от Анапы до Туапсе — полусухой средиземноморский климат, южнее Туапсе — влажный субтропический. В горах выражена высотная климатическая зональность. В течение всего года типичны резкие изменения погоды — значительны месячные, сезонные и многолетние колебания температур. Средняя температура в зимний период $-3... -5$ °С, средняя температура в летний период $+22...+24$ °С. Годовое количество осадков — от 400 до 600 мм в равнинной части, до 3242 мм и более — в горной.

Для анализа изменения на территории края параметров температуры воздуха, осадков, ветра, снежного покрова в нормативном документе [21] использовались данные пяти метеорологических станций: Сочи АМСГ, Армавир, Красная Поляна, Краснодар Круглик за период 1966-2016 гг. и Новороссийск за период 1984-2016 гг. один из Трендов изменения характеристик температуры воздуха на метеорологических станциях Краснодарского края представлен на рис.1.

					Объект исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

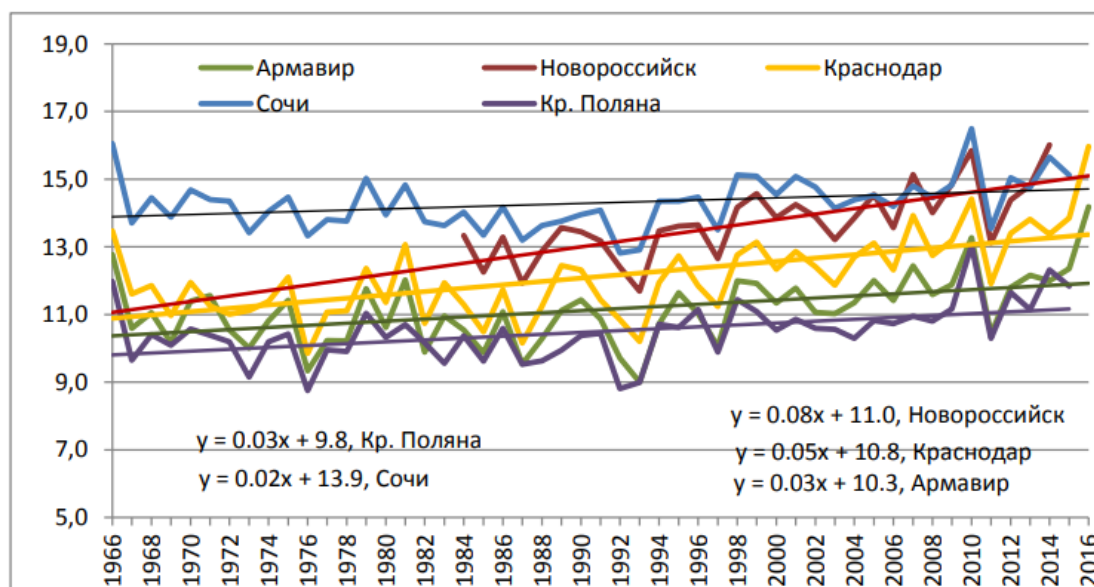


Рисунок 1 - Изменение среднегодовой температуры воздуха, Краснодарского края.

Грунты являются одним из основных факторов, определяющие эксплуатационные характеристики надежности подземных нефтепроводов. Воздействие со стороны грунтов могут осуществляться силовыми, тепловыми, биологическими, влажностными, коррозионными и химическими способами.

Нефтепроводы оказывают влияние на окружающие грунты через постоянные нагрузки (влияет вес трубы и давление на грунты и т.д.), временные длительные, изменения температур и давлений перекачиваемых продуктов по всей длине трассы

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Исследуемый участок обвязки камеры СОД расположен в [REDACTED] месторождении, для данной местности характерны следующие типы грунтов. Данные взяты из паспорта камеры пуска и приёма СОД, рег№ [REDACTED].

Таблица 1.6. Характеристика типов грунтов площадки камеры пуска СОД.

Тип грунта	Строит. Грунта	Расчетное сопрот.	Описание
Почва суглинистая	9а		твёрдая, влажная, с корнями трав
Глина полутвёрдая	8в	200 кПа	влажная, синевато-серая, с гнёздами гидроокислов железа, местами с битой ракушей до 10%
Песок пылеватый тёмно-бурый	29а	120 кПа	влажный до водонасыщенного, рыхлый, местами средней плотности.
Супесь зеленовато-серая пластичная	36а	200 кПа	водонасыщенная с прослоями песка пылеватого и глины
Насыпной грунт	26а	180 кПа	отсыпка дороги: гравий, щебень. Обвалование канала - глина, суглинок.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2. Техническое диагностирование устройства

2.1. Общие понятия и виды технического диагностирования

Техническое диагностирование – процесс установления технического состояния оборудования. Определение степени исправности технического устройства, за счет сравнения полученных данных с параметрами, установленными в технической документации.

Согласно приказу Минприроды России от 30 июня 2009 года № 195, техническое диагностирование является частью необходимых процедур по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации различного оборудования.

По результатам технического диагностирования оборудованию присваивают состояние в реальный момент времени: исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное и т. д.

В межгосударственном стандарте ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения» установлены основные задачи технического диагностирования:

- контроль технического состояния оборудования;
- выявление причин отказа (неисправности) оборудования;
- определение прогноза дальнейшей работоспособности оборудования.

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Захаров П.С.			Техническое диагностирование устройства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Верёвкин А.В.					31	107
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б4А		
Рук. ООП		Брусник О. В.						

Помимо понятия «Техническое диагностирование» в некоторых случаях применяется термин «Контроль технического состояния». Выбор термина зависит от того, с какой целью осуществляется проверка. Например, при поиске места неисправности проводят техническое диагностирование, а в случае определения текущего состояния оборудования – контроль.

Порядок проведения технического диагностирования. Технические требования и рекомендации по проведению технического диагностирования, в первую очередь, зависят от характеристик оборудования. При этом можно выделить условно общий порядок контроля текущего состояния устройства:

Анализ технической документации.

- проведение осмотра оборудования (внешний и внутренний контроль).
- разработка индивидуальной программы диагностирования.
- функциональная диагностика.
- исследования оборудования.
- анализ и обработка результатов диагностики.

Более подробный план работ по техническому диагностированию представлен в статье 15 Порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах (утвержден приказом Минприроды России от 30 июня 2009 года № 195).

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Независимо от типа устройства перед диагностированием нужно провести подготовительные процедуры, которые включают в себя отключение, очистку, удаление и прочие процессы, необходимые для достижения максимально точного результата.

Виды технического состояния объекта:

Важнейшие свойства надежности характеризуют технические состояния объекта. Согласно ГОСТ 27.002-89 (заменён ГОСТ 27.002-2015) различают пять основных видов технического состояния объектов [17].

Исправное - состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неисправное - состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Работоспособное - состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Из данного определения видно, что понятие исправность "шире, чем понятие "работоспособность", так как РЭУ может быть и неисправной, но работоспособной (удовлетворяющей требованиям обеспечения выполнения заданных функций).

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Неработоспособное - состояние объекта, при котором значения хотя бы одного параметра, характеризующих способностей выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Предельное - состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Обуславливаемый переход объекта из одного (вышестоящего технического состояния) в другое (нижестоящее техническое состояние) обычно происходит вследствие событий: отказов или повреждений.

Отказ - это событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Как следует из определения, под отказом нужно понимать не только полную потерю работоспособности, но и ее ухудшение вследствие изменения значения параметров.

Повреждение - событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

В ГОСТ 15467-79 введено еще одно понятие дефекта, отражающее состояние объекта. Дефект - каждое отдельное несоответствие объекта установленным нормам или требованиям. Дефект отражает свое состояние отличное от отказа.

					Техническое диагностирование устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2.2. Методы контроля измерений линейной части нефтепровода

Как выше было уже сказано целью технического диагностирования является: оценка технического состояния, соответствия требованиям промышленной безопасности и конечно же продление срока эксплуатации в пределах назначенного срока службы, с учетом нормативно-технических требований безопасных эксплуатаций опасных производственных объектов.

Проводились методы неразрушающего контроля исследуемого объекта. На основании протоколов были перечислены основные параметры и характеристики работы. Рассмотрим и ознакомимся с ними:

2.2.1. Контроль качества изоляции трубопровода

Контроль метода относится к визуально измерительному, представляющее из себя:

- осмотр изоляции на наличие повреждений трещин, гофр, вздутий, отслоений.
- проверка сплошности, электрическим методом
- осмотр лакокрасочного покрытия, измерение толщины.

При визуальном осмотре выявляются механическое повреждение и дефекты защитного покрытия. Толщину защитного покрытия определяем с помощью - толщиномера, позволяет измерять толщину в интервале от 0,2 до 25,0 мм с точностью - 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от минус 10° до плюс 40°С.

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зависимости от длительности эксплуатации объём работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов внешнего осмотра.

В каждом сечении измерения проводят - не менее 4 точек (через 90 градусов). Измерение адгезии покрытия к металлу труб проводят с помощью адгезиметра, не менее чем в 3 точках в соответствии с требованиями нормативных документов.[19]

Нормативно-техническая документация, используемая при проведении диагностики:

ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений;

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

Определение дефектов изоляционного покрытия проводится с помощью:

- искателей повреждений типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП и др, прошедший поверку и имеющий сертификат с датой поверки.
- комплект визуального измерительного контроля «ВИК», с поверкой и наличием полной комплектации.

					Техническое диагностирование устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Приборы, инструменты контрольные образцы должны быть исправны и поверены на момент проведения работ.

По окончании работ, результаты измерений заполняются в таблицу «Результаты толщинометрии лакокрасочного покрытия части трубопровода».

И дается результат о состоянии лакокрасочного покрытия трубопровода в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Таблица 2.1 – Результаты толщинометрии лакокрасочного покрытия надземной части трубопровода.

№ Сече- -ния	Толщина лакокрасочного покрытия, мм				Минимальная допустимая толщина лакокрасочного покрытия по (НД)
	1	2	3	4	
1	-	-	-	-	
2	-	-	-	-	
...	...	...	...	...	...
n	-	-	-	-	

2.2.2. Визуальный и измерительный контроль (внешний осмотр)

При внешнем осмотре определяют:

- взаимное расположение технического устройства с близлежащими коммуникациями;
- взаимное размещение элементов технического устройства;
- определение мест провисания, вспучивания, входа в землю и выхода на поверхность;
- состояние наружного защитного покрытия и изоляции;

					Техническое диагностирование устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- состояние запорной арматуры,
- контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств, сигнализации, дренажных устройств;
- состояние опор и подвесок.
- комплектность фланцевых соединений крепежными деталями, правильность сборки крепежа, дефекты резьбы;

При визуально-измерительном контроле поверхности металла труб и фасонных деталей выявляются трещины, коррозионные поражения, деформированные участки, забоины, раковины, свищи и другие дефекты, образовавшиеся в процессе эксплуатации.

Нормативно-техническая документация, используемая при проведении диагностики

ПБ 03-585-03 [20]; РД 03-606-03[21]

Средства измерения, приборы и инструменты:

- штангенциркуль ШЦ-III-500-0,1
- универсальный шаблон сварщика
- рулетка измерительная металлическая (0-5)
- дальномер лазерный
- лупа измерительная ЛИ-3-10х

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По окончании работ, результаты измерений заполняются также в таблицы результатов внешнего осмотра ВИК трубопровода, и заполняется протокол ВИК измерительного контроля (см. Приложение А).

- результаты ВИК труб и фасонных деталей трубопровода;
- результаты ВИК разъемных соединений трубопровода;
- результаты внешнего осмотра и ВИК трубопровода;
- результаты осмотра антикоррозионного покрытия

2.2.3. Контроль толщины стенки труб и фасонных деталей методом УЗТ (ультразвуковой толщинометрии).

Замеряемые участки являются внешней телом трубопровода. Толщина стенки измеряется на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках. Проводится для надземной и подземной части (в шурфах разработанных для производства ВО).

Нормативно-техническая документация, используемая при проведении диагностики:

СА 03-003-07 «Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов», рекомендованные к применению Федеральной службой по экологическому технологическому и атомному надзору, Письмо от 27.11.2006, №КЧ-50/1219;

					Техническое диагностирование устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

ГОСТ Р ИСО 16809-2015 «Контроль неразрушающий. Контроль ультразвуковой. Измерение толщины».

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

Средства измерения, приборы и оборудование: толщиномер ультразвуковой ТАУ-326

Результаты ультразвуковой толщинометрии оформляются протоколом (см. Приложение Б). Заносят значения в таблицу результата измерений и зарисовывают схему расположения измеренных точек контроля, отдельных узлов трубопровода.

Таблица 2.2. – Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода

№ Сечения	Диаметр и толщина стенки, мм	Толщина стенки по промеру, мм							
		1	2	3	4	5	6	...	12
1									
2									
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
n									

2.2.4. Контроль качества сварных соединений

Выявляли внутренние и поверхностные дефекты в сварных соединениях и основном металле, определения вида и типа выявленных дефектов, их местоположения и размеров.

Дефектоскопия производится одним из методов неразрушающего контроля (радиографический, ультразвуковой, магнитно-порошковый, капиллярный) в случаях, когда у специалистов, выполняющих обследование, возникает сомнение

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в качестве металла или сварного соединения того или иного элемента трубопровода. Может применить сразу несколько методов контроля на один обследуемый участок, в зависимости от сложности задачи.

Дефектоскопия проводится во всех случаях при подозрении на наличие дефектов после проверок УЗТ и ___% от общего количества сварных соединений доступных для осмотра, но не менее 1 на каждый трубопровод. Выбор метода дефектоскопии, и мест контроля осуществляет специалист, выполняющие обследование. При этом выбранный метод неразрушающего контроля должен наиболее полно выявить дефекты и их границы.

Нормативно-техническая документация, используемая при проведении диагностики:

СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов;

ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

Средства измерения, приборы и оборудование:

Ультразвуковой дефектоскоп типа УД2-70;

преобразователь ультразвуковой П121 -5 -70

Результаты контроль качества сварных соединений оформляются протоколом. Результаты значений заносят в таблицу «результаты контроля» (см.табл.2.3.)

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.3. - Результаты контроля

Номер стыка по схеме	Диаметр, толщина стенки трубы, мм	Угол ввода луча, градусы	Условная чувствительность, мм ²	Описание обнаруженных дефектов	Заключение
1	2	3	4	5	6
УЗК-1					
УЗК-2					
...	...	...	...	...	...

При диагностировании устройства, необходимые соблюдать все правила и технику безопасности, нормы труда на опасных производственных объектах. Специалисты допускаются к работе только имеющие соответствующие документы по ОТ и ПБ, электробезопасности, оказания первой помощи. Имеющие допуск к работе квалификационные удостоверения на вид работы и их категории.

Основные нормы и правила для персонала работающих на объектах повышенной опасности, прописаны в нормативно-технических документации:

Федеральный закон от 21.07.1997 года №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

ФНИП №28222 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 19 апреля 2013 года; Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 29 июля 2017 года) (редакция, действующая с 31 июля 2018 года).

Пример оформления результата проведения контроля, приведено в приложении В.

					Техническое диагностирование устройства	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД

3.1. Напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов

Продолжительность и работа технических устройств во многом зависит от правильных условий эксплуатации оборудования и наличия дефектов. Концентрация напряжений обладают абсолютно все участки трубопровода, особенно места изгибов, отводов, на перевальных точках различных по высоте. Критические значения напряжений способствуют к скорому возникновению аварий, а в худшем случае к чрезвычайным ситуациям, последствия которых могут привести к значительному ущербу окружающей среды и человеческих жертв. Поэтому необходимо проводить оценку напряженно-деформированного состояния технического оборудования в течение всего периода эксплуатации находящиеся на территориях опасных производственных объектов.

Оценка НДС технологического трубопровода должна проводиться, с учетом следующих факторов, таких как:

- типоразмер исследуемого участка;
- основные свойства материала и технические параметры объекта;
- истинная геометрия исследуемого объекта;
- граничные условия работы.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Захаров П.С.			Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД				Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Верёвкин А.В.									43		107	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 3-2Б4А					
Рук. ООП		Брусник О. В.												

Выполнение прочностных расчетов проводится с учетом реальных условий работы трубопровода. Оценка НДС является основным элементом, обеспечивающие поддержание устойчивой работоспособности в дальнейшей эксплуатации. В таком случае основная задача расчета трубопровода на прочность будет являться определение напряженно-деформированного состояния, с учетом нагрузок, возникающими от внешних источников свойств материала конструкций. В нашем случае трубопровод находится под воздействием внутреннего избыточного давления 5,5 Мпа и перепада температур от 22 – 70 С.

Основным параметром анализа работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) технологического устройства камеры запуска средств очистки и диагностики (СОД), линейной части промыслового нефтепровода, методом конечных элементов (МКЭ).

Исследование НДС объекта проводилось с использованием программного комплекса Ansys методом конечных элементов. В качестве исходных данных к расчету мы брали основные параметры и свойства материала технологического устройства.

При помощи МКЭ решают широкий спектр физических проблем [11] которые математически формулируются в виде системы дифференциальных уравнений или в вариационной постановке. Данный метод сочетает в себе универсальность алгоритмов решения различных по сложности задач с эффективностью компьютерной реализации вычислений.

					<i>Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД</i>	Лист
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В настоящее время программный комплекс Ansys Workbench охватывает практически все виды инженерного анализа, удобен в использовании, имеет дерево построения (Tree Outline), который позволяет представлять в удобном виде иерархическую последовательность создания геометрической модели, также редактировать ту или иную область операции в ходе построения.

Кроме того, для упрощения интеграций отдельных программных кодов того или иного вида инженерного анализа в единую расчётную среду, раскрытия всех возможностей многодисциплинарного анализа. Существует современный графический интерфейс, который позволяет реализовать и эффективно управлять отдельными модулями и продуктами Ansys.

3.2. Построение геометрической модели в Ansys

Для геометрического построения конструкции используется модуль Design modeler, реализованный на базе ядра Parasolid. Модуль симуляций основных параметров, решение задач, обеспечивающее пользователю необходимыми инструментами моделирования, поможет модуль симуляции Mechanical.

Поэтому для анализа напряженно-деформированного состояния конструкций и построения 3D- геометрической модели, был выбран программный комплекс Ansys Workbench [13].

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работа проводилась в последующих этапах:

1. выбор инженерного анализа, в нашем случае Static structural (статический прочностной анализ) (см.рис.2);
2. задание основных свойств материала конструкции элементом Engineering Data, в нашем случае ставим всё по умолчанию;
3. построение 3D – геометрической модели элементом Geometry (геометрия) создание модели в модуле Design modeler. Система единиц измерения (mm, kg, N, s, mV, mA) (см.рис.3);
4. генерация сетки, разбивка геометрической модели на конечные элементы сетки, модуль Mesh. Данная сетка должна максимально полно покрывать область исследуемого объект (см.рис.4);
 - выбираем автоматическую генерацию, с фактором плотности сетки Relevance = 20;
 - количество генерируемых узлов: Elements (кол-во элементов) – 79814, Nodes (кол-во узлов) – 157698.
5. задание граничных ограничений, число граничных условий для модели – 10 штук.
 - Fixed supports (жесткое закрепление), элементы ограничений степеней свободы являются: подземная часть трубопровода (см.рис.5.1) + неподвижные опоры ТУ 3680-001-04698606-04[12] (см.рис.5.2).

					<i>Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД</i>	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

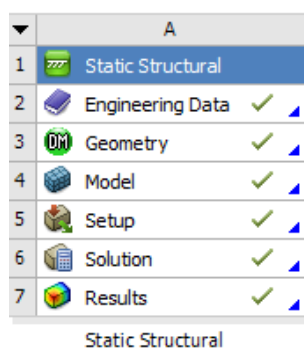


Рисунок 2 – *Static structural* (статический прочностной анализ)

№	Система единиц измерения	Обозначение
1	Metric (m, kg, N, s, V, A)	mks
2	Metric (cm, g, dyne, s, V, A)	cgs
3	Metric (mm, kg, N, s, mV, mA)	nmm
4	Metric (mm, t, N, s, mV, mA)	nmm
5	Metric (mm, dat, N, s, mV, mA)	nmm
6	Metric (μ m, kg, μ N, s, V, mA)	μ mks
7	U.S. Customary (ft, lbm, lbf, °F, s, V, A)	Bft
8	U.S. Customary (in, lbm, lbf, °F, s, V, A)	Bin

Рисунок 3 – *Units* (единицы) система измерения единиц

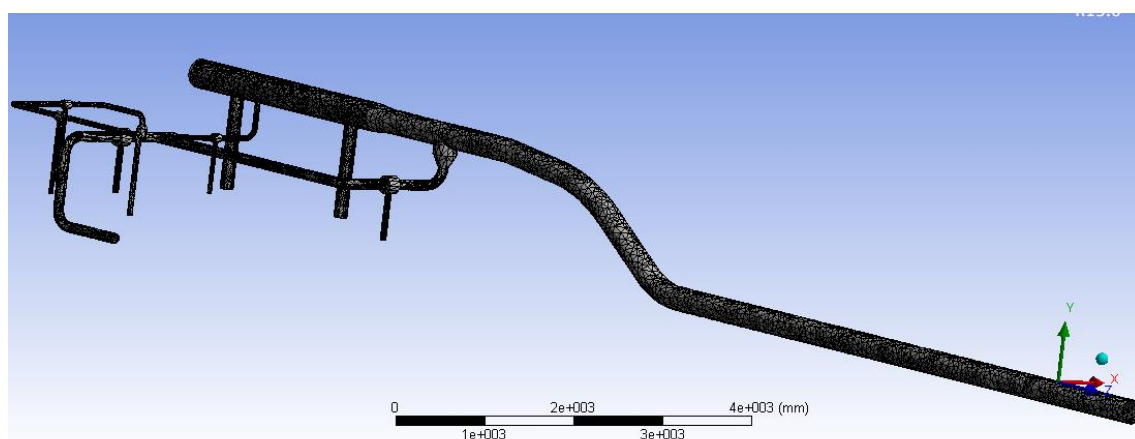


Рисунок 4 – *Mesh* (сеть), *Relevance* (плотность) 20, *Elements* (кол-во элементов) – 79814, *Nodes* (кол-во узлов) – 157698.

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

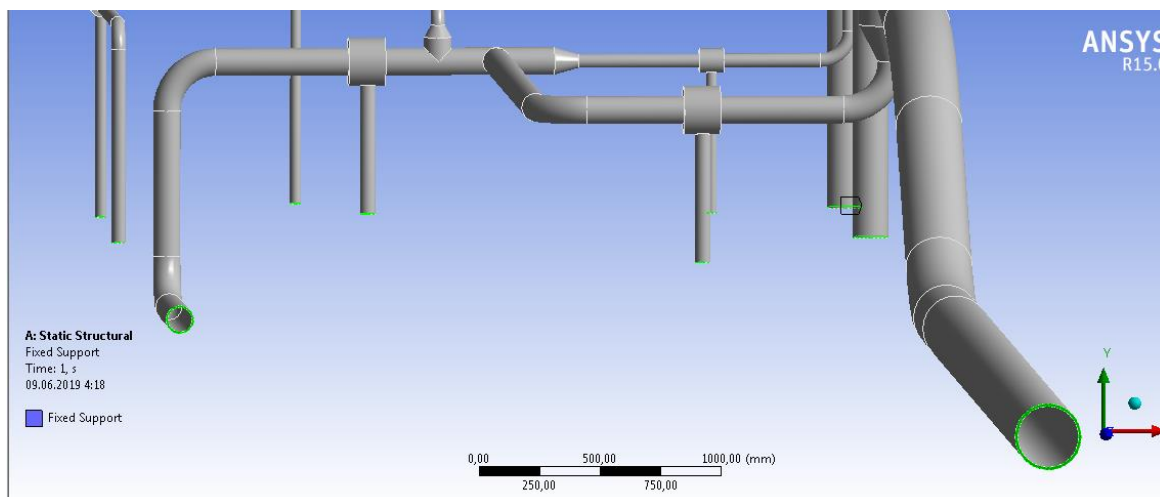


Рисунок 5.1 – Fixed support (жесткая заделка)
– подземная часть трубопровода

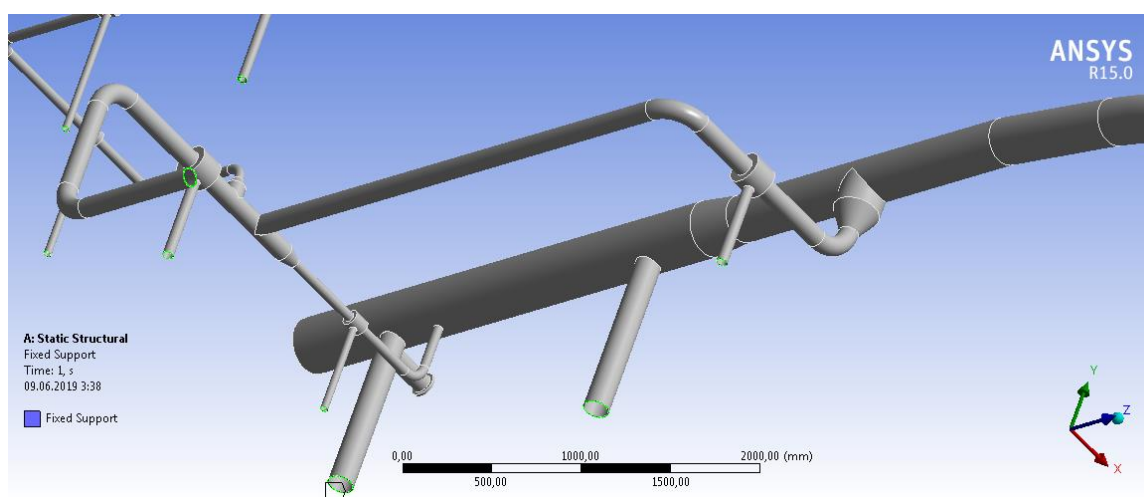


Рисунок 5.2 – Fixed support (жесткая заделка) – опоры неподвижные

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. задание основных конструкционных нагрузок на модель:

- *Load* (нагрузка) *Pressure* (давление), давление при эксплуатации $P = 5,5 \text{ МПа}$ (см.рис.6);
- *Load* (нагрузка) *Thermal condition* (тепловая нагрузка) до 70°C , в нашем случае данный показатель выше рабочей температуры технологического трубопровода ($T_{\text{раб.тпр.}} = +10 \dots +20^{\circ}\text{C}$) см.рис.7);

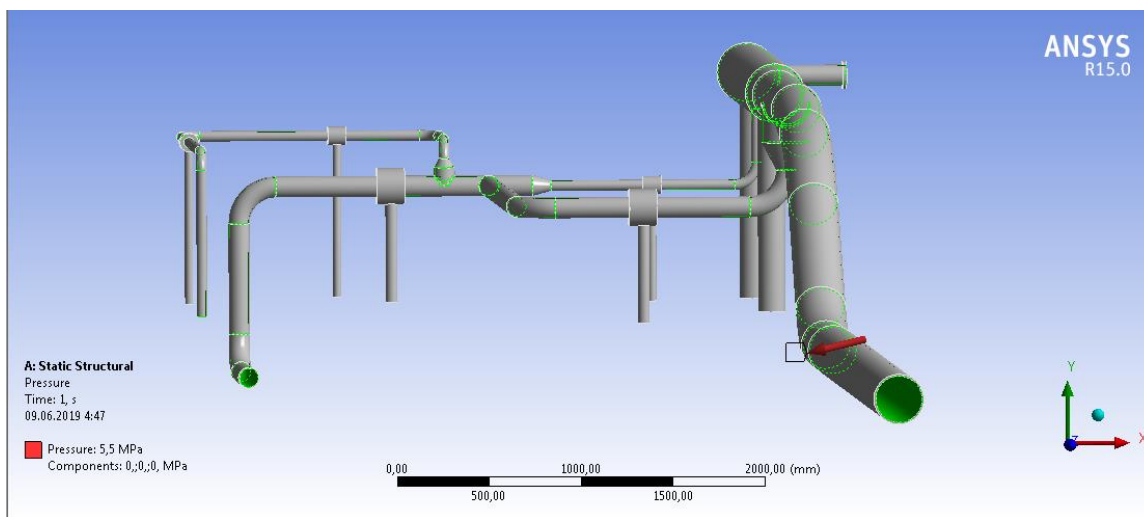


Рисунок 6 – *Load* (нагрузка) *Pressure* (давление), $P = 5,5 \text{ МПа}$

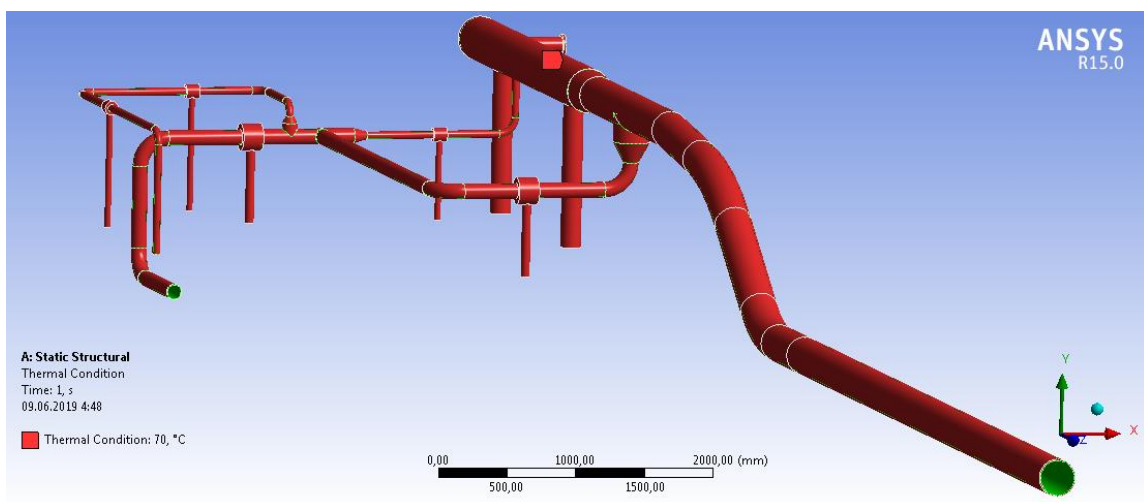


Рисунок 7 – *Load* (нагрузка) *Thermal condition* (тепловая нагрузка)
 70°C

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

На данном этапе построение заканчивается и производится расчёт геометрической модели по заданным нам параметрам конструкционных нагрузок и граничных ограничений.

3.3. Результат расчёта (НДС) обвязки камеры СОД

Решение представленных результатов.

- *Equivalent stress (von-Mises)* – эквивалентное напряжение по Мизесу (max = 1296,2 МПа; min = 0,3 МПа) (см. рис.8);
- *Strees Intensity* интенсивное напряжение
(max = 1385,7 МПа; min = 0,319 МПа) (см.рис.9)
- *Total Deformation* (полная деформация)
(max = 98,05 мм; min = 7 мм). (см. рис.10)

При анализе НДС технического устройства, расчёт производили наземной части трубопровода, подземную часть учитывали как жестко закрепленную, т.к. расчет подземной части является более сложным процессом, необходимо учитывать параметры вязкоупругих свойств грунтов, и параметры, учитывающие взаимодействия с почвами.

Завешенные значения напряжений свидетельствует о пластическом поведении материала при нагружений. Для более корректного решения и анализа нормальных напряжений необходимо проводить расчет с учетом пластических свойств материала конструкции и параметра вязкоупругих свойств грунтов и взаимодействия с почвами.

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

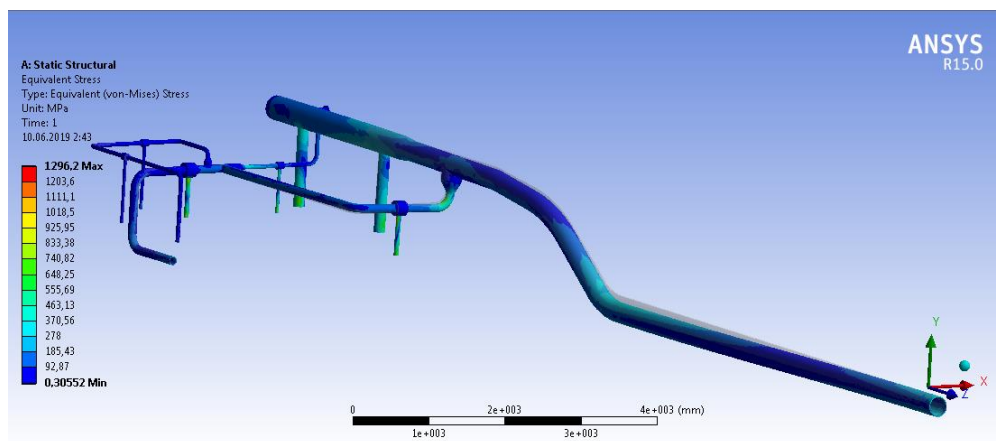


Рисунок 8 - *Equivalent stress (von-Mises)* – эквивалентное напряжение по Мизесу, серым цветом изображено – исходное положение трубопровода.

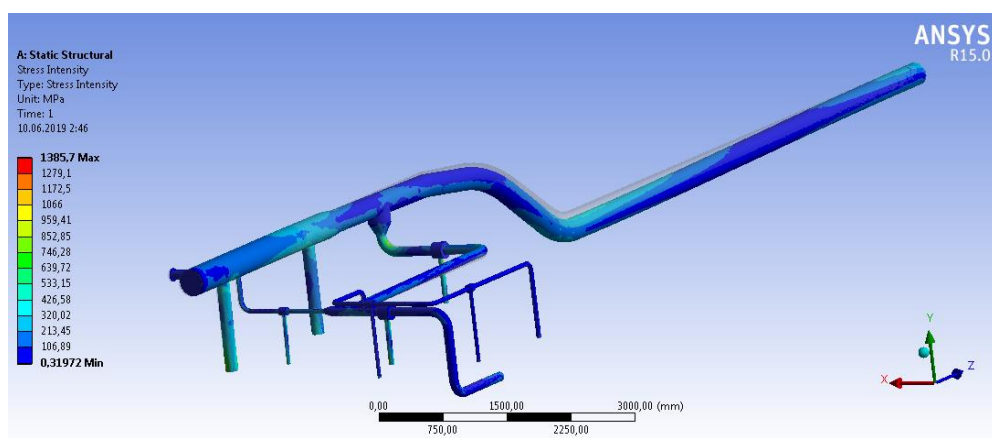


Рисунок 9 – *Stress Intensity* – интенсивное напряжение

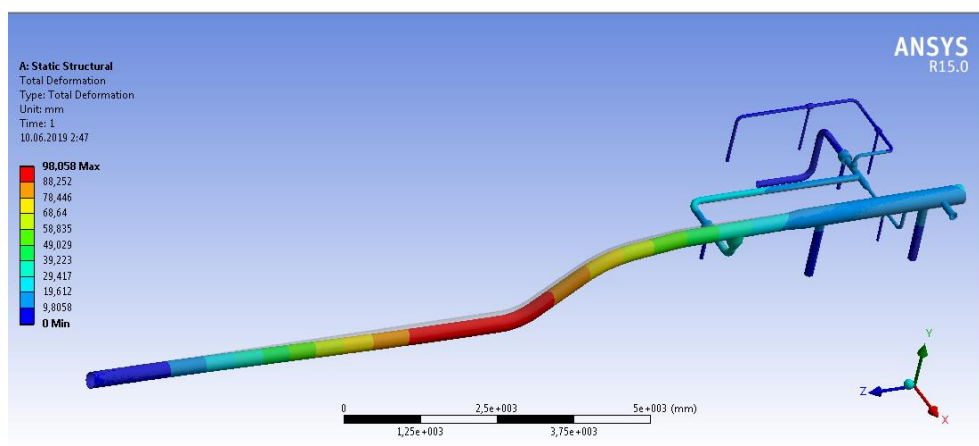


Рисунок 10 – *Total Deformation* (полная деформация)

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

В результате температурных и нагрузений избыточного давления, расчет НДС модели показал нам наиболее нагружаемые участки трубопровода.

Результаты Total Deformation (полная деформация) интенсивности напряжения, наибольших значений смещения по осям, равны:

по оси X: участокгиба трубопровода D273 на 19,97 мм (см. рис.11);

по оси Y: участок отвода 90, D57 на 23,56 мм (см. рис.12);

по оси Z: тело трубы D273 на 16,65 мм (см. рис.13).

В совокупности наибольшее напряжение является участокгиба трубопровода D273 на 98 мм (см. рис.10)

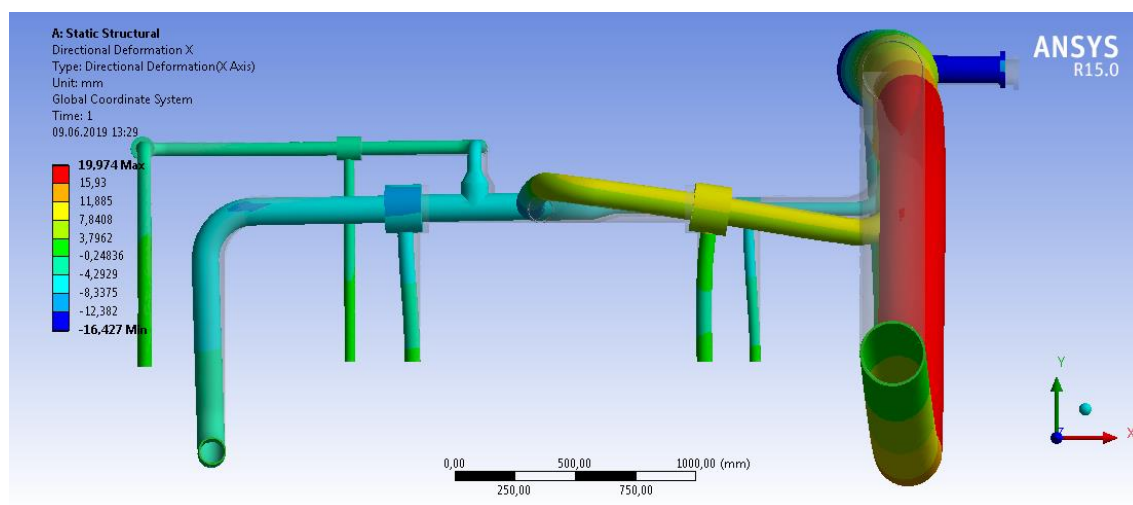


Рисунок 11 – *Directional deformation X*
(направленная деформация – ось X)

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

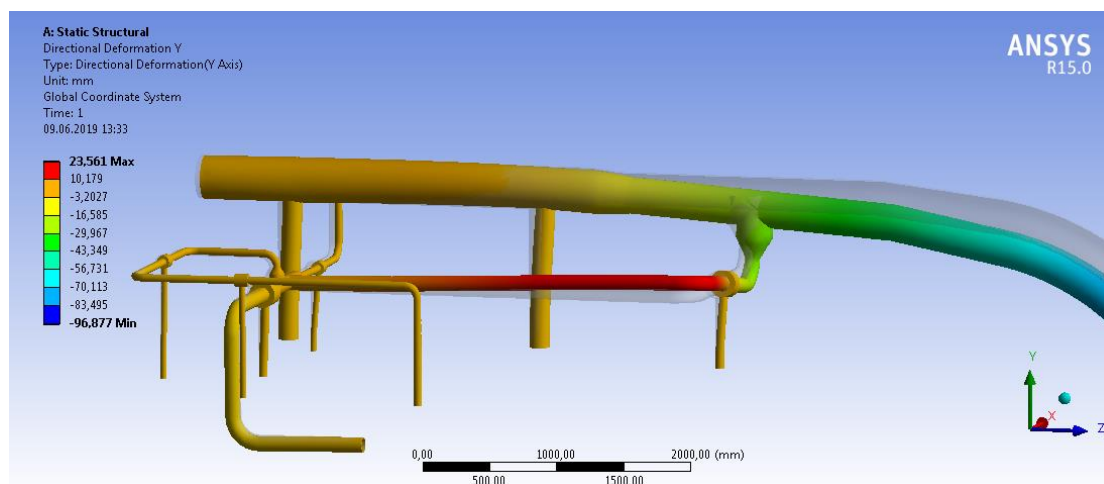


Рисунок 12 – *Directional deformation Y*
 (направленная деформация – ось Y)

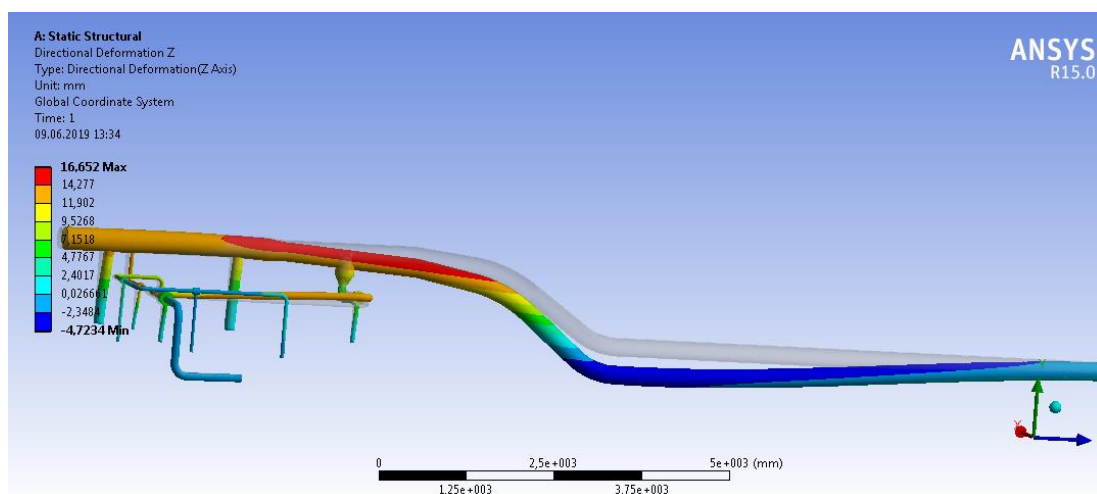


Рисунок 13 – *Directional deformation Z*
 (направленная деформация – ось Z)

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4. Анализ сравнения объекта с реальными дефектами обвязки технологического трубопровода

Исходными данными напряжено-деформированного состояния трубопровода в работе использовали проектные значения. При выполнении сравнительного анализа был выбран деформированный участок, линейного сдвига.

В качестве сравнительного анализа значения напряжений мы берем эквивалентное напряжение по Мизесу. Соблюдалось максимальное кол-во реальных условий, для положительного анализа.

Известен участок объекта камеры СОД, на который повлиял внешний фактор, в результате чего произошло смещение технологического от проектного положения, появились узлы наибольших значений напряжения.

Рассмотрим 5 узлов [приложение Д]

Таблица 26 - Сравнительная оценка характеристик узлов концентраций напряжений.

№ Узла	Условия	
	сдвиг, (см); напряжение, МПа	повышение $t=70^{\circ}\text{C}$, напряжение, МПа
1	(8) 370	11,66
2	(7) 260	203,42
3	(22) 1220	220
4	(1,8) 180	16,95
5	(12) 420	17,22

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При условии повышения температурного напряжения, наибольшее значение получил участок «узла 3» = 220 МПа, данная зона является наиболее близкая к деформации, которое положительно влияет на возникновение аварии и разрыву нефтепровода. При условии смещений в 22 см, максимальный напряженный узел – 3, при эквивалентном напряжении = 1220 МПа.

Итогом работы стал анализ данных, полученных в результате анализа сравнения модели с реальными условиями. Наиболее важные из них: максимальное и минимальное смещения (см. приложение Д), максимальное и минимальное напряжение по Мизесу (см. рис.15).

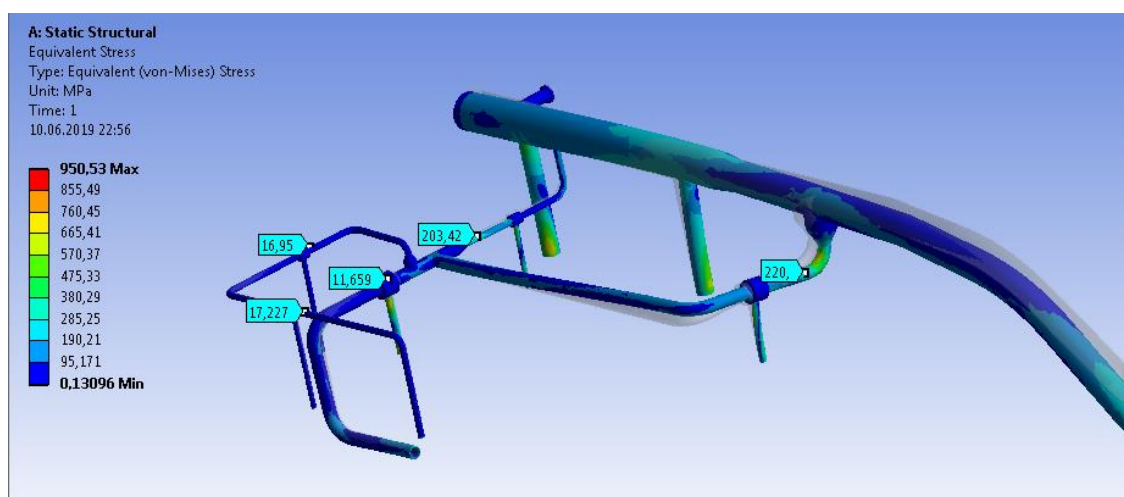


Рисунок 15 – Узлы напряжений при $t = 70^{\circ}\text{C}$.

					Напряженно-деформированное состояние обвязки технологического трубопровода камеры СОД	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

4. Расчётная часть

4.1. Расчёт температурного расширения.

В результате температурного удлинения нефтепровода $\varnothing 273 \times 10$ может произойти смещение узлов трубопровода - обвязки камеры СОД. Трубопровод находился под воздействием внутреннего избыточного давления и перепада температур. Подземный участок заземлён – грунтами, надземный участок обвязки укреплен – неподвижными опорами.

Температурные расширения трубопровода определяются в соответствии с формулой:

$$\Delta l = \alpha \cdot l \cdot (T_{\text{макс}} - T_{\text{мин.}}) \quad (1)$$

где:

Δl_T – температурное расширение трубопровода, мм;

α – коэффициент линейного расширения материала, для сталь 20 ($11,1 \cdot 10^{-6}$);

l – длина участка трубопровода, 6672 мм;

$T_{\text{исп.}}$ – температура трубопровода при максимальном значении, 70°C;

$T_{\text{монт.}}$ – температура трубопровода при минимальном значении, 10°C.

$$\Delta l = 11,1 \cdot 10^{-6} \cdot 6672 \cdot (70 - 10) = 4,44 \text{ мм} \quad (2)$$

Смещение происходило постепенно, так как указанный участок трубопровода находится в соприкосновении с грунтом и его удлинению препятствует сила трения поверхности трубопровода о грунт.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Захаров П.С.			Расчётная часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Верёвкин А.В.							56	107	
Консульт.								НИ ТПУ зр. 3-2Б4А			
Рук. ООП		Брусник О. В.									

4.2. Прочностной расчет трубопровода.

Наименование	Исходные данные
Наружный диаметр трубы D	0,114 м (114 мм)
Толщина стенки трубопровода s	0,006 м (6 мм)
Материал трубопровода	Сталь 20
Допускаемое напряжение материала при расчетной температуре $[\sigma]$	115 МПа (1150 кгс/см ²)
Прибавка на коррозию и минусовой допуск на толщину проката c	0,001 м (1 мм)
Назначенный срок службы, лет	10
Коэффициент прочности продольных сварных швов φ МПа	1,0
Расчетное давление P	5,5 МПа (55,0 кгс/см ²)

Прочностной расчет производится в соответствии СА 03-003-07 [14], пункт 3.

Прочностной расчет трубопровода $D = 114 \times 6$ мм нагруженной внутренним давлением

3.1 Трубы

3.1.1. Расчетная толщина стенки трубы, нагруженной внутренним избыточным давлением

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2\varphi_y[\sigma] + |P|}$$

3.1.2. Допустимое внутреннее избыточное давление

$$[P] = \frac{2[\sigma] \cdot \varphi_y(s-c)}{D - (s-c)}$$

Рисунок 16 – прочностной расчёт п.3.1 Трубы.

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

Суммарная прибавка к толщине стенки, мм. Принимается согласно п. 1.6.3

$$C \geq C1 + C2 = 1,0 + 0 = 1,0 \text{ мм} \quad (3)$$

где:

$C1 = V_{\text{кор}} \cdot t_{\text{срок службы}} = 0,1 \cdot 10 = 1,0 \text{ мм}$ - прибавка для компенсации коррозии. (Скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год; срок эксплуатации 10 лет); $C2 = 0$ - прибавка для компенсации минусового допуска, мм

Проверка:

$$\frac{S-C}{D} \leq 1,0; \quad \frac{0,006-0,001}{0,114} = 0,04 \leq 1,0 - \text{условие выполняется}$$

- Расчет толщины стенки трубы, нагруженной внутренним избыточным давлением:

$$S_p = \frac{(5,5 \cdot 10^6) \cdot 0,114}{(2 \cdot 115 \cdot 10^6 \cdot 1,0) + 5,5 \cdot 10^6} = 0,0026 \text{ м} = 2,6 \text{ мм};$$

Проверка условия прочности:

$$S_p + C \leq S; \quad 2,6 + 1,0 = 3,6 \text{ мм} \leq 6 \text{ мм} - \text{условие выполняется}$$

Допустимое внутреннее избыточное давление:

$$P = \frac{2 \cdot 115 \cdot 1,0 \cdot (6 - 1)}{114 - (6 - 1)} = 10,55 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности:

$$10,55 \text{ МПа} > 5,5 \text{ МПа} - \text{условие выполняется}$$

Значение коэффициента запаса прочности позволяет сделать вывод о выполнении условия прочности для трубы D=114x6,0.

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

5. Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода

Введение

Нефтепроводы – является сложной технической системой, несмотря на кажущуюся визуальную простоту. Их разрушение приводит к серьезным экономическим, экологическим и социальным последствиям. Наряду с другими сложными металлоконструкциями, нефтепроводы представляют опасность для обслуживающего персонала, населения и окружающей природы. Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т.к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации. В данной работе рассматривается влияние температурного расширения на напряженно-деформированное состояние трубопровода. Напряженно-деформированное состояние является важным показателем в определении надежности работы,

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Захаров П.С.</i>			<i>Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Верёвкин А.В.</i>					59	107
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр. 3-2Б4А		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						

а потому необходим постоянный мониторинг параметров на работоспособность устройства.

Главная задача, стоящая перед разработчиком, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, вовлеченным в процесс сбора данных ВТД, а также охрана окружающей среды от вредных факторов и веществ, которые выделяются в процессах взаимодействия нефти и нефтепродуктов с окружающей средой.

Производственная безопасность. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [ГОСТ 12.0.003-2015]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 1.

Таблица 3 – Основные элементы ОВПФ при контроле напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Наимен. работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативны е документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы снятие ОСК; визуальный контроль оборудования;	повышенная загазованность воздуха рабочей среды; влияние температуры окружающей среды повышенный уровень шума;	подвижные части производственно го оборудования, разрушающиеся конструкции; острые кромки, заусенцы на поверхностях оборудования; электрический ток;	ГОСТ 12.1.019- 2009; ГОСТ 12.0.003- 2015;

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Камеральные работы: анализ ОСК расчет остаточной толщины стенки трубопровода анализ агрессивности среды	отклонение показателей микроклимата в помещении; монотонный режим работы и эмоциональный стресс. недостаточная освещенность рабочей зоны.	электробезопаснос ть	СанПиН 2.2.4.548- 96; СНиП 23-05-95
---	---	-------------------------	---

Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

Полевые работы. Как только нефть попадает на открытый участок местности, она подвергается физико-химическим и биохимическим процессам. Особую опасность представляют пары легких углеводородов и пары сероводорода, содержащиеся и выделяющиеся при испарении нефти.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК для предельных углеводородов C₂-C₁₀ (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны: 300 мг/м³ - среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³). ПДК сероводорода (H₂S) в воздухе в рабочей зоне - 10 мг/м³, в смеси с углеводородами — 3 мг/м³.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо организовывать непрерывный контроль газовоздушной среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Повышенные или пониженные температуры воздуха рабочей зоны вредно влияют на организм: ухудшается самочувствие, понижается работоспособность. Поэтому режим труда и отдыха при ведении такого вида работ должен соответствовать устанавливаемыми требованиями, которые регламентированы соответствующими нормативными документами.

Рассматриваемые территории относятся к особому климатическому поясу. Согласно приказу Минздравсоцразвития России работающие при низких температурах в соответствии с климатическим поясом должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами [1]:

- куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке (со сроком носки 1,5года), сапоги утепленные (со сроком носки 2 года).
- в особом климатическом поясе дополнительно к теплой специальной одежде (куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке) выдаются: один полушубок - на 4 года; шапка- ушанка - на 3 года; меховые рукавицы - на 2 года.

Допустимую продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на холоде (на открытой территории) в IА климатическом регионе ("особый" климатический пояс) следует определять по таблице 2.

					<i>Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 4. Погодные условия прекращения работ[10].

Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IА климатическом регионе ("особый" климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат			
Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м2 (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 2,8	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,8	охлаждение через 5,6	-"-
-20	1,3	2,6	-"-
-25	1,0	1,7	-"-
-30	0,9	1,3	Охлаждение через 3,4
-35	0,7	1,0	2,0
-40	0,6	0,8	1,4

Повышенная загазованность окружающей среды

Основными источниками выделения вредных веществ являются нарушения герметичности оборудования.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 5. Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/мЗ	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C1 – C5	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [23]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
3. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

Камеральные работы.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений при нормировании параметров микроклимата» выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт) [24].

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб. к Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

К категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201– 250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению.

Полевые работы. Механическое травмирование.

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже, острые кромки и заусенцы на поверхностях оборудования и инструмента могут травмировать рабочих. Требования безопасности подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-2015 ССБТ. Оборудование производственное. Для предотвращения производственного травматизма лица, задействованные в процессе ликвидации разлива, должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Пожароопасность

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов. Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования. Согласно [25] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 4.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 6. Характеристика взрывоопасных газов (ГОСТ 12.1.001-76).

Наименование	Температура, С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	—	246	4,3	10
Газ нефтяной	—	405-580	6	13,5

Методы снижения пожароопасности: исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры); исключение причин возникновения пожаров и взрывов; контроль загазованности газоанализаторами; применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении;

Установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные, огнетушители порошковые или углекислотные, ящики с песком (1 м³), асбестовое полотно, лопаты, топоры, ломы.

Камеральные работы. Электробезопасность.

В соответствии с [26] помещения, где размещаются рабочие места с ПК, должны быть оборудованы защитным заземлением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники. Рабочие места с ПК не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПК.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Пожароопасность. Помещение, в котором размещены ПК, по категориям пожарной опасности относится к категории «В». В таблице 5. определена категория помещения по взрывоопасности и пожароопасности.

Таблица 7. Категория помещений (НПБ 105-03) [27].

Категория	Характеристика	Примечание
В (Пожароопасная)	Помещения, в которых находятся в обращении горючие и трудногорючие пыли, твёрдые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные только гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или между собой	Помещение характеризуется наличием веществ и материалов в указанных количествах

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПК:

соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции; соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно[21]; наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.); автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные); инструкции по мерам противопожарной безопасности; план эвакуации людей и технических средств.

Охрана окружающей среды.

При разгерметизации промышленного трубопровода и последующем выходе нефтесодержащей жидкости происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Анализ воздействия на селитебную зону

Трассы промысловых трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов, в основном в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки. Руководствуясь СНиП 2.05.13-90 «Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов», выбор трассы трубопровода следует выбирать из обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в селитебные зоны. Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий пролегания трассы и необходимости обеспечения безопасности (таблица 8).

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны. Охранные зоны представляют собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси крайнего трубопровода с каждой стороны в соответствии с пунктами СП 36.13330.2012 и СП 34-116-97.

					<i>Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Таблица 8. Расстояние от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей в зависимости от условий пролегания трассы.

№ п/п	Здания и сооружения	Минимальные расстояния по горизонтали в свету, м
1	Общественные здания и сооружения; жилые здания в три этажа и более	50
2	Жилые здания в один и два этажа; автозаправочные станции; электроподстанции; кладбища; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни; теплицы; склады различного назначения	20
3	Территории промышленных и сельскохозяйственных (фермы, тока, загоны для скота, силосные ямы) предприятий; дачи; садовые домики; индивидуальные гаражи при числе боксов свыше 20; путепроводы железных и автомобильных дорог; канализационные сооружения	15

Анализ воздействия на атмосферу

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации. При большом содержании углеводородов в воздухе (более 20 %) возникает недостаток кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе ликвидации разлива нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Анализ воздействия на гидросферу

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1-0,3 мг/л в соответствии РД 52.24.476-2007.

Анализ воздействия на литосферу.

При разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

Таблица 9 – пороговые уровни концентрации нефти[12]

Уровень загрязнения	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
Допустимый	< ПДК
Низкий	1000...2000
Средний	2001...3000
Высокий	3001...5000
Очень высокий	> 5000

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 10 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

Глубина проникновения нефти, м	Классификация загрязненности
Менее 0,15	Поверхностное замазучивание
0,15... 0,30	Мелкопрофильное замазучивание
0,30... 0,60	Среднепрофильное замазучивание
Более 0,60	Глубокопрофильное замазучивание

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтепровод является объектом повышенной опасности для всего персонала. Он также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 00-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации: сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40- часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ); ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ); повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

					Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния нефтепровода часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является анализ перспективности проведения научно-исследовательской работы и технико-экономическое обоснование проведения ремонта магистрального трубопровода, а также качественное и количественное доказательство целесообразности ее осуществления, определение организационных и экономических условий её эффективного функционирования.

Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями ремонтных конструкций являются компании, занимающиеся разработкой нефтяных месторождений и транспортировкой нефти.

В таблице 11 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Анализ рынка выполнялся на основе компаний «ВолгаНефть» (фирма В), «Роснефть» (фирма Р), «Транснефть» (фирма Т).

Таблица 11. Карта сегментирования рынка

Размер компании	обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Мелкие		Р	Р	
Средние		В	Т	В
крупные	Т		Т	Т

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Захаров П.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Верёвкин А.В.							74	107	
Консульт.								НИ ТПУ зр. 3-2Б4А			
Рук. ООП		Брусник О. В.									

Анализ конкурентных технических решений

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 1.2.

Таблица 12 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	1	3

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

(продолжение таблицы 12).

11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	4	4
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	46	48

- Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i,$$

где: $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 46, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 48 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

SWOT-анализ – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 13 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Экологическая целесообразность технологии С2. Более эффективен по сравнению с другими технологиями С3. Наличие бюджетного финансирования С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление спроса на реализованный проект	1.Разработка нового, более эффективного метода обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными объектами 2.Продолжение научных исследований с целью внедрения и усовершенствования технологии	1.Разработка научного исследования 2.Приобретение необходимого программного продукта
Угрозы: У1.Введение дополнительных технических требований заказчика к модели У2.Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1.Продвижение новой технологии с целью появления спроса 2.Сертификация продукции	1.Разработка научного исследования 2.Приобретение необходимого программного продукта 3.Продвижение новой технологии с целью появления спроса 4.Сертификация продукции

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

Планирование научно-исследовательских работ, структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 3.

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

Таблица 14. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	4	Составление и утверждение тех. Задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$t_{ож\ i} = \frac{2t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}$$

где:

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}$$

где:

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

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разработка графика проведения научного исследования

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

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \times K_{\text{кал}}$$

где:

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где:

$T_{\text{кал}}=365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}=66$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}=15$ – количество праздничных дней в году.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе Tki округляем до целого числа. Результаты рассчитанных значений сведены в таблице 15.

Таблица 15. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, Tpi	Длительность работ в календарных днях, Tki
	$t_{\min}$, Чел-дни	$t_{\max}$, Чел-дни	$t_{\text{ож.}}$, Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. Задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование трубопровода	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе полученных данных в таблице 15, строим план график (см. табл.5).

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

Таблица 15.1. Календарный план график проведения НИР по теме

Вид работ	Испол- нители	Т _{к.} кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
			Фев.			Март			Апрель			Май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Составление и утверждение задания	Р	3												
Подбор и изучение материалов по теме	И	18												
Согласование материалов по теме	Р	9												
Календарное планирование работ по теме	Р, И	3												
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15												
Проектирование модели клапана	И	10												
Оценка результатов исследования	Р, И	3,8												
Составление пояснительной записки	Р, И	9												



- руководитель



- исполнитель

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

основная заработная плата исполнителей темы;

дополнительная заработная плата исполнителей темы;

отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 16 .

Таблица 16 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование Ед. Измерения		Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
		Исп 1		Исп 1
Бумага	пачка	3	300	900
Ручка	шт	5	60	300
Картридж для принтера	шт	2	600	1200
Тетрадь для записей	шт	3	50	150
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				102
Итого:				2652

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО Ansys Workbench для создания объемных моделей, лицензионного программного пакета Cadfem CIS для компьютерной реализации модели. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 20 тысяч рублей.

Таблица 17 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	1	20	20
2	Принтер	1	5	5
3	Ansys Workbench x32/x64	1	10 000	10 000
4	Лицензия на программный пакет Cadfem CIS	1	20 000	20 000
Итого:				30 025

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп}$$

Где: $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата

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

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб}$$

Где:

$З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.8)

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}}$$

Где:

$З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	76
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	227

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{71487 \cdot 11,2}{247} = 3241,516 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн(маг.)}} = \frac{35490 \cdot 10,4}{227} = 1625,974 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

Где:

Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	42300	1,3	-	1,3	71487	3241,51	27	87520,77
Инженер (студент)	21000	-	-	1,3	35490	1625,97	63	102436,11
Итого:								189956,88

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

Где:

Здоп – дополнительная заработная плата, руб.;

кдоп – коэффициент дополнительной зарплаты (0,15);

Зосн – основная заработная плата, руб.

Таблица 20 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	87520,77	102436,11
Дополнительная зарплата	13128,16	15365,42
Итого по статье Сзп	100648,93	117801,53

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

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

Где:

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

Таблица 21– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	87520,77	13128,16
Инженер	102436,11	15365,42
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	51478,31	7721,76
Итого	59200,07	

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$\text{Знакл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot \text{кнр},$$

где: кнр - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$\text{Знакл} = (2652 + 30025 + 189956,88 + 28493,58 + 59200,07) \cdot 0,16 = 49652,4 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 22.

Таблица 22 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	2652
2. Специальное оборудование для научных работ	30025
3. Основная заработная плата	189956,88
4. Дополнительная заработная плата	28493,58
5. Отчисления на социальные нужды	59200,07
6. Накладные расходы	49652,4
7. Бюджет затрат. Итого:	359979,9

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют две средневзвешенные величины: финансовую эффективность и ресурсоэффективность.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета вариантов исполнения научного исследования (таблица 13). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Рассмотрим на примере аналога.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где: I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Таблица 23 - Группировка затрат по статьям аналогов разработки.

	Разработка	Аналог
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	30025	32800
Материальные затраты НТИ	2652	2652
Основная заработная плата	189956,88	189956,88
Дополнительная заработная плата	28493,58	28493,58
Отчисления на социальные нужды	59200,07	59200,07
Итого плановая себестоимость	310327,53	313102,53

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

Для нашей разработки:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{310327,53}{313102,53} = 0,991$$

Для аналога

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{313102,53}{313102,53} = 1$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p$$

где: I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Результат расчетов представлен в таблице 24

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Таблица 24 - Сравнительная оценка характеристик вариантов
исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,35	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,2	4	4
5. Надежность	0,07	5	5
6. Материалоемкость	0,08	4	4
ИТОГО	1	4,2	4,2

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_f^p} \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_f^a}$$

Для нашей разработки:

$$I_{финр}^p = \frac{4,2}{0,991} = 4,238$$

Для первого аналога:

$$I_{финр}^a = \frac{4,2}{1} = 4,2$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}$$

где: $\mathcal{E}_{cp}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{финр}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{финр}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом.

№ п/п	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,991
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	4,2	4,238
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,009

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, существующий вариант решения и является наиболее приемлемым, поставленный в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В качестве объекта исследуемой работы были рассмотрены технические сооружения объектов повышенной опасности:

- технологический трубопровод Ø114x6,0 и Ø57x5,0. II группа Б(в) категории, транспортируемая среда - взрывопожарные вещества (горючие жидкости), с рабочими параметрами по паспорту: P=5,5 МПа; T = +10...+25°C. ГОСТ 32569-2013,
- камера запуска СОД Ø325x14,0, 42 класс опасности, с рабочим с рабочими параметрами по паспорту: P= 8,0 МПа; T = +15...+60°C.,

Был проведен анализ напряженно-деформированного состояния обвязки камеры СОД, методом конечных элементов при помощи построения 3D геометрической модели в программном комплексе Ansys.

По результатам проведенной работы можно сделать следующий вывод: анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода камеры запуска СОД показал наиболее нагруженные участки трубопровода. Полученные результаты являются приближенными в силу применения упрощенных расчетных схем, невозможности точного определения фактических нагрузок, действующих на конструкцию камеры запуска СОД.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Захаров П.С.			Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Верёвкин А.В.								96	107
Консульт.								НИ ТПУ гр. 3-2Б4А			
Рук. ООП		Брусник О. В.									

Также были проведены аналитические расчёты:

- температурного расширения, результат показал, что смещение происходило постепенно, так как указанный участок трубопровода находится в соприкосновении с грунтом и его удлинению препятствует сила трения поверхности трубопровода о грунт $\Delta l = 4,44$ мм;
- расчет трубопровода $\varnothing 114 \times 6,0$ на прочность, от действия внутреннего давления нефти.

Задачу решали в соответствии нормативного документа

«СА 03-003-07 Расчёты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов». Выполнении условия прочности для трубы $D=114 \times 6,0$ выполняются в пределах нормы.

Анализ полученных деформаций и напряжений в конструкции трубопровода позволило подтвердить тот факт, что есть напряжённые участки, которые требуют особого внимания. Ansys геометрической модели, позволило нам показать напряженные участки и просчитать сложную математическую задачу, с условиями реальных нагрузжений на участке обвязки технологического трубопровода камеры средств очистки и диагностики.

					Заключение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников литературы

1. Хасанов Р.Р. Расчет напряженно-деформированного состояния тройников штампованных (ТШС)/Нефтегазовое дело — 2010. (<http://www/ogbus.ru>);
2. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. - М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231с.;
3. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы;
4. МОНИТОРИНГ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЗАО «ДИГАЗ» / www.digaz.ru;
5. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ.ред. Д.Г. Красковского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.: ил.;
6. Безухов Н.И., Лужин О.В. Приложение методов теории упругости и пластичности к решению инженерных задач. М.: Высшая школа, 1974. – 204с;
7. научно-технический вестник ОАО «НК» РОСНЕФТЬ выпуск 4 – 2009г.;
8. Энциклопедия технологий «Транснефть» <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/>
9. Паспорт гидрометеорологической безопасности Краснодарского края. Министерство природных ресурсов и экологии РФ федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет) (ФГБУ «ВНИИГМИ-МЦД»).

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка камеры пуска и приёма очистного устройства</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Захаров П.С.</i>			<i>Список используемых источников литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Верёвкин А.В.</i>					98	107
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 3-2Б4А</i>		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						

10. Борисов В. И. Реки Кубани. // Краснодарское книжное изд-во, 1978.
11. Зенкевич О.К. Метод конечных элементов в технике /пер. с англ. – М.: Мир, 1975 – 541с.;
12. ТУ 3680-001-04698606-04 «Опоры трубопроводов. Технические условия»;
13. Бруйка В.А. Учебное пособие, инженерный анализ в Ansys Workbench – Самара: Самарс. гос. техн. ун-т, 2010 – 271с.;
14. СА 03-003-07 Расчёты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов;
15. СТО 03-00220227-2007. Методика проведения экспертизы промышленной безопасности технологических трубопроводов, работающих под давлением до 10 МПа.
- 16 ГОСТ 32569-2013 - Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
17. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения;
18. ТУ 3683-003-86534248-2012 Камеры запуска и приема СОД;
- 20 ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», Утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.02 №61-А;
- 21 РД 03-606-03 Инструкции по визуальному и измерительному контролю, от 11 июня 2003 года N 92

					Список использованных источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 23 Шарыгин А.М. Нелинейный анализ МКЭ прочности составных конструкций. // 1-я международная конференция «Актуальные проблемы прочности». Новгород, 1994, с. 107-108.
24. Маняхина Т.И., Ефимова А.М., Люблинский Е.Я. Современное состояние защиты нефтерезервуаров от коррозии. М. ВНИИОЭНГ. Обзорная информация, 1986, - №3, с55.
25. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
26. Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» табл. 2, прил.
27. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

					Список использованных источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заказчик _____

объект _____

протокол №
внешнего осмотра, визуального и измерительного контроля
(дата проведения контроля)

наименование трубопровода	кате- гория по	наружный диаметр и толщина стенки по паспорту, мм	протяженн ость трубопров ода, м	рабочая среда	рабоче е давлен ие, мпа	темпе- ратура рабочей среды, °C	год ввода в эксплуа- тацию

1 нормативно-техническая документация**2 средства измерения, приборы и инструменты**
3 результаты внешнего осмотра, визуального и измерительного контроля
 таблица 1 – результаты внешнего осмотра и вик трубопровода

объект контроля	результаты контроля, описание обнаруженных дефектов	оценка
размещение элементов трубопровода		
крепежные детали		
опоры		

таблица 2 – результаты вик труб и фасонных деталей трубопровода

объект контроля	результаты контроля, описание обнаруженных дефектов	оценка
сварные соединения		
поверхность металла труб, фасонных изделий		

таблица 3 – результаты вик разъемных соединений трубопровода

объект контроля	результаты контроля, описание обнаруженных дефектов	оценка
разъемные соединения		

Таблица 4 – Результаты осмотра антикоррозионного покрытия

Объект контроля	Результаты контроля, описание обнаруженных дефектов	Оценка
Надземная часть трубопровода		

Результаты осмотра запорной арматуры приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты осмотра запорной арматуры

Объект контроля	Результаты контроля, описание обнаруженных дефектов	Оценка
Запорная арматура		

4 Вывод

По результатам внешнего осмотра,

Контроль провели:

Специалист уровня НК _____ /

Специалист уровня НК _____ /

					Приложение А	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование трубопровода	Категория по	Наружный диаметр и толщина стенки по паспорту, мм	Протяженность трубопровода, м	Рабочая среда	Рабочее давление, МПа	Температура рабочей среды, °С	Год ввода в эксплуатацию

[illegible]

					Приложение Б	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование трубопровода	Категория по	Наружный диаметр и толщина стенки по паспорту, мм	Протяженность трубопровода, м	Рабочая среда	Рабочее давление, МПа	Температура рабочей среды, °С	Год ввода в эксплуатацию

[illegible]

Специалист _____ уровня НК

Приложение Г

Схема камеры СОД и сведения об основных частях

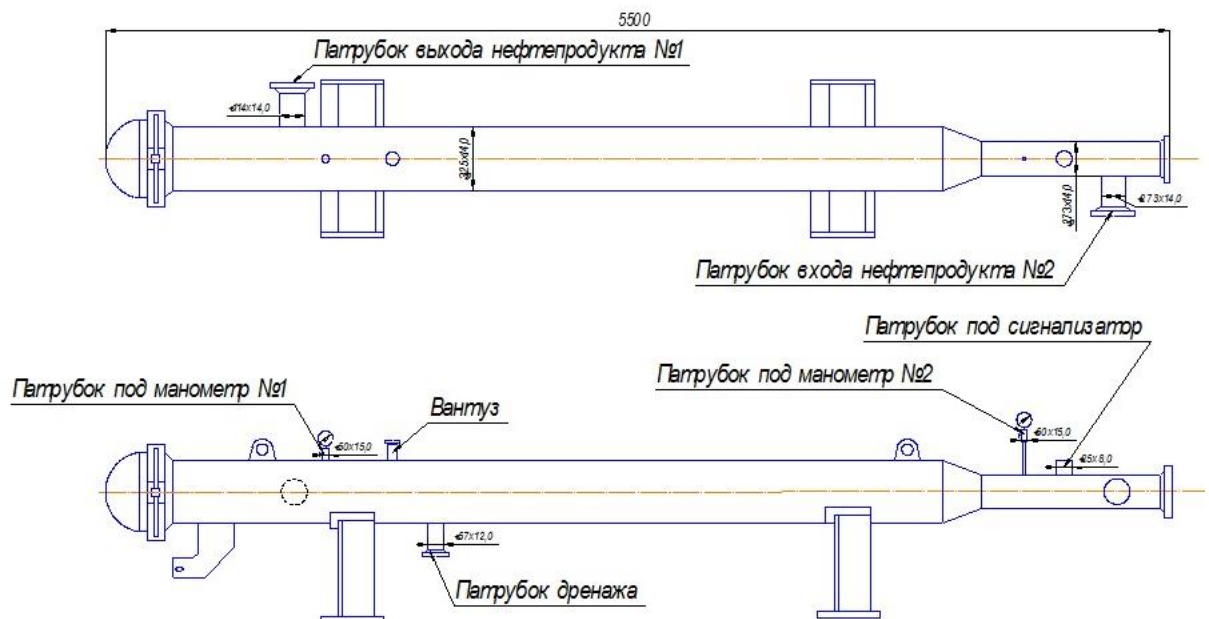
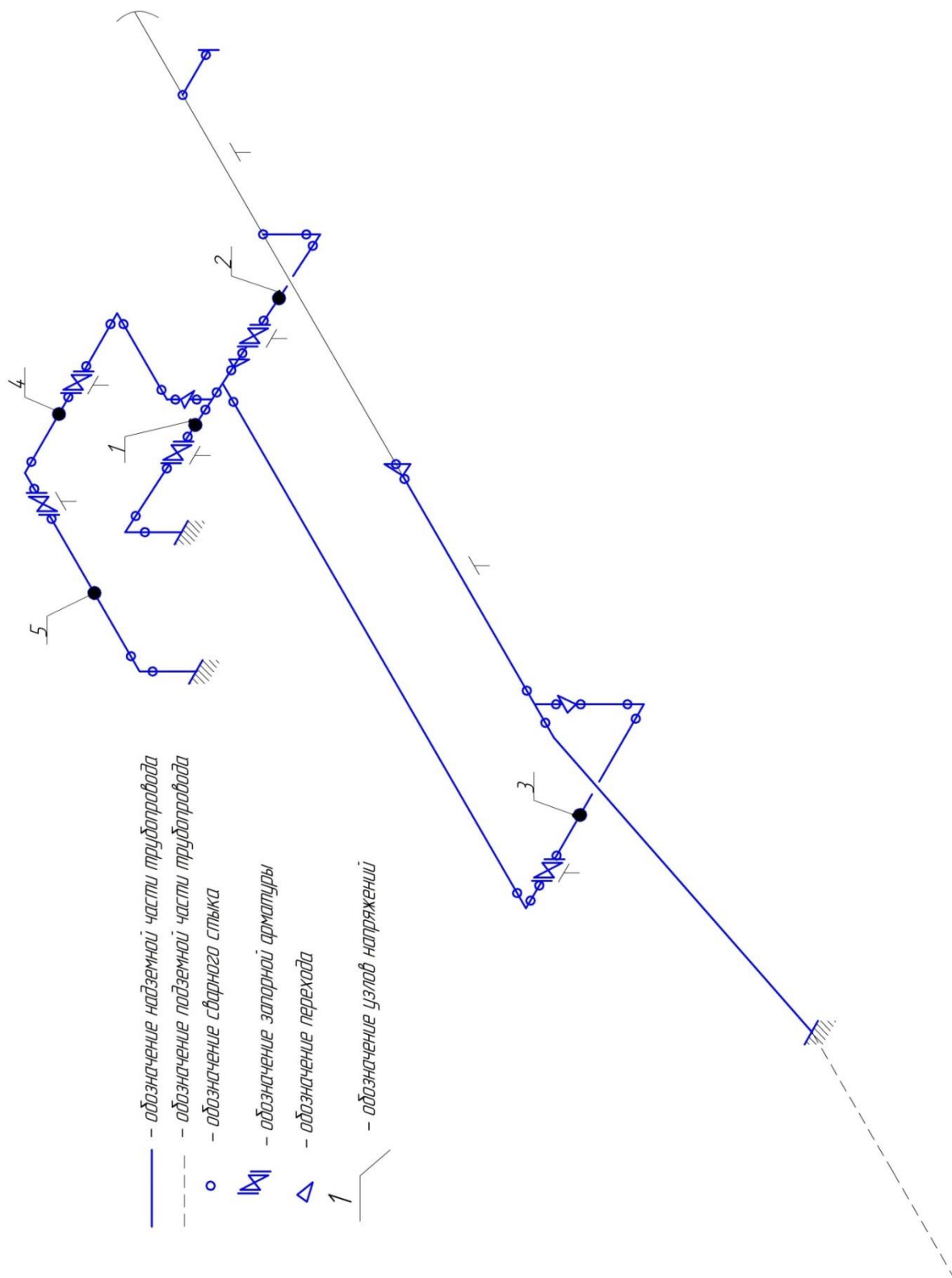


Таблица 1. Сведения об основных частях камеры

Наименов. частей камеры	Кол- во, шт.	Размеры, мм			Основной металл		Данные о сварке (пайке)	
		Диаметр , мм	Толщин а стенки, мм	Длина , мм	Марка	ГОСТ	Вид сварки	Электроды, сварочная проволока, припой (тип, марка, ГОСТ
Корпус	1	25	40	5500	12	-	1	1
Обечайка	1	25	40	2000	12		1	-
Переход	1	25	40	2000	12		1	-
Обечайка	1	25	40	2000	12		1	-
Фланец корпуса	1	25	40	2000	12		1	-
Хомут	1	-	-	-	-	-	1	1

Приложение Д

Схема обвязка камеры СОД, с элементами смещения



					Приложение Д	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

