

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
«Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области»

УДК 622.692.4-049.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5А	Вьюшкин Д.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р7	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>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК- 3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК- 13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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
3-2Б5А	Вьюшкину Денису Игоревичу

Тема работы:

«Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом данного исследования является анализ особенностей системы транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.</p> <p>Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный.</p> <p>Рабочее давление в нефтепроводе – 1,2 МПа.</p> <p>На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям</p>
---	---

	повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	Требования к строительству и проектированию нефтепроводов, характеристики внутрипромысловых и технологических трубопроводов, рассмотрение особенностей системы транспорта продукта и применяемого оборудования, вопросы хранения нефти и ее транспортировка, технико-экономическая обоснованность выбора мероприятий по техническому обслуживанию нефтепроводов и борьбе с коррозией.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Схема системы транспорта продукта на месторождении, схема установки подготовки нефти (УПН), схема Насосной внешней и внутренней перекачки нефти, схема узла учета нефти, схема резервуарного парка.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., к.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., к.т.н.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2020г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия	д.т.н, доцент		10.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Вьюшкин Денис Игоревич		10.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Вьюшкин Денис Игоревич

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

Тема ВКР:

Эксплуатация системы транспорта нефтепродуктов на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является система транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1.1. Указать необходимые нормативные документы 1.2. Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе с нефтепроводом. 1.3. Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать выявленные вредные и опасные факторы при разработке проектируемого решения: 2.1.1. отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

	2.1.2.тяжесть и напряженность физического труда 2.1.3.повышенный уровень шума 2.1.4.повреждения в результате контакта с животными 2.1.5.движущиеся машины и механизмы 2.1.6.электробезопасность 2.1.7.пожаро- и взрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	3.1.Рассмотреть влияние нефтепровода на экологическое состояние атмосферы, гидросферы и литосферы и предложить решения по повышению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1.Перечислить возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения 4.2.Указать наиболее типичную ЧС

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Вьюшкин Денис Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Вьюшкин Денис Игоревич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по Томской области</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Устанавливается в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% – премии к заработной плате 20% – надбавка за профессиональное мастерство 1,7 – районный коэффициент для расчета заработной платы</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения</i>	<i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта, морфологического анализа</i>
---	---

<i>НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	
2. планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет и риски	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИТ</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	<i>1. Расчет показателей ресурсоэффективности.</i> <i>2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Морфологический метод
4. Альтернативы проведения НИ
5. График проведения НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Вьюшкин Денис Игоревич		

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»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2020 учебного года)
 Форма представления работы:
 бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2020г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2020	<i>Географическое расположение, климатические особенности и геолого - геофизическая изученность района</i>	
03.03.2020	<i>Характеристика внутрипромысловых и технологических трубопроводов</i>	
10.03.2020	<i>Характеристика продукта транспортировки</i>	
14.03.2020	<i>Система транспорта продукта на месторождении</i>	...
16.03.2020	<i>Сбор и подготовка продукта к транспортировке</i>	
20.03.2020	<i>Система хранения продукта перед траснспортировкой</i>	
25.03.2020	<i>Транспортировка продукта по межпромысловому трубопроводу</i>	
28.03.2020	<i>Характеристика применяемого оборудования</i>	...
02.04.2020	<i>Контроль качества нефти</i>	
15.04.2020	<i>Мероприятия по техническому обслуживанию нефтепроводов, методы борьбы с коррозией</i>	
29.04.2020	<i>Технологический расчет трубопровода</i>	
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2020	<i>Заключение</i>	
26.05.2020	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.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 127 страниц, 11 рисунков, 1 схему, 18 таблиц, 1 приложение, 43 источника литературы.

Ключевые понятия: внутрипромысловый нефтепровод и технологический трубопровод, система транспорта нефти, насосные агрегаты, узел учета нефти, контроль качества нефти, техническое обслуживание, расчет прочности и устойчивости нефтепровода.

Объектом исследования является система транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

Методы исследования: теоретический и сравнительный анализ, обзор литературных источников, анализ нормативно-технической документации по теме работы.

Цель работы: анализ особенностей системы транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

В процессе работы проводился: анализ характеристик внутрипромысловых и технологических трубопроводов, анализ системы хранения продукта и его транспортировки, а также обеспечивающего технологический процесс оборудования. Приведены мероприятия по техническому обслуживанию нефтепроводов и их защите от коррозии, определена расчетная и отбраковочная толщина стенок труб, проведен расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб.

Термины и определения

Внутрипромысловые нефтепроводы:	Капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки нефтепродуктов от мест их добычи до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод
Технологические трубопроводы:	трубопроводы, находящиеся в пределах промышленного предприятия (промысла), по которым транспортируются углеводороды, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования
Межпромысловые нефтепроводы:	Нефтепроводы, предназначенные для транспортировки нефти на другие месторождения, и впоследствии в магистральные трубопроводы конечного потребителя
Магистральные нефтепроводы:	Инженерные сооружения, состоящие из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.
Система трубопроводного транспорта нефти:	Комплекс инженерных сооружений, состоящий из оборудования внутренней и внешней транспортировки, которое обеспечивает транспорт нефти от нефтяных промыслов до других пунктов переработки и потребления с помощью трубопроводов

Линейная часть нефтепровода:	Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемосдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода
Нефть:	смесь различных углеводородов предельных и непредельных, алициклического ряда и ароматических. Нефть имеет темно-бурый оттенок с характерным запахом, несколько легче воды и нерастворима в ней
Товарная нефть:	Обезвоженная и дегазированная нефть, подготовленная к транспортированию трубопроводами и продаже любому покупателю
Сырая нефть:	маслянистая горючая жидкость природного происхождения, получаемая непосредственно из скважин
Техническое обслуживание нефтепроводов:	комплекс мероприятий, направленных на осмотр объектов магистральных нефтепроводов, контроль параметров режима их работы, устранение незначительных дефектов
Обезвоживание и обессоливание нефти:	процесс подготовки нефти к переработке путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей
Сепарация:	процесс подготовки нефти, представляющий собой отделение попутного газа от нефти методом одно- или многократного испарения в условиях пониженного давления
Деэмульсация нефти:	процесс разрушения и расслоения нефтяных эмульсий на нефть и воду

Коррозия:	самопроизвольное разрушение трубопровода в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой
Резервуарный парк:	группа резервуаров разных типов или однотипных резервуаров, которые применяются для оперативного учета нефти по приему, хранению и откачке
Запорная арматура:	устройство, которое устанавливается на трубопроводах, сосудах, агрегатах и предназначено для управления (отключения) потоками рабочих сред путём изменения площади проходного сечения
Деэмульгаторы и ингибиторы:	синтезированные химические соединения, участвующие в подготовке нефти на стадии обессоливания и обезвоживания нефти

Обозначения и сокращения

БАПР	блок автоматической подачи реагента
УПН	установка подготовки нефти
КСУ	концевая сепарационная установка
ЦДПНГиК	цех по добыче, подготовке нефти, газа и конденсата
БКНС	Блочная кустовая насосная станция
ГКС	газокомпрессорная станция
ПНК	подогреватель нефти комбинированный
ЦПС	центральный пункт сбора нефти
РВС	резервуар вертикальный стальной
БКС	блочная компрессорная станция
СИКН	система измерения количества и показателей качества нефти
УПТНГВ	установка по подготовке и транспортировке нефти, газа и воды
ПБ	пожарная безопасность
СНиП	строительные нормы и правила
ППР	проект производства работ
ППД	система поддержания пластового давления
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПА	трубопроводная арматура
ТО	текущий (плановый) осмотр
ТР	текущий ремонт
ТД	техническое диагностирование
СР	средний ремонт
КР	капитальный ремонт
УУН	оперативный узел учета нефти
ИЛ	испытательная лаборатория
ПКЗ	подготовка паспорта системы
ЭХЗ	электро-химическая защита
УКЗ	установок катодной защиты
УДЗ	установок дренажной защиты
УПЗ	установок протекторной защиты

Оглавление

Введение

1. Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промысловых и технологических нефтепроводов
 - 1.1. Историческая справка и географическое расположение района
 - 1.2. Климатические особенности и геолого – геофизическая изученность района
 - 1.3. Характеристика промысловых и технологических нефтепроводов
2. Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области
 - 2.1. Характеристика продукта транспортировки на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области
 - 2.2. Система транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области
 - 2.2.1. Сбор и подготовка продукта к транспортировке
 - 2.2.2. Система хранения продукта перед транспортировкой
 - 2.2.3. Транспортировка продукта по межпромысловому трубопроводу
 - 2.2.4. Характеристика применяемого оборудования
 - 2.2.4.1. Насосные агрегаты
 - 2.2.4.2. Узел учета нефти
 - 2.2.5. Контроль качества нефти
 - 2.3. Техническое обслуживание нефтепроводов, методы борьбы с коррозией
3. Расчетная часть. Расчет остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов на основе статических методов
 - 3.1. Расчет по определению расчетной и отбраковочной толщины стенок труб

3.2. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

4. Социальная ответственность

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Заключение

Список использованных источников

Приложение

Введение

В настоящее время нефтепроводы являются самым экономически обоснованным видом транспорта нефти во всем мире. С разработкой месторождений Сибири и Крайнего Севера происходит все большее удаление мест переработки нефти и газа от районов их добычи и увеличение затрат на дальнейший транспорт углеводородов.

В связи с этим трубопроводный транспорт нефти становится важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса страны, который обеспечивает сокращение затрат и увеличение рентабельности добычи нефтепродуктов для нефтедобывающих компаний. В связи с этим актуальным становится вопрос о комплексном рассмотрении системы трубопроводного транспорта нефти и газа, как самого выгодного и эффективного. Возрастной состав трубопроводов и требования к экологической безопасности нефтепроводной системы требуют повышенного внимания.

Система транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области включает в себя внутреннюю и внешнюю транспортировку нефти. При этом под системой внутреннего транспорта подразумевается система внутрипромысловых и технологических трубопроводов, связывающих производственные установки друг с другом (резервуары различного назначения, резервуары с сепараторными установками, насосными агрегатами, с площадками подогревателей нефти). Система внешнего транспорта включает линейную часть межпромыслового нефтепровода, связывающую нефтегазоконденсатное месторождение Томской области и магистральный нефтепровод ПАО «Транснефть» протяженностью 120 км.

Целью данного исследования является анализ особенностей системы транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

					Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					18	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Для реализации поставленной цели требуется решение следующих задач:

1. Изучение геолого-геофизических и климатических особенностей нефтегазоконденсатного месторождения Томской области.
2. Изучение характеристик промысловых и технологических нефтепроводов на месторождении.
3. Изучение характеристик продукта транспортировки на нефтегазоконденсатном месторождении.
4. Анализ системы транспорта продукта на месторождении.
5. Изучение сбора и подготовки продукта к транспортировке.
6. Анализ системы хранения продукта перед транспортировкой.
7. Выявление особенностей транспортировки продукта по межпромысловому трубопроводу и характеристик применяемого оборудования.
8. Анализ мероприятий по проведению технического обслуживания нефтепроводов.
9. Проведены расчеты по определению расчетной и отбраковочной толщины стенок труб, остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб.

Теоретической и методологической основой выпускной квалификационной работы послужили основные нормативные документы в области процесса проектирования магистральных и промысловых трубопроводов, такие как: СП 36.13330.201 «Магистральные трубопроводы» [26] и СП 34 - 116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов» [25], определяющие порядок выполнения работ по проектированию, строительству и реконструкции с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности. Также аналитические статьи и Учебные пособия, технологические данные по объектам нефтепроводного транспорта.

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промысловых и технологических трубопроводов

1.1. Историческая справка и географическое расположение района

Нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Парабельского района Томской области в 40 км на юг от города Кедровый. Месторождение находится в бассейне реки Оби и ее притоков на Обь-Васюганском междуречье вблизи рек Малой и Большой Казанки, впадающих в реку Чузик, вдали от автомобильных дорог и коммуникаций магистрального транспорта.

Исследуемое нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, приурочено к локальному поднятию, которое выявлено сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляется как плоская и пологоволнистая равнина почти полностью залесенная, часть этой территории занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа варьируются в пределах +120 – +140 м. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Основными крупными формами рельефа являются: междуречная равнина и склон междуречной равнины (аккумулятивно-денудационный рельеф), долинный комплекс водотоков (эрозионно-аккумулятивный рельеф).

Утвержденные запасы нефти на нефтегазоконденсатном месторождении составляют порядка 32 миллионов тонн, газа – 25 миллиардов кубометров, а конденсата – около 2 миллионов тонн. Продуктивными здесь являются терригенные отложения, сформировавшиеся в юрском периоде [42].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промысловых и технологических трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					20	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1.2. Климатические особенности и геолого-геофизическая изученность района

Климат формируется, главным образом, под влиянием воздушных масс Арктики, Атлантики и Средней Азии. Продолжительность безморозного периода 100 дней, в долине реки Оби – 110 дней. Период с температурой воздуха выше 10°C продолжается 100 дней. Средняя температура воздуха в июле 20-22°C, максимум 34-35°C. Абсолютный минимум температуры воздуха -54°C, продолжительность устойчивого снежного покрова на юге 175-180 дней, на севере – 190 дней. Среднегодовое количество осадков составляет 500 мм. Господствующие ветры зимой – юго-западные, летом – северо-западные.

Территорию традиционно относят к Урай - Новосибирской подзоне, которая развивалась 12 потенциально возможными образованиями многолетнемерзлых пород при антропогенном воздействии на среду и сезонномерзлыми породами. Подзона расположилась в южной части всей Томской области. В некоторых районах отмечается температура около 0°C и ниже. Мощность слоя сезонного промерзания колеблется от 1,0 до 3,0 м [42].

Практически все криогенные (мерзлотные) явления и процессы на территории Томской области носят сезонный характер и приурочены к слою сезонного промерзания. К ним относятся пучение и морозобойное растрескивание.

С точки зрения климата исследуемый район в основном относят к обско-долинной умеренно-прохладной, влажной провинции Томской области. Она характеризуется надпойменно-террасным, пойменно-луговым, низинных и переходных болот – типами местностей.

Наиболее низкие температуры были отмечены при северном и северо-восточном ветре, а самые большие скорости ветра, их наибольшая жесткость и повторяемость погоды соответствуют южному и юго-западному ветру. Самое большое ветроохлаждение будет при ветре южного и юго-западного

					Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промысловых и технологических трубопроводов	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направлений и значительным при ветре северо-восточного, северного и восточного румбов.

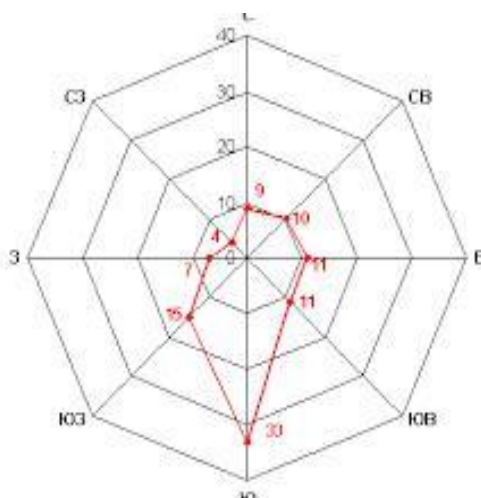


Рисунок 1 – Роза ветров исследуемого района [42]

Геолого - литологический разрез участка сложен преимущественно глинами серовато – бурыми, серыми полутвердыми с примесью органических веществ вскрытой мощностью от 2,7 м до 7,8 м, в меньшей степени распространены суглинки полутвердые вскрытой мощностью от 1,4 м до 4,5 м. Локальное распространение в районе пересечения с ручьями имеют глины тугопластичные, текучепластичные, текучие и суглинки тугопластичные, текучепластичные, текучие мощностью от 0,8 м до 2,9 м.

Грунтовые воды отмечаются на участках пересечения трассы с ручьями на двух уровнях: на глубине от 1,0-2,5 м до 1,8-3,2 м и в интервале глубин от 5,5-6,3 м до 8,2-8,9 м в суглинках и глинах текучепластичных и текучих.

1.3. Характеристики промысловых и технологических трубопроводов

На нефтегазоконденсатном месторождении Томской области внутрипромысловые трубопроводы служат для связи скважины с установками первичной обработки нефти: кустов скважин, газокompрессорных станций (ГКС), установкой подготовки нефти (УПН), а также для связи центрального пункта сбора (ЦПС) и сооружений

					Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промысловых и технологических трубопроводов	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистрального транспорта. Они проложены между площадками отдельных промышленных сооружений и установок.

Диаметр промышленных нефтепроводов определен регламентом по эксплуатации промышленных трубопроводов [38].

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» промышленные нефтепроводы нефтегазоконденсатного месторождения относятся к III классу — трубопроводы номинальным диаметром менее $DN\ 300$ [23]. Среднее давление во внутрипромысловых трубах составляет 1,2 МПа в зависимости от напора и давления скважин. При строительстве нефтепроводов применена стальная запорно-регулирующая арматура.

Технологические трубопроводы связаны с различным технологическим оборудованием, которое установлено на территории промысла, установок подготовки нефти (УПН). Они обладают различными характеристиками, в зависимости от своего рабочего назначения. Давление в технологических нефтепроводах колеблется в диапазоне от 0,1 до 4 МПа в зависимости от назначения. Диаметр технологической трубы варьируется от 89×6 до 530×10 . Полный перечень и характеристики технологических нефтепроводов представлен в Приложении 1.

					Основные параметры нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, характеристики промышленных и технологических трубопроводов	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области

2.1. Характеристика продукта транспортировки на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области

Рассмотрим нефть в качестве продукта транспортировки на нефтегазоконденсатном месторождении.

Нефть – это смесь различных углеводородов предельных и непредельных, алициклического ряда и ароматических, темно-бурого цвета с характерным запахом, легче воды и нерастворима в ней. Нефть является токсичной, ее предельно допустимыми концентрациями (ПДК) в рабочей зоне выступает отметка в 10 мг/м³. Сырая нефть, поступившая со скважин месторождения, обладает физико-химическими свойствами, представленными в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства сырой нефти [9]

Наименование показателя	Значение показателя
Молярная масса	151,5
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	755,2
Вязкость кинематическая, мм ² /с	
- при 50 ⁰ С	0,82
- при 20 ⁰ С	1,25
Температура застывания, ⁰ С	-67
Температура насыщения нефти парафином, ⁰ С	+22
Массовое содержание, %	
- парафинов	2,3
- серы	0,19
- асфальтенов	0,07
- смол силикагелевых	1,44

					Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					24	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Продолжение таблицы 1

Температура начала кипения, °С	46,4
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
до 100°С	29,97
до 150°С	48,82
до 200°С	64,09
до 316°С	95,02

Обязательным к проверке показателем качества сырой нефти выступает содержание воды в соответствии с ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды». Содержание воды определяется в соответствии с методикой, описанной в вышеуказанном нормативном документе [9].

Далее полученная нефть по внутрипромысловым нефтепроводам поступает на установку подготовки нефти (УПН), где проходит большое количество стадий подготовки, в результате чего приобретает характеристики товарной нефти, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика материалов, реагентов, изготавливаемого продукта на нефтегазоконденсатном месторождении [32]

№ п / п	Наименование материалов, сырья и реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, стандарта организации, технических условий	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
1	Товарная нефть	ГОСТ Р 51858-2002	1. Содержание воды. % 2. Содержание Cl-солей, не более мг/л 3. Содержание механических примесей, не более % 4. Давление насыщенных паров, кПа	не более 1,0 100-900 0,05 66,7	Сырье для нефтеперерабатывающей промышленности

Продолжение таблицы 2

			5.Содержание хлорорганических соединений, ppm	не более 10	
2	Подтоварная вода	ОСТ 39-225-88	1.Содержание нефтепродуктов, мг/л 2.Концентрация взвешенных частиц, мг/л	до 40 до 40	Применяется для поддержания пластового давления
3	Метиловый спирт	ГОСТ-2222-95	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок
Реагенты					
4	Деэмульгаторы и ингибиторы				
	СНПХ-4810А	ТУ 39-06765670-ОП-246-98	Внешний вид Плотность при 20 °С, г/см ³ Вязкость, при 20 °С, мм ² /с	Жидкость от светлой до тёмно-жёлтой окраски 0,910-0,995 30-70	Разрушение эмульсии вода-нефть
	СНПХ-ИПГ-11А	ТУ 2458-179-05765670-2009	Внешний вид Плотность при 20 °С, кг/м ³ Температура застывания °С, не выше	Жидкость светло-желтого цвета 850 - 35	Предотвращение парафиногидратных отложений
5	Теплофикационная вода (прямая)		Температура, °С Давление в системе, кгс/см ² Жесткость мкг.экв/кг	60-90 3-3,5 800	Обогрев помещений
6	Техническая вода			Р=3-5 кгс/см ²	Хоз.быт. нужды, подпитка пож. РВС

Согласно представленных свойств, товарная нефть нефтегазоконденсатного месторождения, поставляемая непосредственному потребителю, по ГОСТ Р 51858-2002 (с изменениями 2012г) в среднем составе характеризуется как особо легкая, парафинистая, малосернистая, класса 1, типа 0 (плотность, кг/м³ при температуре 20 °С составляет не более 830,0, при температуре 15 °С - не более 833,7), вида 1 [8].

2.2. Система транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области

Система транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении представлена тремя видами нефтепроводов:



Схема 1 – Система транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области

1. Внутрипромысловые нефтепроводы на нефтегазоконденсатном месторождении выполнены подземным способом и имеют три вида диаметров:

- 1) 159×6;
- 2) 219×8;
- 3) 114×6.

По нефтепроводу с указанными диаметрами нефть с автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), находящейся

на кусту скважины, поступает в общий входной коллектор УПН, диаметром 426×9 (рисунок 2).

2. Технологические нефтепроводы обладают различными характеристиками в зависимости от:

- 1) диаметра нефтепровода;
- 2) длины;
- 3) марки стали;
- 4) давления;
- 5) температуры скорости коррозии;
- 6) категории нефтепровода;
- 7) периодичности ревизии и испытаний;
- 8) нормативного срока службы [38].

Подробные характеристики технологических нефтепроводов представлены в Приложении 1.

Технологические нефтепроводы на нефтегазоконденсатном месторождении выполнены надземным способом. Технологический нефтепровод диаметром 273×7 соединяет входной коллектор с площадкой подключения до входной задвижки УПН, с сепараторами С1 и С1.1.

Нефтепровод диаметром 273×8 соединяет сепараторы С1 и С1.1 с блоком подогрева нефти и с отстойником нефти ОН1.1. Также нефтепровод связывает концевой сепаратор КС1 с резервуарным парком. Далее нефтепровод 273×8 соединяет резервуары с насосами внешней перекачки и узлом учета нефти.

Межпромысловые нефтепроводы выполнены подземным способом, имеют диаметр 219×8, предназначены для транспортировки нефти на другие месторождения, и впоследствии в магистральный трубопровод ПАО «Транснефть» (рисунок 2).

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

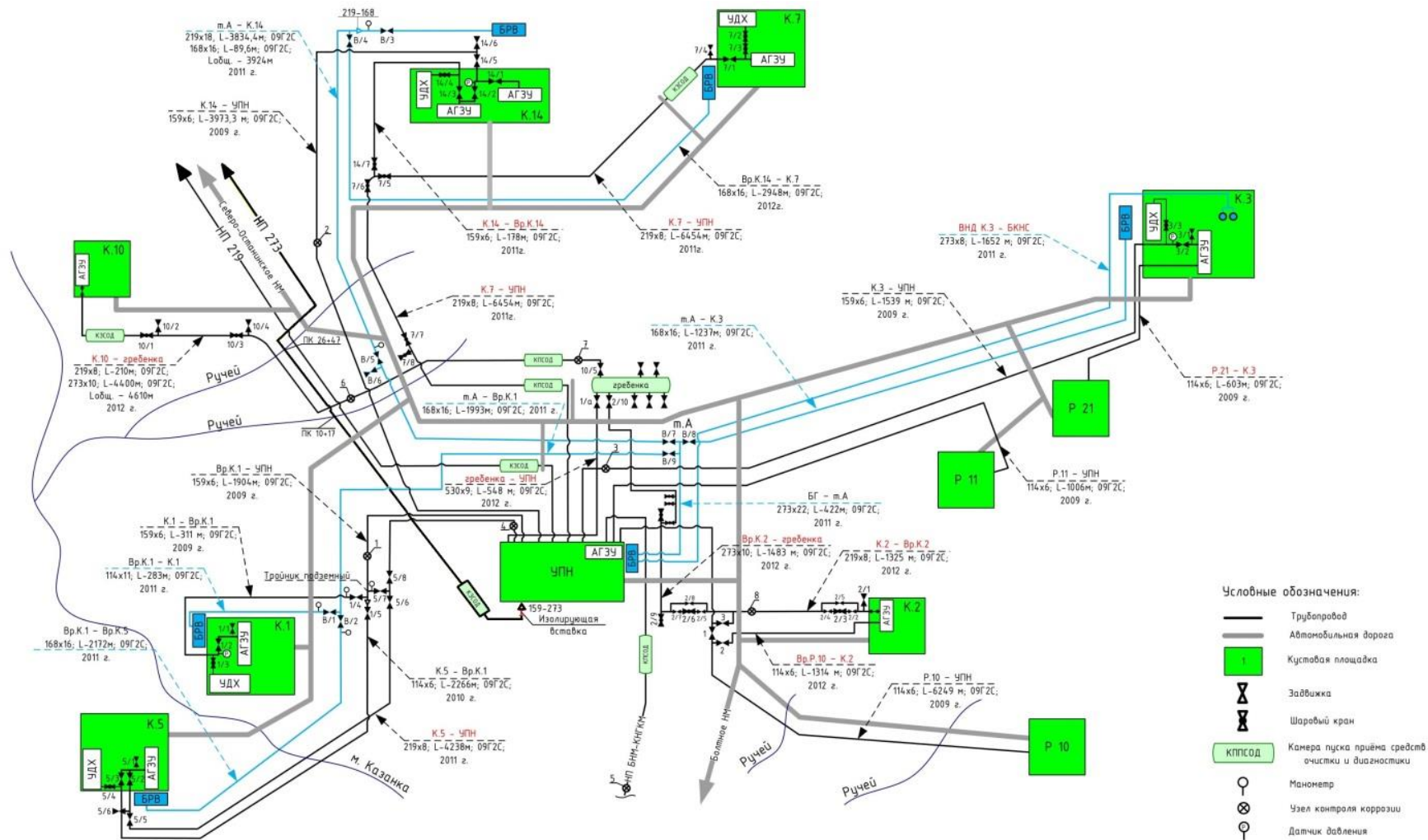


Рисунок 2 – Общая схема транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении [38]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2.2.1. Сбор и подготовка продукта к транспортировке

По внутрипромысловым нефтепроводам нефть со скважин поступает на установку подготовки нефти (УПН), которая представляет собой систему сбора и подготовки нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

Проектная мощность установки подготовки нефти:

-2100 тыс. т/год по жидкости;

-1800 тыс. т/год по товарной нефти.

Технологическая схема УПН включает в себя:

- нефтегазосепараторы;
- нефтегазосепараторы со сбросом воды;
- подогреватель нефти комбинированный ПНК-1,9;
- печи трубчатые блочные ПТБ-5-40Э;
- отстойники горизонтальные
- сепараторы концевые;
- блок измерительно-регулирующий;
- насосную внешней и внутренней перекачки с узлом учета нефти;
- сепараторы газовые;
- фильтр коалессер;
- факельные установки высокого и низкого давления;
- блок дозирования реагентов;
- резервуары нефти;
- стояк налива нефти;
- стационарные системы пожаротушения (вода, пена, порошок, азот);
- склад химических реагентов;
- объекты инженерного обеспечения.

Общая схема УПН представлена на рисунке 3.

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

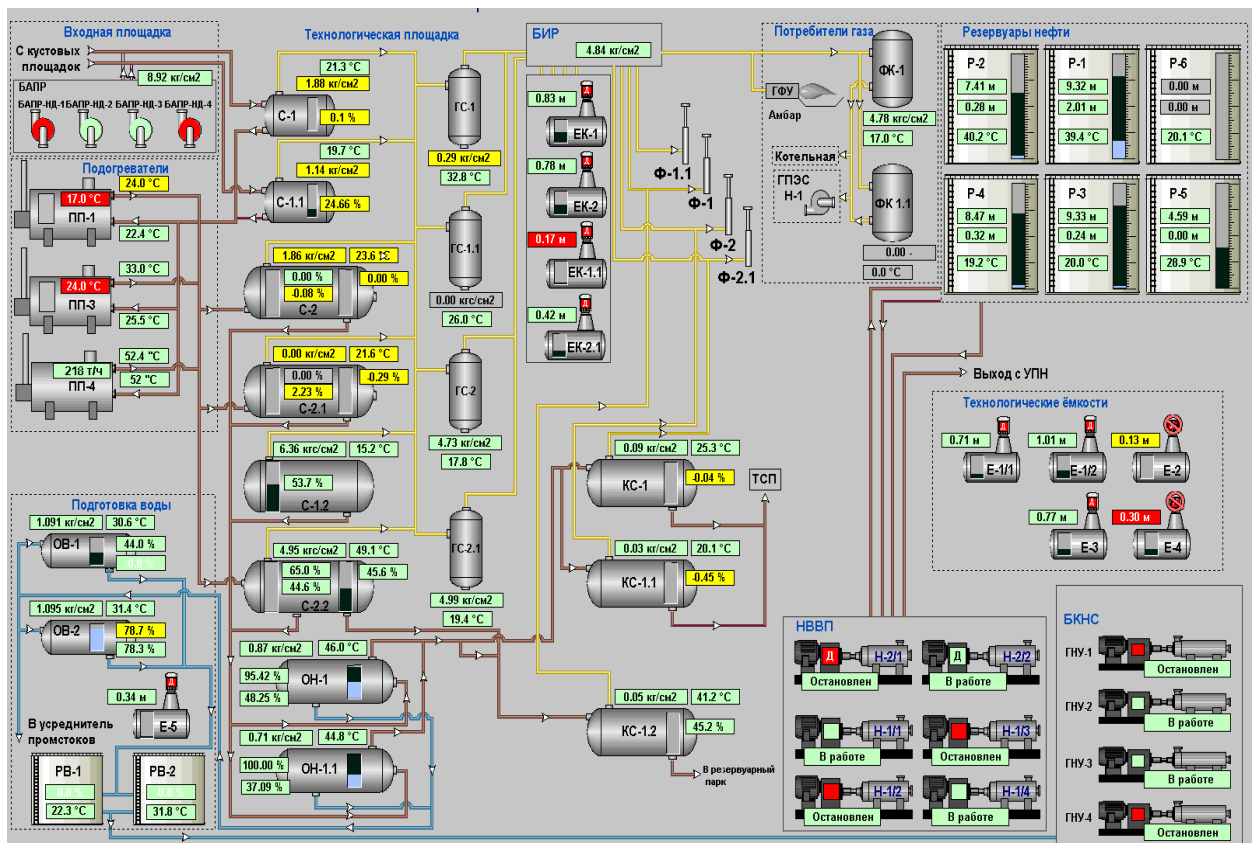


Рисунок 3 – Общая схема УПН на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области [32]

Технологическая схема УПН обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований, замер продукции скважин, ее разгазирование, сбор нефти и выдачу потребителю. Далее нефть с кустовых площадок нефтегазоконденсатного месторождения направляется на узел подключения и входную площадку.

Узлом подключения является коллектор с врезками подводящих трубопроводов. Далее по кустовым нефтесборным сетям продукция скважин поступает на входную площадку в сборный коллектор.

2.2.2. Система хранения продукта перед транспортировкой

Оборудование резервуаров и их конструктивные схемы должны обеспечивать их правильную и безопасную эксплуатацию, в частности:

накопление и опорожнение резервуаров, зачистку и ремонт резервуаров, замер уровня нефти, удаление подтоварной воды, отстой нефти и поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах.

Резервуарный парк УПН нефтегазоконденсатного месторождения состоит из шести резервуаров вертикальных стальных Р1, Р2, Р3, Р4, Р5, Р6 со стационарной крышей (без понтона), объемом 2000 м³ каждый. Диаметр резервуаров составляет 15 180 мм, высота 11 920 мм. Обвязка и внутреннее устройство резервуаров выполнено таким образом, что каждый резервуар может быть как технологическим, так и товарным [33].

Нефть с площадки сепарации поступает в технологический резервуар Р1 на отметку 1,2 м от днища резервуара. В резервуаре предусмотрена технологическая (водяная) подушка (2-2,5 м), служащая фильтром для более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

Из резервуара Р1 нефть по линии перетока с отметки 5 м поступает в резервуары товарной нефти Р2, Р3, Р4, Р5, Р6. Из резервуаров нефть поступает во всасывающие коллектора насосов внешней перекачки Н1/1,2,3,4 и далее во всасывающий коллектор насосов внутренней перекачки Н2/1,2.

При необходимости удаления отстоявшейся воды в РВС предусмотрены линии подрезки водяной подушки.

Освобождение резервуаров от жидких продуктов предусмотрено насосами внутренней перекачки Н2/1,2 в свободные резервуары или на вход установки, а остатки сбрасываются в дренажную емкость Е3, откуда также перекачиваются в свободные резервуары или на вход ОН-1.

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

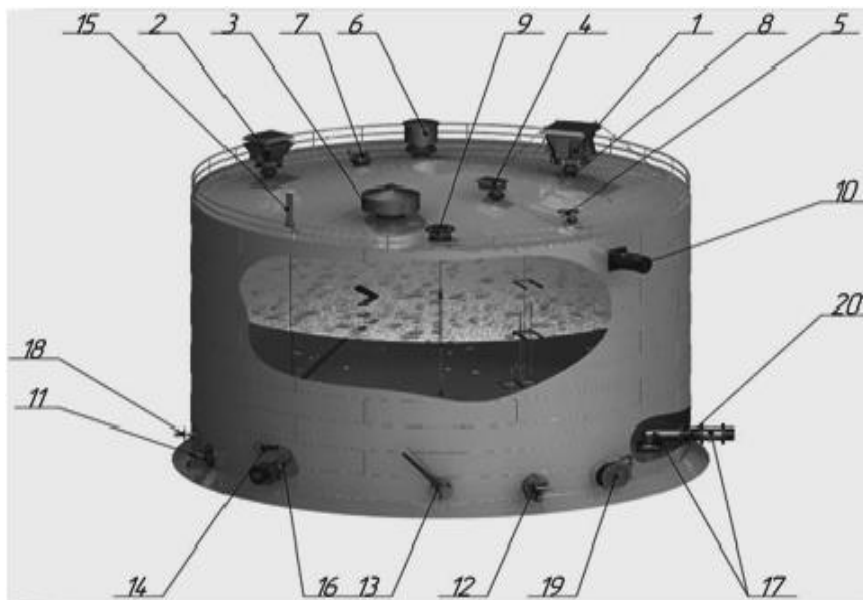


Рисунок 4 – Резервуар вертикальный стальной [33]:

1 – клапан дыхательный совмещенный, 2 – клапан дыхательный механический, 3 – клапан аварийный, 4 – совмещенный механический дыхательный клапан, 5 – клапан дыхательный механический, 6 – патрубок вентиляционный, 7 – люк замерный, 8 – люк монтажный, 9 – люк световой, 10 – генератор пены средней кратности, 11 – пробоотборник плавающий резервуарный, 12 – пробоотборник стационарный, 13 – пробоотборник стационарный секционный резервуарный, 14 – механизм управления хлопушкой боковой, 15 – механизм управления хлопушкой верхней, 16 – хлопушка, 17 – приемосдаточное устройство, 18 – кран сифонный, 19 - люк

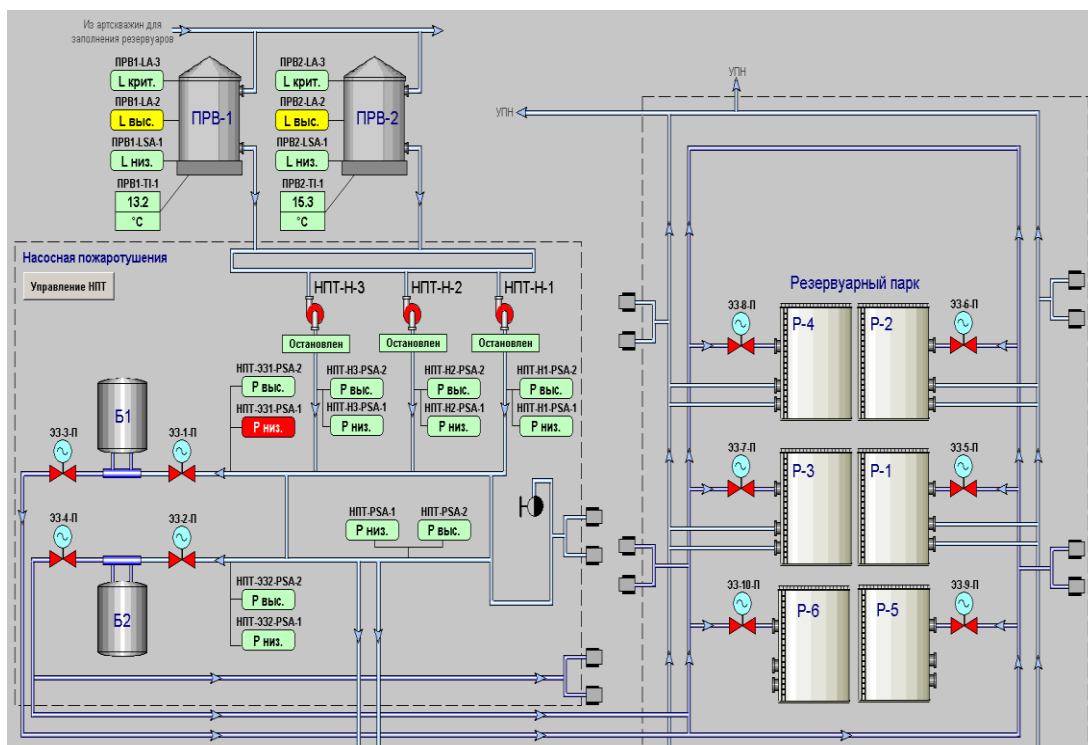


Рисунок 5 – Резервуарный парк УПН на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области [33]

Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуарного парка

Техническое обслуживание и осмотр резервуарного парка проводятся в соответствии с картами технического обслуживания.

При осмотре РВС особое внимание уделяют:

- утечке нефти;
- образованию трещин по сварным швам и основному металлу;
- неравномерному осадку резервуара;
- появлению вмятин.

В резервуарах без понтона (со стационарной крышей) контролируется избыточное давление, его соответствие допустимому (установленному). По результатам диагностирования состояния резервуаров, которых эксплуатируют длительный срок, могут быть уменьшены максимальное и избыточное рабочее давление и вакуум.

При текущем ремонте РВС выполняют работы по:

- ремонту сифонных кранов;
- ремонту кровли, верхних поясов стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;
- ремонту заземления;
- набивке сальников задвижек;
- ремонту отмошки;
- замене кассет на огневых предохранителях;
- окраске;
- подтяжке болтов;
- ремонту прочего оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей [33]

Наименование объекта	Перечень работ	Сроки проведения работ
1. Резервуар в целом	Визуальная проверка внешнего состояния. Особое внимание уделяется сварным вертикальным и горизонтальным швам нижних поясов, крайки днища	Ежедневно в светлое время суток
2. Огневой предохранитель на резервуаре	Снятие крышки огневого предохранителя, проверка исправности и чистоты пакетов, удаление с них пыли, проверка плотности крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете	Не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период
3. Дыхательный клапан	Очистка седла тарелок от окиси металла, грязи, что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз поворачивают, прижимая их к седлу. Не допускается заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, которые закрывают наружные отверстия дыхательных клапанов	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период
Предохранительный клапан	Проверка качества и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоты сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе доливают жидкость той же марки. При обнаружении удаляют с внутренней поверхности колпака снег, лед, иней	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в 10 дней в осенне-зимний период
5. Уровнемер	Проведение контрольной проверки правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя	Каждый раз перед использованием, но не реже 1 раза в месяц
6. Люки: световой, люк-лаз	Визуальная проверка наличия прокладок и затяжки болтов фланцевых соединений	Не реже 1 раза в месяц
7. Перепускное устройство	Проверка плавности открытия и закрытия вентиля	Не реже 2 раз в месяц

Продолжение таблицы 3

8. <u>Приемо-раздаточные патрубки</u>	Проверка герметичности сварных швов	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
9. <u>Сифонный кран</u>	Проверка отсутствия течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении	Не реже 2 раз в месяц
10. <u>Системы пенотушения</u>	Сроки и порядок технического обслуживания систем пожаротушения осуществляется в соответствии с нормативными документами ГУГПС МВД России	
11. <u>Генератор пены ГПСС</u>	Проверка состояния уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешнего вида генератора; состояния рычажной системы; состояния защитной сетки	1 раз в месяц
	Проверка срабатывания ручного привода; промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и исправление мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояний контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверка уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность	1 раз в год
12. <u>Основание и фундамент</u>	Контроль за осадкой основания, проведение нивелирования окрайки днища	В первые 4 года эксплуатации - 1 раз в год; в последующие - 1 раз в 5 лет или при диагностике
13. <u>Лестница шахтная</u>	Контроль за исправным состоянием, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период	Перед использованием, но не реже 1 раза в месяц
14. <u>Система размыва донных отложений</u>	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации

2.2.3. Транспортировка продукта по межпромысловому трубопроводу

Процесс дальнейшей транспортировки нефтепродуктов на нефтегазоконденсатном месторождении реализован с помощью насосной внешней и внутренней перекачки с узлом учета нефти.

В состав насосной входят четыре агрегата внешней перекачки, два агрегата внутренней перекачки и узел учета, предназначенный для оперативного учета перекачиваемой нефти.

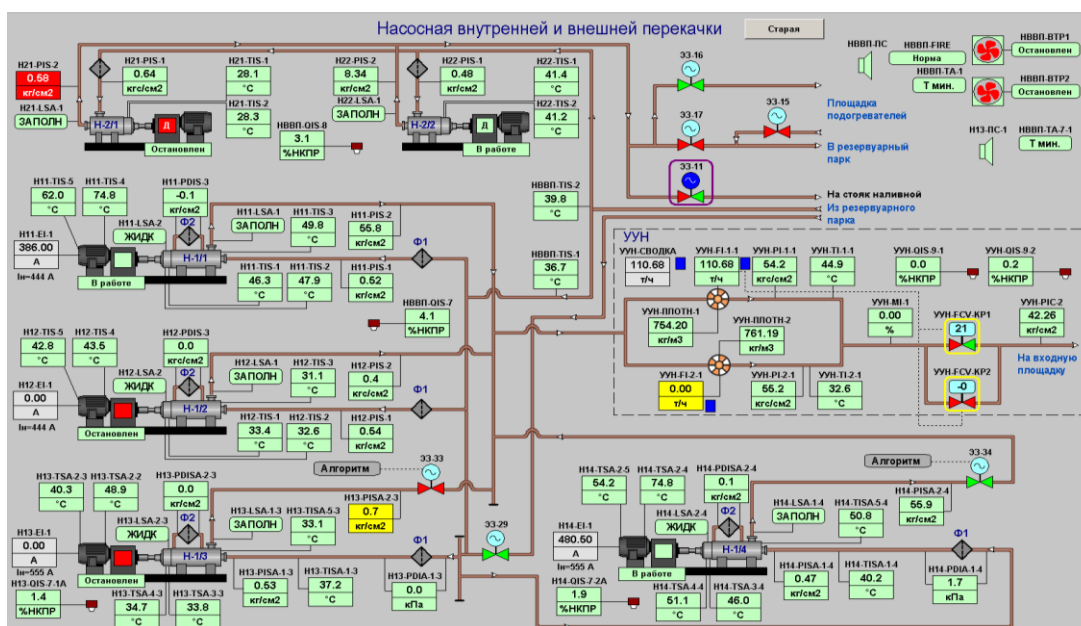


Рисунок 6 – Технологическая схема Насосной внутренней и внешней перекачки с узлом учета нефти [32]

Объемы автоматизации насосов внешней и внутренней перекачки нефти обеспечивают:

- измерение, регистрацию, сигнализацию, блокировку (отключение насоса) по максимальному значению, температуры подшипников, линии разгрузки, насоса и электродвигателя;
- сигнализацию, блокировку (отключение насоса) по минимальному значению, давления на всасе насоса;
- сигнализацию, блокировку (отключение насоса) по минимальному и

максимальному значению, давления на нагнетании насоса;

- сигнализацию срабатывания электрозащиты в ячейке управления;
- дистанционное управление, сигнализацию состояния электрозадвижек;
- контроль, сигнализацию загазованности в насосном блоке с блокировкой (включение) вытяжных вентиляторов при загазованности 20% НКПР;

Технологической схемой предусмотрена возможность подачи некондиционной нефти насосами Н2/1,2 из резервуаров на вход установки, на вход отстойников нефти, на вход печей.

2.2.4. Характеристика применяемого оборудования

2.2.4.1. Насосные агрегаты

В системе внутренней перекачки применяется агрегат насосный ГДМ14-08.00.000ПС.

1. Агрегат насосный герметичный динамический с приводом через магнитную муфту ГДМ14-08-Е-60-125-А-45-У2 ТУ РБ 14617514.001-96 предназначен для откачивания в стационарных условиях нейтральных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей из емкостей,

где ГДМ – тип насоса: герметичный динамический с магнитной муфтой;

14-08 – номер разработки;

Е – исполнение для взрывоопасных производств;

60 – подача м³/ч;

125 – напор, м;

А – исполнение проточной части насоса (А – из углеродистой стали, К – из коррозионностойкой стали);

45 – мощность электродвигателя, кВт;

У2 – климатическое исполнение и категория размещения;

ТУ РБ14617514.001-96 – обозначение технических условий.

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Основные параметры и характеристики агрегата ГДМ14 [43]

Наименование параметра	Значение параметра
Подача номинальная, м3/с (м3/ч)	0,0167 (60)
Напор, м	125 (+-5%)
Кавитационный запас, м не более	4
Давление на входе, МПа	0,5
Исполнение проточной части	Углеродистая сталь

Для откачивания агрессивных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должен применяться насосный агрегат с исполнением проточной части насоса из коррозионностойкой стали. Для откачивания нейтральных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей можно использовать насосный агрегат с исполнением проточной части насоса из углеродистой стали.

Таблица 5 – Ограничения к параметрам перекачиваемой жидкости для агрегата ГДМ14 [43]

Наименование параметра	Значение параметра
Температура на входе, К (градус С), не более	353 (плюс 80)
Кинематическая вязкость м2/с (сСт), не более	30x10-6 (30)
Плотность, кг/м3, не более	780
Наличие механических примесей Массовая доля, %, не более Размер частиц, мм, не более	0,05 0,2
Микротвердость частиц, Мпа (кгс/м3), не более	65 (650)
Наличие ферромагнитных включений	Не допускается
Ограничения к параметрам окружающей среды: Категория взрывоопасности помещений; Климатические условия и категория размещения по ГОСТ 15150-69; Высота над уровнем моря, м, не более	В-1а, В-1г У2 1000

В комплексе с вышеописанным агрегатом для процессов внешней перекачки применяются агрегаты ГДМ8 и ГДМ9.

2. Агрегат насосный герметичный динамический с приводом через магнитную муфту ГДМ8-03-Е-100-750-А-315-У2-ТУ РБ 14617514.001-96, предназначен для перекачивания в стационарных условиях нейтральных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, где ГДМ-тип насоса: герметичный, динамический, с магнитной муфтой;

8 – номер разработки;

03 – модификация;

Е – исполнение для взрывоопасных производств;

100 – подача, м³/ч;

750 – напор, м;

А – исполнение проточной части насоса из углеродистой стали;

315 – мощность;

У2 – климатическое исполнение и категория размещения;

ТУ РБ 14617514.001 – обозначение технических условий.

Таблица 6 – Основные параметры и характеристики агрегата ГДМ8 [43]

Наименование параметра	Значение параметра
Подача номинальная, м ³ /с (м ³ /ч)	0,0278 (100)
Напор, м	750 (+-5%)
Допускаемый кавитационный запас, м не более	2,5
Давление на входе, МПа	2,5
Исполнение проточной части	Углеродистая сталь

Таблица 7 – Ограничения к параметрам перекачиваемой жидкости для агрегата ГДМ8 [43]

Наименование параметра	Значение параметра
Температура на входе, К (градус С), не более	323 (плюс 50)

Продолжение таблицы 7

Кинематическая вязкость м ² /с (сСт), не более	30×10 ⁻⁶ (30)
Плотность, кг/м ³ , не более	860
Наличие механических примесей Массовая доля, %, не более Размер частиц, мм, не более	0,05 0,2
Микротвердость частиц, Мпа (кгс/м ³), не более	65 (650)
Наличие ферромагнитных включений	Не допускается
Ограничения к параметрам окружающей среды: Категория взрывоопасности помещений; Климатические условия и категория размещения по ГОСТ 15150-69; Высота над уровнем моря, м, не более	V-1а, V-1г У2 1000

3. Агрегат ГДМ9 имеет идентичные ограничения к параметрам перекачиваемой жидкости, что и агрегат ГДМ8. Различия заключаются лишь в параметрах и характеристиках самого агрегата.

Таблица 8 – Параметры и характеристики агрегата ГДМ9 [43]

Наименование параметра	Значение параметра
Подача номинальная, м ³ /с (м ³ /ч)	0,0194 (70)
Напор, м	750 (+-5%)
Допускаемый кавитационный запас, м не более	3
Давление на входе, МПа	3,2
Исполнение проточной части	Углеродистая сталь

2.2.4.2. Узел учета нефти

Узел учета нефти содержит в своем составе две измерительные линии (одна рабочая, одна резервная, она же контрольная), счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF400 с преобразователем модели 2700, узел

контроля влагосодержания с ручным пробоотборником «Стандарт-Р» и автоматическим влагоанализатором УДВН-1пм.

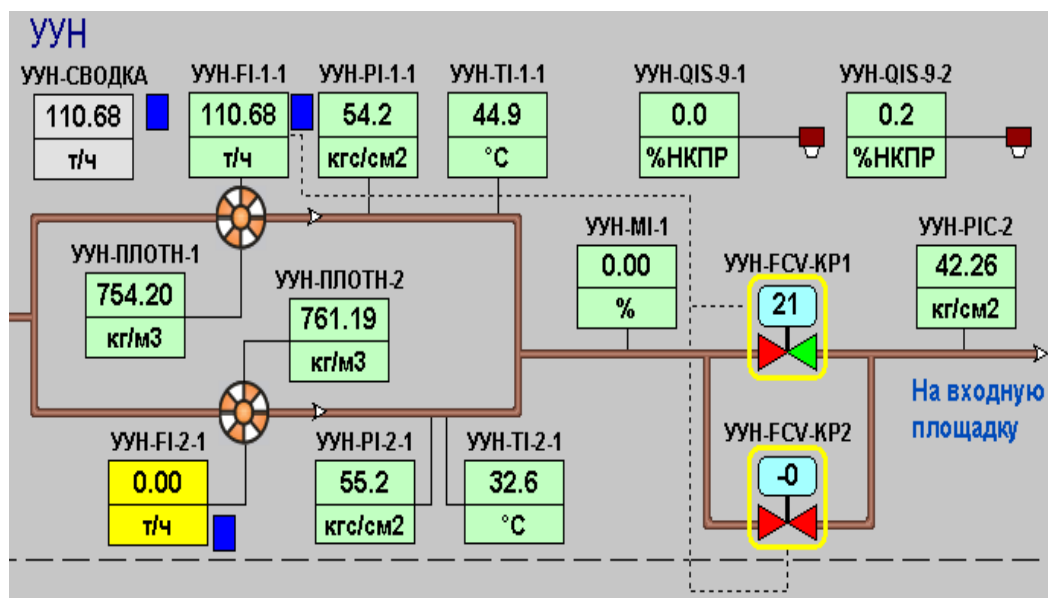


Рисунок 7 – Узел учета нефти на нефтегазоконденсатном месторождении [32]

В узле учета нефти для измерения массового расхода и массы жидкости в составе эталонной измерительной линии системы измерений количества и показателей качества нефти используется счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF400 с преобразователем модели 2700.

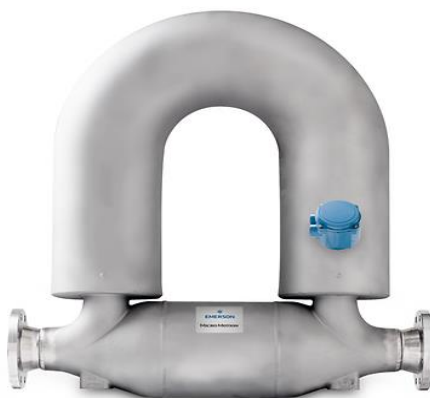


Рисунок 8 – Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF400 с преобразователем модели 2700

Таблица 9 – Технические характеристики счетчика-расходомера
Micro Motion CMF400 [32]

Наименование	Значение
Номинальный диаметр	DN 150
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч	от 55 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массового расхода и массы жидкости, %, не более	±0,1
Выходной сигнал	Импульсный, частотой до 10 кГц
Параметры окружающей среды: - температура, °С - относительная влажность, %	от минус 40 до плюс 60 от 5 до 95

Ручной пробоотбойник Стандарт-Р предназначен для отбора пробы нефти из трубопроводов при рабочем давлении от 0,2 до 6,3 Мпа, и разработан в соответствии с ГОСТ 2517-85 (изменение № 1) «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». Диаметр обводной линии DN 50 мм.



Рисунок 9 – Пробоотборник нефти Стандарт-Р [32]

Эксплуатационное назначение – оперативный контроль качества перекачиваемой нефти аналитическим путем в лабораторных условиях.

Таблица 10 – Технические характеристики пробоотборника нефти
Стандарт-Р [32]

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм:	
Стандарт - Р	220x180x175
Масса кг, не более:	
Стандарт-Р	8

Таблица 11 – Характеристика отбираемого продукта [32]

Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	120x10 ⁻⁶
Массовая доля содержания воды, %, не более	98
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Температура, С	+5...+90
Массовая доля содержания сернистых соединений, %, не более	3,5
Концентрация хлористых солей, г/л, не более	30

Влагоанализаторы УДВН-1пм предназначены для измерения содержания воды в нефти в объемных долях в автоматическом режиме. Используются в составе блока контроля качества нефти, а также для контроля влагосодержания в нефти в процессе ее подготовки.



Рисунок 10 – Влагоанализатор поточный УДВН-1пм [32]

Таблица 12 – Характеристики влагоанализатора поточного УДВН – 1 пм

Модификация влагомера	Диапазон измерений, объемная доля воды, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля воды, % (W– показания влагомера, объемная доля воды, %)	Дополнительная погрешность влагомера при измерении температуры измеряемой среды на каждые 10 градусов С от средней температуры рабочего диапазона не должна превышать, объемная доля воды, %
УДВН - 1 пм	0,01 – 2,0	+/- 0,05	+/- 0,01

Таблица 13 – Основные метрологические и технические характеристики влагоанализатора УДВН-1 пм [32]

Диапазон температур измеряемой среды, °С	
- исполнение Т	От T _{min} до T _{max}
- исполнение обычное	+5...+50
T _{min} и T _{max} выбираются из интервала, °С	-2...+75
Где T _{max} – T _{min} ≤ 35°С	
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От P _{min} до P _{max}
P _{min} до P _{max} выбираются из интервала	530 – 1050
Где P _{max} – P _{min} ≤ 200 кг/м ³	
Температура окружающей среды, °С	+5+50
Давление измеряемой среды в трубопроводе МПа, не более	6,4
Представление результатов измерений	в цифровом варианте
Режим работы влагомера	непрерывный
Обработка результатов измерений	автоматическая
Время установления рабочего режима, с, не более	20

Продолжение таблицы 13

Выходные сигналы:	
- с электронного блока унифицированный сигнал постоянного тока, мА	4 – 20
- с первичного преобразователя сигнал постоянного напряжения, мВ	0 – 2400
Цифровой интерфейс:	RS 232,RS 485
Максимальное расстояние от первичного преобразователя до электронного блока, м	700
При сопротивлении одного провода линии связи, Ом, не более	5
Средняя выработка на отказ с доверительной вероятностью 0,95, час, не менее	25000
Средний срок службы, лет	10
Потребляемая мощность, В*А, не более	20
Сопротивление изоляции, МОм, не менее	20
Напряжение электропитания, В	198...220...242
Масса, кг, не более	
Блок электронный	10
Первичный преобразователь	10
Габаритные размеры, мм, не более	
Блок электронный	482×132×314
Первичный преобразователь	260×210×65
Степень защиты оболочки	
Блок электронный	IP 30
Первичный преобразователь	IP 67

Поступающая с товарных резервуаров нефть с обводненностью не более 0,5% перекачивается насосами ГДМ-9 и ГДМ-8 через оперативный узел учета нефти (УУН), далее по основному нефтепроводу диаметром 273×12 мм «Казанское НГКМ – Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ», либо через резервную нить нефтепровода диаметром 219×8, и через СИКН №567 ПСП «Лугинецкое» сдается в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть». Протяженность нефтепровода «Казанское НГКМ – Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ» составляет 120 км [32].

2.2.5. Контроль качества нефти

Показатели качества нефти должны соответствовать:

А) при приеме в систему магистрального нефтепровода (МН):

- ГОСТ Р 51858 с изменениями и дополнениями от 2012 г [8];
- договорам об оказании услуг по транспортировке нефти;
- техническим условиям на подключение объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам согласно ОР-03.100.50-КТН-129-14 [34].

Б) при сдаче из системы МН:

- ГОСТ Р 51858 с изменениями и дополнениями от 2012 г;
- договорам об оказании услуг по транспортировке нефти.

Оценка показателей качества нефти проводится в испытательных лабораториях, которые должны соответствовать требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий», критериям аккредитации, МИ 3342-11 «Требования к испытательным лабораториям, осуществляющим контроль показателей качества нефти». Испытательные лаборатории должны быть аккредитованы в национальной системе аккредитации испытательных лабораторий РФ [34].

В соответствии с ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» для отбора проб нефти применяют пробоотборники

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(автоматические или ручные пробоотбойники, стеклянные и металлические трубки, дюритовые шланги диаметром 9-12 мм и другие) [7].

Точечные пробы нефти и нефтепродуктов из вертикального резервуара отбирают стационарным или переносным пробоотборником с трех уровней:

- верхнего - на 250 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;
- среднего - с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;
- нижнего: для нефти - нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, для нефтепродукта - на 250 мм выше днища резервуара.

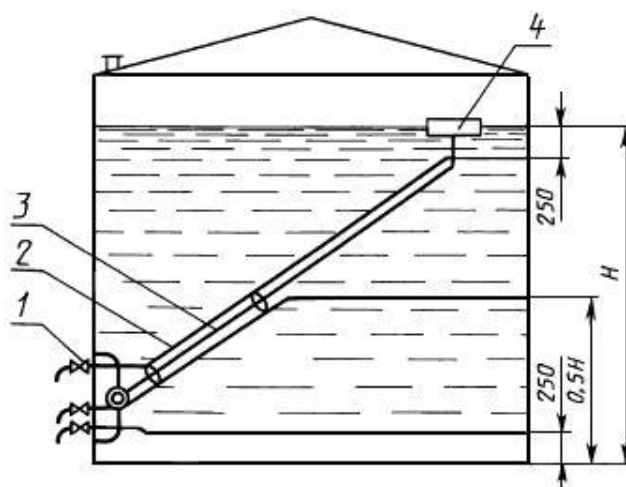


Рисунок 11 – Стационарный пробоотборник для отбора точечных проб с трех уровней [7]:

1 – кран; 2 – пробозаборные трубки; 3 – несущий рычаг; 4 – поплавок

Объединенную пробу нефти или нефтепродукта составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1 [7].

Результаты исследований передаются в ПАО «Транснефть» в установленные сроки. Только с учетом соблюдения всех вышеперечисленных требований, нефть принимается непосредственным заказчиком.

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3. Техническое обслуживание нефтепроводов, методы борьбы с коррозией

В процессе эксплуатации трубопроводов на нефтегазоконденсатном месторождении, в целях обеспечения требований промышленной безопасности, выполняются следующие виды работ:

1. Осмотр трасс трубопроводов (для всех видов трубопроводов).
2. Обследования переходов через автомобильные дороги общего пользования (только для внутрипромысловых и межпромысловых).
3. Ревизия (для всех видов трубопроводов).
4. Периодические испытания (для всех видов).
5. Очистка внутренней полости трубопроводов пропуском очистных устройств (только для межпромысловых трубопроводов).
6. Плановый (текущий или капитальный) ремонт (для всех видов).
7. Техническое обслуживание и ремонт трубопроводной арматуры (для всех видов).
8. Техническое диагностирование трубопроводной арматуры (для всех видов).
9. Коррозионное обследование трубопроводов, обеспеченных комплексными средствами ЭХЗ (для всех видов).
10. Продление срока эксплуатации (далее экспертиза промышленной безопасности) (для всех видов) [38].

1. Осмотр трасс трубопроводов должен осуществляться одним из четырех способов:

- наземным осмотром, выполняемым пешим порядком;
- воздушным осмотром;
- наземным осмотром на транспортных средствах (включая плавсредства при патрулировании подводных переходов);

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При осмотре трасс трубопроводов особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
 - показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в трубопроводе и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом;
 - состоянию сварных и фланцевых соединений;
 - состоянию запорной арматуры;
 - выявлению оголений трубопроводов;
 - состоянию переходов через искусственные и естественные преграды;
 - образованию промоин и размывов, состоянию берегоукреплений;
 - состоянию вдольтрассовых сооружений (защитных противокоррозионных и противопожарных сооружений, указательных знаков, вдольтрассовых дорог);
 - земляным и строительным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
 - появлению несанкционированных переездов через трубопроводы;
 - наличию несанкционированных врезок;
 - состоянию защитных кожухов трубопроводов;
 - состоянию изоляции на открытых (видимых) участках трубопроводов
- [38].

2. При обследовании переходов через автомобильные дороги необходимо контролировать:

- заглубление участков трубопровода и минимальные расстояния от концов защитного футляра (кожуха) на соответствие проектной документации (документации);
- состояние открытых (видимых) частей футляров (кожухов) трубопровода, футеровки, опор, манжет, вытяжных свечей, расстояния от вытяжной свечи до оси трубопровода, подошвы земляного полотна

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

автомобильной дороги;

– нарушений земляного покрова, опасных для трубопровода проседаний и выпучиваний грунта в местах пересечения трубопровода с автомобильными дорогами всех категорий, а также установку знаков, запрещающих остановку транспорта.

3. Ревизия трубопроводов имеет следующие основные назначения:

- проверка правильности выбора проектных параметров;
- оценка текущего состояния трубопроводов;
- оценка надежности трубопроводов проверкой на прочность;
- оценка скорости коррозии;
- разработка мероприятий по поддержанию целостности трубопроводов, включая капитальный ремонт и реконструкцию.

Основными критериями выбора участков трубопровода для ревизии является:

- наличие отказов связанных с потерей герметичности трубопровода;
- изменение направление потока (отводы, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее);
- тупиковые и временно не работающие участки, где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию;
- тупиковые участки трубопроводов, находящиеся под давлением;
- места входа в землю, выхода из земли при подземном расположении трубопровода;
- оголение трубопровода [38].

4. Все трубопроводы испытываются на прочность пробным давлением, равным 1,25 от проектного (разрешенного) давления.

Время выдержки испытательного (пробного) давления на прочность составляет 0,5 часа. Целью проверки является выявление подросших дефектов в трубах в управляемом режиме, исключаяем внезапные отказы при дальнейшей эксплуатации, а также проверка на герметичность запорной

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

трубопроводной арматуры.

5. Очистка внутренней полости трубопроводов. На трубопроводах, оборудованных узлами (камерами или кранами) пуска-приема очистных устройств, с целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, должна проводиться очистка внутренней полости трубопровода пропуском очистных устройств.

Во время очистки категорически запрещается:

- присутствие на площадках узлов запуска и приема очистных устройств лиц, не участвующих в проведении очистных работ;
- проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне трубопровода;
- переезд трассы трубопровода транспортом и механизмами [38].

6. Плановый (текущий и капитальный) ремонт.

К ремонтным работам на трубопроводах, относится комплекс работ по восстановлению исправности или работоспособности трубопроводов, а также их составных частей.

Ремонтные работы подразделяются на следующие виды:

- плановые ремонтные работы;
- внеплановые ремонтные работы;
- аварийно-восстановительные ремонтные работы.

К плановым ремонтным работам относятся работы по пооперационному контролю качества ремонтных работ, в том числе с применением методов технической диагностики, а также комплексные и индивидуальные испытания.

К внеплановым ремонтным работам относятся работы, связанные с отказом трубопровода или его неудовлетворительным техническим состоянием.

К аварийно-восстановительным ремонтным работам относят работы, которые выполняются в минимально необходимом объеме в целях восстановления

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

безопасной работоспособности трубопровода [38].

7. Техническое обслуживание и ремонт арматуры

Трубопроводная арматура является одним из наиболее ответственных технических устройств трубопровода, на которой предусматривается выполнение технического обслуживания и ремонта (далее ТОиР).

Трубопроводная арматура (далее ТПА), подразделяется на:

- запорную арматуру (шаровые краны, задвижки);
- регулирующую арматуру (вентили, клапаны);
- предохранительную арматуру (клапаны);
- обратную арматуру (затворы, клапаны).

Виды работ по обслуживанию ТПА:

- Текущий (плановый) осмотр (ТО);
- сезонное обслуживание (СО);
- текущий ремонт (ТР);
- техническое диагностирование (ТД);
- средний ремонт (СР);
- капитальный ремонт (КР);
- обслуживание при хранении (ТО при хранении);
- обслуживание при консервации объекта (ТО при консервации).

Периодичность ТОиР трубопроводной арматуры представлена в Таблице 14.

Таблица 14 – Периодичность ТОиР трубопроводной арматуры [38]

Наименование ТПА	DN	ТО	СО	ТР	ТД	СР и КР	ТО при хранении и консервации
Запорная арматура							
шаровые краны	50–200	1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.	По результата там ТО, СО	1 раз в 10 лет	По результата там ТД	1 раз в 12 мес.
конусные краны							
задвижки							

Продолжение таблицы 14

Запорная арматура							
шаровые краны	300–1400	1 раз в 1 мес.	1 раз в 6 мес.	По результатам там ТО, СО	1 раз в 10 лет	По результатам там ТД	1 раз в 12 мес.
конусные краны							
затвора							
Регулирующая арматура							
регулирующие шаровые краны	50–1400	1 раз в 1 мес.	1 раз в 6 мес.	По результатам там ТО, СО	1 раз в 10 лет	По результатам там ТД	1 раз в 12 мес.
регулирующие клапаны							
Предохранительная арматура							
обратные клапаны	50–1400	1 раз в 3 мес.	1 раз в 12 мес.	По результатам там ТО, СО	1 раз в 10 лет	По результатам там ТД	1 раз в 12 мес.
предохранительные клапаны							
обратные затворы							

8. Техническое диагностирование арматуры

Техническое диагностирование (далее диагностирование) трубопроводной арматуры проводится периодически, каждые 10 лет эксплуатации, а также в случаях если:

- в результате проведения технического обслуживания выявлено неудовлетворительное состояние отдельных узлов и деталей (негерметичность, заклинивание или длительное время перестановки (открытия-закрытия) затвора, стуки, прогрессирующий коррозионный износ, трещинообразование), которое может привести к критическим отказам, или имели место неоднократно повторяющиеся отказы;

- эксплуатация осуществлялась при воздействии факторов, которые превышают расчетные параметры (давление и внешние силовые нагрузки, температура), или подвергалась аварийным воздействиям (пожар, замерзание воды в корпусе, сейсмическое воздействие);

– выработан срок службы, установленный конструкторской и нормативно-технической документацией или срок эксплуатации превышает 20 лет (в случае если в технической документации отсутствуют сведения о назначенных показателях).

Основные виды работ по диагностированию арматуры включают:

- анализ, обработка и экспертиза комплекта эксплуатационной документации;
- визуально-измерительный контроль основных узлов и деталей;
- контроль работоспособности (функционирования) привода;
- контроль герметичности затвора;
- контроль состояния металла и сварных соединений корпуса неразрушающими методами;
- оценка технического состояния, с выдачей заключения о возможности продления срока дальнейшей безопасной эксплуатации. Оценку остаточного ресурса арматуры выполняют, как правило, в рамках проведения экспертизы промышленной безопасности [38].

9. Коррозионное обследование трубопроводов, обеспеченных комплексными средствами электрохимической защиты

Коррозионные обследования на нефтегазоконденсатном месторождении в зависимости от сложности и объема получаемой информации делятся на 3 вида:

- приемочное (первичное);
- комплексное периодическое;
- детальное комплексное.

Приемочное обследование

Основные задачи приемочного обследования:

– оценка защищенности трубопровода и состояния защитных покрытий, технического состояния установок катодной защиты (УКЗ), установок дренажной защиты (УДЗ), контрольно-диагностических пунктов (КДП),

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

установок протекторной защиты (УПЗ), контрольно-измерительных пунктов (КИП), состояния трубопровода в местах переходов через автодороги, средств телеконтроля и коррозионного мониторинга, вставок электроизолирующих (ВЭИ);

- выдача замечаний и корректирующих мероприятий;
- оптимизация режимов работы УКЗ, УДЗ, УПЗ;
- подготовка паспорта системы ПКЗ вновь построенного и/или реконструированного объекта или документации для сертификации системы ПКЗ.

Приемочное обследование проводится на новых трубопроводах или реконструированных участках трубопроводов по истечении весенне-летнего периода с момента укладки трубопровода в грунт, но не позднее 12 месяцев после ввода объекта в эксплуатацию [38].

Комплексное периодическое обследование

Целями комплексного периодического обследования являются:

- разработка рекомендаций по оптимизации режимов работы средств ЭХЗ и эффективной эксплуатации системы ПКЗ;
- оценка текущего состояния комплексной защиты;
- планирование работ по реконструкции и ремонту средств ПКЗ, в том числе по системе технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

Основными задачами комплексного периодического обследования является:

- определение оптимальных (рекомендуемых) режимов работы средств ПКЗ с учетом изменившихся свойств изоляции объекта;
- определение состояния защитного покрытия (определяются сопротивление защитного покрытия, места нарушения его сплошности и изменение физико-механических свойств);
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности (высокой коррозионной опасности (далее ВКО),

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повышенной коррозионной опасности (далее ПКО), умеренной коррозионной опасности (далее УКО)), с учетом результатов внутритрубной диагностики и неразрушающего контроля;

- определение эффективности ЭХЗ;
- разработка рекомендаций по режимам защиты повышению эксплуатационной надежности средств ЭХЗ, срокам и виду очередного обследования.

Сроки проведения комплексных периодических (повторных) обследований раз в 5 - 10 лет, с учетом фактического технического состояния объекта и рекомендаций предыдущих коррозионных обследований [38].

Детальное комплексное обследование

Детальное комплексное обследование дает возможность получить наиболее достоверную оценку коррозионного состояния объекта с целью определения фактического коррозионного состояния объекта и эффективности его ПКЗ.

Целью детального комплексного обследования является оценка фактического коррозионного состояния объекта и эффективности ПКЗ.

Задачами детального комплексного обследования выступает:

- выявление мест коррозионных повреждений;
- локализация коррозионно-опасных участков объекта;
- ранжирование участков обследованного объекта по видам коррозионных дефектов;
- подготовка материалов для прогноза коррозионного состояния;
- определение причин и динамики коррозионных процессов;
- разработка рекомендаций по ремонту участков объекта с коррозионными повреждениями.

Детальные комплексные обследования проводят не реже одного раза в 10 лет [38].

					Анализ эксплуатации системы транспорта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. Экспертиза промышленной безопасности

Планирование работ по экспертизе промышленной безопасности (ЭПБ) производится ЦДПНГиК, ЛЭС с периодичностью 1 раз в 3 года. В график включаются трубопроводы срок безопасной эксплуатации, которых истекает в период планирования - 3 календарных года.

Методы борьбы с коррозией

Защита надземных трубопроводов и резервуаров от коррозии с внешней стороны на нефтегазоконденсатном месторождении производится грунтовкой ФЛ-03К ГОСТ 9109-81 в два слоя и эмалью ХВ-124 по ГОСТ 10144-89 в три слоя.

Антикоррозионное покрытие подземных участков трубопроводов предусмотрено битумно-уретановой системой «БИУРС» в соответствии с технологической инструкцией по ТУ 51-31323949-80-2001 [38].

Для защиты трубопроводов, резервуаров и оборудования от коррозии и солеотложений изнутри на нефтегазоконденсатном месторождении предусматривается применение ингибиторов, вводимых на водозаборных скважинах.

В таблице указана характеристика и рекомендуемая дозировка предлагаемого ингибитора коррозии.

Таблица 15 – Характеристика и рекомендуемая дозировка предлагаемого ингибитора коррозии [38]

№	Наименование	Показатель	Примечание
1	Назначение агента	Используется против ручейковой коррозии	СНПХ 6301 «КЗ»
2	Рекомендуемая дозировка	~ 50 г/м ³	Может быть введен в чистом виде и в виде р-ра

Продолжение таблицы 15

3	Агрегатное состояние и однородность	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	
4	Растворимость	Хорошая растворимость в нефти. Дисперсивен в воде	
5	Плотность при 20°C, кг/м ³	905	
6	Вязкость при 20°C, мм ² /с	Не более 25	
7	Температура застывания	-40°C	
8	Температура вспышки, °C	+36°C	ЛВЖ
9	Токсикологическая характеристика	В воздухе рабочей зоны ОБУВ, мг/м ³ - 40	3 класс умеренно опасных веществ

Для защиты оборудования и трубопроводов системы ППД от отложений солей предусматривается применение ингибитора СНПХ-5312. Ингибитор солеотложений СНПХ-5312 выпускается в виде двух марок: СНПХ-5312-С и СНПХ-5312-Т, что позволяет избирательно подбирать реагент к конкретным условиям. Основные характеристики ингибитора СНПХ-5312 представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика ингибитора солеотложений СНПХ-5312 [38]

Наименование показателей	Основные характеристики	
	СНПХ-5312-С	СНПХ-5312-Т
Внешний вид	Жидкость	
Плотность при 20°C, г/см ³	1080-1170	
Водородный показатель (рН)	1,0-1,8	5,5-7,0
Температура застывания, °C, не выше	минус 45	
Удельный расход ингибиторов для защиты трубопроводов системы ППД, г/м ³	5-30	
Расход ингибиторов на приготовление жидкостей глушения, кг/м ³	0,11	

3. Расчетная часть. Расчет остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов на основе статических методов

Технологический расчет выпускной квалификационной работы включает расчет остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов на основе статических методов, выполненный по методике, представленной в учебном пособии [41].

Для условий представленного проекта были приняты следующие исходные данные (таблица 17).

Таблица 17 – Исходные данные[41]

Параметр	Значение	Ед. измерения
Условный диаметр трубы	273	мм
Марка стали	09Г2С	
Временное сопротивление разрыву	471	МПа
Предел текучести	265	МПа
Коэффициент надежности по материалу	1,55	
Коэффициент надежности по назначению трубопроводов	1,0	
Рабочее давление	6,3	МПа
Температура эксплуатации трубопровода	20	°С
Категория участка трубопровода	III	
Коэффициент условий работы трубопровода	0,9	

					Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Вьюшкин Д.И.				Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						60	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

3.1. Определение расчетной и отбраковочной толщины стенок труб

Проверочный расчет толщины стенки t_R трубопровода, а также ее определение в случае ремонта по результатам диагностики производится согласно СП 34-116-97 следующим образом:

$$t_R = \frac{\gamma_f \eta p D_H}{2(R + 0.6 \gamma_f p)}, \quad (1)$$

$$t_R = \frac{1,15 * 1 * 6,3 * 0,273}{2 * (265 + 0,6 * 1 * 1,15 * 6,3)} = 0,0036 \text{ м} = 3,6 \text{ мм},$$

где γ_f - коэффициент надежности по нагрузке;

η - коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, значение которого принимается согласно СП 34-116-97 (для труб, заглушек и переходов - 1);

P - рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_H - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

где значения R определяются:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород,

$$R = \min \left\{ \frac{R_1^H m_2}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_2^H m_2}{0,9 \gamma_n} \right\}, \quad (2)$$

где R_1^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб = 471 МПа;

R_2^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб = 265 МПа;

γ_n - надежность по назначению трубопроводов = 1,0;

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

γn - надежность по назначению трубопроводов = 1,0;

γn - надежность по назначению трубопроводов = 1,0;

γm - условий работы трубопровода m_2 надежности по материалу = 1,55;

m_2 - коэффициент условий работы трубопровода = 0.9.

$$R = \min \left\{ \frac{471 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1,0} ; \frac{265 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 1,0} \right\} = \min \{273,5 ; 265\} = 265 \text{ МПа.} \quad (3)$$

Номинальную толщину стенки определяем по формуле:

$$t_n = t_R + S_T + S_K, \quad (3)$$

где S_T - технологический припуск;

S_K - припуск на коррозию.

Примем тогда : $S_T + S_K = 8,4$ мм,

$$t_n = 3,6 + 8,4 = 12 \text{ мм.} \quad (4)$$

Отбраковочную толщину стенок труб определяем по формуле:

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = \frac{265 \cdot 1}{471 \cdot 0,9} = 0,625, \quad (5)$$

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = \frac{265 \cdot 1}{471 \cdot 0,9} = 0,625 < 0,75,$$

поэтому расчет ведут по формуле:

$$t_{отб} = \frac{np \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + np)} = \frac{1,2 \cdot 6,3 \cdot 1 \cdot 0,273}{2 \cdot (0,9 \cdot 265 \cdot 1 + 1,2 \cdot 6,3)} = 0,0041 \text{ м} = 4,1 \text{ мм.} \quad (6)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

где α - коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы;

m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1.

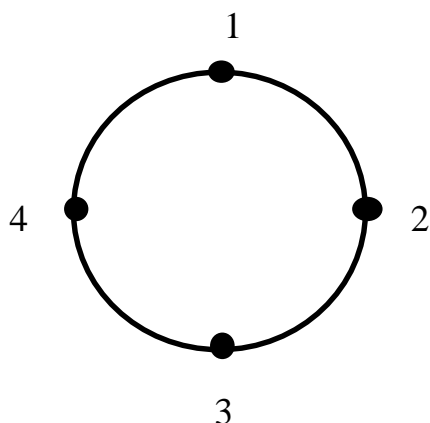
3.2. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

Исходные данные по расчету 3.1. замеры толщины стенок труб по результатам диагностики представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Толщина стенок по результатам диагностики

Номер замеряемого места по схеме	Толщина стенки, мм				Номинальная t_{nk}	Диаметр трубы, мм
	Фактическая t_k					
1	8,4	8,4	8,3	8,5	12	273
2	8,3	8,3	8,2	8,6	12	273
3	8,5	8,6	8,6	8,8	12	273
4	8,2	8,5	8,3	8,4	12	273
5	9,0	9,1	8,9	8,8	12	273

Расположение мест замеров толщины стенки по сечению трубы:



Расчет вероятной минимальной толщины стенок труб диаметром 273 мм.

Среднеквадратическое отклонение измеряемой толщины определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (t_k - t_{cp})^2}, \quad (7)$$

где $t_{cp} = \frac{\sum_1^N t_k}{N} = \frac{170,7}{20} = 8,535$;

N - число замеров;

t_k - значение замеренной толщины;

t_{cp} - среднее значение замеренной толщины.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1,28}{19}} = 0,26.$$

Вероятная минимальная толщина стенки трубопровода:

$$t_{min} = t_{cp} - 2\sigma, \quad (8)$$

$$t_{min} = 8,535 - 2 * 0,26 = 8,02 \text{ мм},$$

$$t_{min} > t_{отб}; \quad 8,02 > 4,1.$$

Следовательно допускается дальнейшая эксплуатация трубопровода.

Средняя скорость коррозии составляет:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{12 - 8,02}{12} = 0,33 \frac{\text{мм}}{\text{год}}. \quad (9)$$

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

Остаточный ресурс трубопровода составляет:

$$\tau_{cp} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{8,02 - 4,1}{0,33} = 11,9 \text{ лет.} \quad (10)$$

Полученные расчетные данные позволяют сделать вывод, что исследуемый трубопровод диаметром 273×12 обладает повышенной коррозионной устойчивостью и достаточной износостойкостью, которые позволят бесперебойно функционировать описанному трубопроводу на протяжении 11,9 лет без проведения мероприятий капитального ремонта.

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

4. Социальная ответственность

Введение

Качественная и бесперебойная работа нефтепровода зависит от характеристик его надежности. Такие характеристики утверждаются и закладываются на стадии проектировки и строительства нефтепровода и поддерживаются на стадии эксплуатации при помощи технического обслуживания и ремонта.

Данная часть работы посвящена рассмотрению возможного влияния функционирования нефтепровода на экологическое состояние атмосферы, гидросферы и литосферы; используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы человека; техники безопасности при работе с оборудованием и действий при чрезвычайных ситуациях.

В разделе также проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации нефтепровода и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					66	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства при работе с нефтепроводом

В соответствии с ФЗ от 28.12.2013г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [2] работники, задействованные на нефтяных промыслах, заняты на работах с вредными или опасными условиями труда.

В соответствии со ст. 117 ТК РФ [5] работникам, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда, полагается дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск в размере 7 (семи) календарных дней.

В соответствии со ст. 147 ТК РФ оплата труда работников, занятых на работах с вредными или опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда таким работникам составляет 4 процента тарифной ставки (оклада).

Так как рассматриваемые нефтепроводы расположены в Томской области, в районе, приравненном к условиям крайнего Севера, работники, задействованные на данном производстве, имеют право на получение повышенного районного коэффициента в размере 1,7 в соответствии со ст. 10 ФЗ № 4520-1 от 19.02.1993 года «о государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях» [3], а также на основании Постановления Госкомтруда от 29.12.1964 № 611/35 «О районном коэффициенте к заработной плате работников предприятий и организаций нефтяной и газовой промышленности».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочие места сотрудников, осуществляющих свою трудовую деятельность на нефтепроводах, должны быть правильно организованы с наиболее удобным и быстрым доступом к оборудованию.

Для наиболее безопасной и эффективной работы необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений станций на месторождениях, учитывая стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) от 30 июня 2003 г., а также с приложением к приказу Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013г №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», на рабочих местах сотрудников нефтепроводов предусмотрено соблюдение следующих правил и проведение следующих мероприятий [30]:

- 1.** Персонал производственных объектов в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должен быть обеспечен соответствующими средствами коллективной защиты. Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.
- 2.** На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи.

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами. Замеры уровня освещенности следует проводить перед вводом объекта в эксплуатацию, после реконструкции помещений, систем освещения, а также ежегодно на рабочих местах.

4. В производственных помещениях необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение. Светильники аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимого источника.

5. Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м, а ширина рабочих проходов - 0,75 м. Для передвижных и блочно-модульных установок и агрегатов ширина рабочих проходов допускается не менее 0,5 м.

6. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

7. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров - не более 50°), ширина лестниц должна быть не менее 65 см, у лестницы для переноса тяжестей - не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2 - 5°.

8. Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими шириной не менее 60 см и иметь, начиная с высоты 2 м, предохранительные дуги радиусом 35 - 40 см, скрепленные между собой полосами. Дуги располагаются на расстоянии не более 80 см одна от другой. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 70 - 80 см. Лестницы

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

необходимо оборудовать промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой.

9. Рабочие площадки на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм.

10. Все потенциально опасные места объектов нефтегазодобычи (открытые емкости, трансмиссии) должны иметь ограждения, закрывающие доступ к ним со всех сторон.

11. Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма. Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения [30].

4.2. Производственная безопасность

4.2.1. Вредные и опасные факторы при работе с нефтепроводом

Сотрудники, задействованные при работе с нефтепроводом, осуществляют перечень основных работ по техническому обслуживанию. В ходе выполнения таких работ персонал сталкивается с рядом опасных и вредных факторов, которые перечислены в таблице 19.

Таблица 19 – Опасные и вредные производственные факторы [15]

Источник фактора, наименование выполняемых работ	Вредные	Опасные	Нормативные документы
1. Технический осмотр нефтепровода (объезд, обход)	1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Тяжесть и напряженность физического труда	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Электробезопасность 3. Пожаро- и взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.004–91 (пожарная безопасность) ГОСТ 12.1.005–88 (санитарно-гигиенические)

2. Земляные работы по устранению размывов и просадок грунта	3. Повреждения в результате контакта с животными 4. Повышенный уровень шума		требования к воздуху рабочей зоны) ГОСТ 12.1.008-76 (биологическая безопасность) ГОСТ 12.1.010-76 (взрывобезопасность) ГОСТ 12.2.011-2012 (машины строительные, дорожные и землеройные) ГОСТ 12.4.011-89 (средства защиты работающих) СанПиН 2.2.2776-10 (гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев проф. заболеваний)
---	--	--	---

4.2.2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

Районы Крайнего Севера хранят многолетнемерзлый грунт, и наделены резко континентальным климатом. К показателям климата относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, а также величину атмосферного давления. Климат районов Крайнего Севера обладает низкими среднегодовыми температурами, очень суровой зимой.

Работы по устранению дефектов нефтепровода осуществляются на открытых площадках, персонал вынужден работать в условиях сильного ветра, атмосферных осадков, высоких и низких температур. Такие отклонения показателей микроклимата могут привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и стать причиной заболевания.

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются в соответствии с постановлением главы администрации (губернатор) Томской области от 16.12.2002г № 370 «Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области». Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе в Томской области [6]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	- 40
Не более 5,0	- 35
5,1 - 10,0	- 25
10,1 – 15,0	- 15
15,1 – 20,0	- 5
Более 20,0	0

Работники, которые выполняют свои трудовые функции на открытом воздухе при низких температурах, подвержены получению следующих травм:

- переохлаждение организма;
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. Комплект одежды включает: куртку (телогрейку), ватные штаны, свитер, головной убор (шапка), перчатки, обувь.

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения работников.

Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями: капюшон, функциональные карманы. В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками). Доставка людей к рабочему месту осуществляется в специальных автомобилях, с системой отопления салона [6].

4.2.3. Тяжесть и напряженность физического труда

В соответствии с руководством по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса тяжесть труда представляет собой характеристику трудового процесса, отражающую преимущественную нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма, обеспечивающие его деятельность. Тяжесть труда сопряжена с физической динамической нагрузкой, массой поднимаемого и перемещаемого груза, общим числом стереотипных рабочих движений, глубиной и частотой наклона корпуса, перемещениями в пространстве.

Напряженность труда – это характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника. К факторам, характеризующим напряженность труда, относятся: эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы.

Для того, чтобы не допустить возникновения различных заболеваний, для сотрудников нефтегазовой отрасли, задействованных при работах с нефтепроводами, предусмотрены допустимые показатели физической нагрузки, которые представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Допустимые показатели физической нагрузки для работников, занятых на нефтепроводах, за смену [24]

Показатели тяжести трудового процесса	Допустимые показатели (средняя физическая нагрузка)
1. Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг- м:	

1.1. При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) при перемещении груза на расстояние до 1 м: для мужчин	До 5000
1.2. При перемещении груза на расстояние от 1 до 5 м: для мужчин	До 25000
1.3. При перемещении груза на расстояние до 5 м: для мужчин	До 46000
2. Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную, кг:	
2.1. Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2 раз в час): для мужчин	До 30
2.2. Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение рабочей смены: для мужчин	До 15
2.3. С рабочей поверхности: для мужчин	До 870
2.4. С пола: для мужчин	До 435
3. Стереотипные рабочие движения (количество за смену)	
3.1. При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук):	До 40 000
3.2. При региональной нагрузке (при работе с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса):	До 20 000
4. Статическая нагрузка – величина статической нагрузки за смену при удержании груза, приложении усилий (кгс-с)	
4.1. Одной рукой: для мужчин	До 36 000
4.2. Двумя руками: Для мужчин	До 70 000
4.3. С участием мышц корпуса и ног: для мужчин	До 100 000
5. Наклоны корпуса	
5.1. Наклоны корпуса (вынужденные более 30°), количество за смену:	51-100
6. Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом, км	
6.1. По горизонтали	До 8
6.2. По вертикали	До 2,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Для снижения воздействия негативных факторов на работников необходимо чередование периодов работы и отдыха. У людей, занятых напряженным физическим трудом, должен быть нормированный рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными перерывами.

4.2.4. Повышенный уровень шума

Работающее оборудование, используемое при техническом осмотре нефтепровода и его ремонте, является источником шума. Действие шума влияет на здоровье человека, в частности, на его нервную систему.

В соответствии с ГОСТ 12.01.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» [16] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [25] допустимый эквивалентный уровень звукового давления не должен превышать 80 Дб А для рабочих мест в производственных помещениях и на территории предприятий.

При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений на месторождениях нефти и газа, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах с помощью:

- разработки шумобезопасной техники;
- применения методов и средств коллективной защиты;
- применения средств индивидуальной защиты (специальных наушников);
- соблюдения режима труда и отдыха [16].

4.2.5. Повреждения в результате контакта с животными

Районы Крайнего Севера характеризуются низкой плотностью населения и большими расстояниями между населенными пунктами, что обуславливает богатство животного мира данного региона, в том числе наличие крупных хищных зверей, ядовитых змей, клещей и насекомых. Столкновение сотрудников, задействованных при работе с нефтепроводами, с этими

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

животными вполне возможно при выполнении работ на трассе нефтепровода в определенные периоды года и может привести к получению травм и даже летальному исходу. Для предотвращения негативного воздействия данного опасного фактора необходимо обеспечить персонал соответствующими средствами защиты, защищающими от укусов змей и спецсредствами, которые способствуют отпугиванию диких животных. Также к профилактическим мерам относится вакцинация всех работников от клещевого энцефалита и других заболеваний, применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

В случае нападения зверей у бригады работников с собой должны находиться средства для оказания первой помощи при переломах, рваных ранах. Все сотрудники должны быть обучены методам оказания первой медицинской помощи. Также бригада должна быть обеспечена лекарственными препаратами, которые снижают аллергическую реакцию при укусах насекомых, сывороткой от змеиного яда.

4.2.6. Движущиеся машины и механизмы

Данный опасный производственный фактор имеет большое значение, так как при техническом обслуживании нефтепровода бригады работников ежедневно преодолевают значительные расстояния на автомобильном транспорте. Дорожно-транспортные происшествия являются одним из основных источников производственных травм и смертности в компаниях по транспорту нефти и нефтепродуктов. Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;
- производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;
- требовать строго соблюдения правил дорожного движения от водителей и пассажиров;

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения.

При работе в зоне движения машин и механизмов необходимо проявлять повышенную осторожность, быть ознакомленным с правилами безопасности и не допускать людей к работе, не прошедших соответствующего инструктажа [22].

4.3. Электробезопасность

Опасность поражения электрическим током – один из главных рисков на производстве. Возникновение электротравмы чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- появлением напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования (корпусах, кожухах), которые не должны находиться под напряжением;
- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых проводится работа;
- нахождение вблизи места соединения с землей оборванного провода электросети;
- нахождение в непосредственной близости от токоведущих частей, находящихся под напряжением выше 1000 В;
- несогласованные и ошибочные действия персонала (подача напряжения на установку где работают люди; оставление установки под напряжением без надзора).

Для защиты от поражения электрическим током применяют:

- 1) средства индивидуальной защиты (галоши, резиновые перчатки, коврики);
- 2) защитное заземление;
- 3) постоянный контроль изоляции;

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

- 4) защитные ограждения;
- 5) защитное уравнивание потенциалов [21].

4.4. Пожаро- и взрывоопасность

Нефть является горючей жидкостью, ее пары способны воспламеняться при внесении их в среду открытого пламени. Однако на нефтепроводе воспламенение нефти возможно лишь при ее утечке из трубы. Утечка может быть вызвана разрушением трубопровода вследствие развития дефектов трубы, случайного или преднамеренного повреждения трубопровода. Утечку нефти можно определить по повышению концентрации паров нефти в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовой смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м³ в соответствии с санитарными нормами.

Для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- 1) запрет на использование открытого огня, в том числе курения;
- 2) применение искробезопасного ручного инструмента;
- 3) применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт.,
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Вся передвижная техника в охранной зоне нефтепровода должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники) [20].

4.5. Экологическая безопасность

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямках, оврагах) и длительное время удерживаться в них.

Влияние нефтепровода на экологическое состояние атмосферы

Загрязнение атмосферы при эксплуатации нефтепровода возможно только при аварийных ситуациях. При попадании газа на воздух происходит его испарение, он обладает токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания газа образуются вещества, опасные для живых организмов. Для предотвращения аварийных ситуаций на нефтепроводе необходимо повышать эксплуатационную надежность.

Защита гидросферы

При эксплуатации нефтепровода или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (масла, конденсат) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные

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

места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки. Необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий:

- соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;
- ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки.

Защита литосферы

В период эксплуатации нефтепровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут выступать отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и инструкциям.

4.6.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации нефтепровода

К ним относят аварии, вследствие устаревшего оборудования, ошибок персонала, лесные пожары, оползни, нарушение целостности нефтепровода и возникновение утечки.

Типичная опасная чрезвычайная ситуация, возникающая при обслуживании нефтепровода

Наиболее типичной опасной чрезвычайной ситуацией при обслуживании нефтепровода является нарушение его целостности, возникновение утечек в

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

больших объемах. Вышедшая наружу нефть из нефтепровода наносит непоправимый ущерб экологии района и создает дополнительную опасность возникновения другой чрезвычайной ситуации, такой как пожар.

При возникновении аварии на нефтепроводе работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии.

К таким мероприятиям относят:

1. Анализ аварии и ее опасности;
2. Обеспечение пожарной безопасности на месте работ;
3. Проведение эвакуации населения вблизи аварии (при необходимости);
4. Замена катушки;
5. Рекультивация земель в районе аварии.

Аварийно-восстановительные работы на нефтепроводах проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

1. Сооружение земляного амбара и сбор в него нефти;
2. Подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;
3. Вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
4. Освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
5. Вырезка дефектного участка нефтепровода;
6. Герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода;
7. Монтаж и сварка катушки;
8. Заварка контрольных отверстий и отверстий для отвода нефти;
9. Контроль качества сварных швов;
10. Пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
11. Изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
12. Засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

Заключение

При эксплуатации нефтепроводов требуется соблюдение правил безопасности с целью сокращения влияния или предотвращения воздействия на работающих сотрудников, указанных в данной главе опасных и вредных производственных факторов.

Четкое следование правилам охраны окружающей среды позволит предупредить большое количество проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на окружающий его животный и растительный мир. Ответственное отношение работников к охране труда позволит снизить количество несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

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

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В настоящее время грамотная эксплуатация нефтепроводов является одним из важнейших аспектов работы всех нефтяных промыслов, перекачивающих компаний и нефтехранилищ.

От корректного функционирования нефтепроводов зависит успешность работы нефтяных компаний в целом. Экономически же выгодной эксплуатации нефтепровода можно добиться лишь уделяя максимальное внимание техническому состоянию системы транспорта нефти, проведению своевременных ремонтных работ, а также профилактических мероприятий по предотвращению неполадок.

На протяжении всего срока службы нефтепроводы подвергаются неблагоприятному воздействию как с внешней стороны (несанкционированные подключения (врезки) к нефтепроводам с целью хищения продуктов перекачки, которые нарушают герметичность трубопроводов), так и с внутренней (перепады давления, коррозионные образования, действия сил трения и сильная вибрация). Поэтому от того, насколько качественные и ресурсоэффективные способы ремонта и профилактики нефтепроводов будут применены на месторождении, будет зависеть экономическая выгода общей транспортировки нефти. Чем более конкурентоспособными и отвечающими современным требованиям окажутся разработки в области эксплуатации нефтепроводов, тем больше вероятность положительной экономической отдачи, экономии на техническом обслуживании системы транспорта нефти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					83	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Целевым рынком в области транспортировки нефти являются нефтяные компании. Продуктом исследования выступает система транспорта нефти (нефтепровод). В качестве критериев сегментирования возьмём размер нефтяной компании и вид проводимого исследования (разработки), которые являются наиболее значимыми для рынка.

Таблица 1. Карта сегментирования рынка услуг по поставке нефтепродуктов

		Вид исследования		
		Расчет нефтепровода	Анализ работы нефтепровода	Конструирование нефтепровода
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	ПАО Газпром
	ОАО Востокгазпром
	АО Томскгазпром

В перечисленных выше исследованиях нефтепроводнеобходим всем нефтедобывающим компаниям, так как нефтепровод является ключевым звеном при транспортировке нефти.

Крупные компании (ПАО Газпром), обладая всеми необходимыми ресурсами, занимаются проведением всего цикла исследований: расчетом нефтепровода, анализом его работы и конструированием. Средние компании (ОАО Востокгазпром) являются дочерними предприятиями крупных

компаний и занимаются только анализом работы нефтепровода, а также его конструированием. Мелкие компании (АО «Томскгазпром»), являющиеся дочерними предприятиями у средних компаний, занимают нишу конструирования нефтепровода, не имея производственных и кадровых ресурсов для осуществления расчетов и анализа работы нефтепровода.

1.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 2. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бс	Бпи	Бч	Кс	Кпи	Кч
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,12	3	4	3	0,36	0,48	0,36
2. Ремонтпригодность	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
3. Надежность	0,13	4	4	2	0,52	0,52	0,26
4. Простота ремонта	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,11	4	4	3	0,44	0,33	0,33
6. Материалоемкость	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							

1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	5	4	2	0,35	0,28	0,14
3. Цена	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,03	3	3	2	0,09	0,09	0,06
Итого	1	47	43	32	3,92	3,54	2,79

Б_с – нефтепровод из стальных труб

Б_м – нефтепровод из труб в пенополиуретановой изоляции

Б_ч – нефтепровод из чугунных труб.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Из вышеприведенной таблицы можно сделать вывод, что самым эффективным в использовании является нефтепровод из стальных труб. Такой вид нефтепровода обладает рядом объективных преимуществ, таких как надежность, удобство в эксплуатации. Также он является наиболее конкурентоспособным по отношению к другим видам труб, имеет наибольший уровень проникновения на современный рынок. Такой вид нефтепровода имеет очень большую производительность, что позволяет транспортировать нефтепродукты на дальние расстояния.

1.3. SWOT-анализ

SWOT – 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. Он проводится в несколько этапов.

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа сводятся к следующему:

1. Сильными сторонами проекта являются:

- Увеличение безопасности производства;
- Удобство в эксплуатации;
- Относительно высокий срок службы;
- Высокая экономичность технологии;
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабыми сторонами проекта являются:

- Высокая подверженность нефтепроводов к коррозиям;
- Трудоемкость внедрения разработки;
- Большая удаленность от населенных пунктов.

3. Возможности сводятся к:

- Сокращению расходов на техническое обслуживание;
- Увеличению эффективности работы компании за счет модернизации;
- Сокращению времени простоев;
- Более качественному обслуживанию потребителей.

4. Угрозы проекта представлены:

- Высокой конкуренции в данной отрасли;
- Отсутствием спроса на новые производства;
- Снижением бюджета на разработку.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

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

Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	-	0	-	+	+
	B2	+	+	+	+	+
	B3	-	+	+	+	+
	B4	-	+	+	+	+

В ходе анализа данной интерактивной таблицы выделяются следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C4C5, B2C1C2C3C4C5, B3C2C3C4C5 и B4C2C3C4C5.

Таблица 4 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	+	-
	B2	+	+	+
	B3	-	-	0
	B4	-	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл2, B2Сл1Сл2Сл3, B4Сл2.

Таблица 5 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	+	+	+
	У2	0	-	+	+	+
	У3	0	-	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С3С4С5, У2С3С4С5, У3С3С4С5.

Таблица 6 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	0
	У2	+	+	+
	У3	+	+	+

В ходе анализа данной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2Сл3, У3Сл1Сл2Сл3.

В рамках третьего этапа составляем итоговую таблицу SWOT-анализа.

Таблица 7. Итоговая таблица SWOT-анализа.

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>С1. Увеличение безопасности производства;</p> <p>С2. Удобство в эксплуатации;</p> <p>С3. Относительно высокий срок службы;</p> <p>С4. Высокая экономичность технологии;</p> <p>С5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>Сл.1. Высокая подверженность нефтепроводов к коррозиям;</p> <p>Сл.2. Трудоемкость внедрения разработки;</p> <p>Сл.3. Большая удаленность от населенных пунктов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Сокращение расходов на техническое обслуживание;</p> <p>В2. Увеличение эффективности работы компании за счет модернизации;</p> <p>В3. Сокращение времени простоев;</p>	<p>- Внедрение системы более безопасного производства, удобства эксплуатации и высокого срока службы оборудования за счет модернизации;</p> <p>- Снижение затрат на ремонт оборудования за счет высокой экономичности технологии</p>	<p>- Поиск эффективных методик технического обслуживания нефтепроводов, антикоррозийной технологии.</p> <p>- Поиск квалифицированных специалистов для снижения</p>

В4. Более качественное обслуживание потребителей.		трудоемкости внедрения разработок; - Изыскание возможностей более дешевого снабжения проекта
Угрозы: У1. Высокая конкуренция в данной отрасли; У2. Отсутствие спроса на новые производства; У3. Снижение бюджета на разработку.	– Уменьшение бюджета проекта за счет высокой экономичности технологии; – Повышение конкурентоспособности из-за уменьшения затрат на ремонт, удобства в эксплуатации и увеличения безопасности производства	– Приобретение нового оборудования в рамках программы импортозамещения; – Изыскание дополнительных источников финансирования; - использование зарубежного опыта при внедрении новых технологий.

2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

В предыдущем разделе были описаны методы, которые позволяют выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Однако, в большей степени все приведенные методы ориентированы на совершенствование результатов научного исследования, находящегося на стадии создания макета, модели системы, прототипа, конечного продукта.

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Синтез охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. Путем комбинирования вариантов получается большое количество различных решений, ряд которых представляет практический интерес.

Реализация метода предусматривает следующие этапы.

				ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
					90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

1. Точная формулировка проблемы исследования.

2. Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

3. Раскрытие возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица.

Формулировка проблемы исследования сводится к поиску экономически выгодного решения транспортировки нефтепродуктов.

Основные морфологические характеристики представлены в таблице 8.

Таблица 8. Морфологическая матрица для нефтепровода.

	1	2	3	4
А. По виду используемого материала трубы	сталь	сталь в пенополиуретановой изоляции	чугун	Высоколегированная сталь
Б. Свойства перекачиваемой нефти в нефтепроводе	Сырая нефть	Нефть с содержанием парафинов без подогрева	Нефть с содержанием парафинов с подогревом	Товарная нефть
В. Способ перекачки нефтепродуктов	Постанционная	Через резервуар станции	«Из насоса в насос»	Система с подключенными резервуарами
Г. Приведение в рабочее состояние	Ручное включение	Автоматическое включение	постоянно в рабочем состоянии	
Д. Способ прокладки нефтепровода	Наземный	Подземный	Подводный	
Е. Форма трубы нефтепровода	Без изменения диаметра	С включениями (врезками) дополнительных трубопроводов	Без включения (врезок) дополнительных трубопроводов	С изменением диаметра
Ж. Что держит нефтепровод	На отдельных стоящих фундаментах или опорах	С балансировкой с установкой грузов на трубу	На грунте с последующей засыпкой трубы	
З. Окружающая среда нефтепровода	воздух	грунт	вода	

4. Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений.

Исходя из выше представленной матрицы возможные варианты решения поставленной проблемы с позиции ее функционального содержания и ресурсосбережения сводятся к следующему:

- 1) А1Б4В3Г3Д2Е1Ж2З2;
- 2) А1Б3В2Г3Д2Е4Ж3З2;
- 3) А2Б1В4Г2Д1Е1Ж1З1.

3. Планирование научно-исследовательских работ

3.1. 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. 9.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Таблица 9. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Составление плана-графика работ по выбранной теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение соответствующих материалов по выбранной теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Осуществление теоретических расчетов обоснование их результатов	Исполнитель
	6	Анализ работы нефтепровода и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Общая оценка полученных результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев 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. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{ожі}$ – 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_p , 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 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (3)$$

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

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

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

3.3. Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому 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.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5)$$

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.

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (табл. 10).

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Трудоемкость работ	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел дн	t_{max} , Чел дн	$t_{ож}$, Чел дн			
Составление плана-графика работ по выбранной теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Выбор алгоритма исследований	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение соответствующих материалов по выбранной теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Осуществление теоретических расчетов и обоснование их результатов	6	18	10	Исполнитель	10	13
Анализ работы нефтепровода и проведение экспериментов	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Общая оценка полученных результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

Ориентируясь на таблицу 10 строим план график, представленный в таблице 11.

Таблица 11 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал.дни	Продолжительность выполнения работ						
				Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■						
2	Подбор и изучение соответствующих материалов по выбранной теме	И	16	□						
3	Выбор алгоритма исследований	Р	8		■					
4	Осуществление теоретических расчетов и обоснование их результатов	И	13			□				
5	Анализ работы нефтепровода и проведение экспериментов	И	9				□			
6	Общая оценка полученных результатов исследования	Р, И	3					■	□	
7	Составление пояснительной записки	Р, И	8						■	□

Р – руководитель, И – Инженер

3.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

3.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты представляют собой затраты на изготовление опытного образца нефтепровода. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество	Цена за шт., руб.	Стоимость, руб.
Труба стальная ЭС 273x12мм (исп.1)	100	33000	3 300 000
Труба в ППУ изоляции 273x12мм (исп.2)	100	52000	5 200 000
Труба чугунная 273 мм (исп.3)	100	43500	4 350 000
Отвод стальной 273x12	1	7900	7900
Тройник стальной РП 273x12	1	11400	11400
Фланец стальной воротниковый 273-12	1	8000	8000
Задвижка шиберная 273 с редуктором с двусторонним уплотнением с невыдвижным шпинделем	1	62000	62000
Итого:	При исполнении 1		3 389 300
	При исполнении 2		5 289 300
	При исполнении 3		4 439 300

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленными на него специальными программами и с нужным нам

программным обеспечением. Затраты на покупку складываются из стоимости компьютера и стоимости программного обеспечения.

$$З=37000+3500=40500 \quad (6)$$

3.4.2. Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сводится в табл. 13.

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящая на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Составление плана-графика работ по выбранной теме	Руководитель, Исполнитель	2	2	2	1,16	2,32	2,32	2,32
2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель	1	2	3	0,93	0,93	1,86	2,79

3	Подбор и изучение соответствующих материалов по выбранной теме	Исполнитель	12	12	12	0,93	11,16	11,16	11,16
4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	5	6	7	0,23	1,15	1,38	1,61
5	Осуществление теоретических расчетов и обоснование их результатов	Исполнитель	10	10	11	0,23	2,3	2,3	2,53
6	Анализ работы нефтепровода и проведение экспериментов	Исполнитель	6	7	8	0,23	1,38	1,61	1,84
7	Общая оценка полученных результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	2	2	2	1,16	2,32	2,32	2,32
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	5	6	7	1,16	5,8	6,96	8,12
Итого:							27,36	29,91	32,69

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$$Z_n = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (7)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = Tr * Z_{дн}, \quad (8)$$

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

Tr – продолжительность работ, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d} = \frac{67232 * 10,1}{185} = 3670 \text{ руб.}, \quad (9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб.дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. Дней

$M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} * (1 + k_{np} + k_d) * k_p = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 67232, \quad (10)$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{mc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сферы обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Z_{mc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,7 (для Томской области).

Тарифная заработная плата Z_{mc} находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_{ti} и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Z_{mc} , тыс. руб	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб	$Z_{дн}$, тыс. руб.	Тр, раб. дн	$Z_{осн}$, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	15	55,05
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	37	50,06
Итого:								105,11

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн	Зосн, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	18	66,06
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	39	52,65
Итого:								118,71

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн	Зосн, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	21	77,07
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	42	56,7
Итого:								133,77

3.4.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{дон} = k_{дон} * Z_{осн} = 0,13 * 55050 = 7156 \text{ руб.}; \quad (11)$$

$$Z_{дон} = k_{дон} * Z_{осн} = 0,13 * 50060 = 6507 \text{ руб.};$$

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

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{дон} = k_{дон} * Z_{осн} = 0,13 * 66060 = 8587 \text{ руб.}; \quad (12)$$

$$Z_{дон} = k_{дон} * Z_{осн} = 0,13 * 52650 = 6844 \text{ руб.};$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,13 * 77070 = 10019 \text{ руб.}; \quad (13)$$

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,13 * 56700 = 7371 \text{ руб.};$$

3.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} * (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,271 * (55050 * 7156) = 16857 \text{ руб.}, \quad (14)$$

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

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

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб			Дополнительная заработная плата, тыс. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	55050	66060	77070	7156	8587	10019
Исполнитель проекта	50060	52650	56700	6507	6844	7371

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого:		
Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
32187	36352	38525

Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, непопавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

3.4.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
1. Материальные затраты	3 389 300	5 289 300	4 439 300	
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	105110	118710	133770	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13663	15431	17390	

4. Отчисления во внебюджетные фонды	32187	36352	38525	
5. Затраты на покупку компьютера	40500	40500	40500	
6. Прочие расходы	30000	30000	30000	
7. Бюджет затрат НИИ	3 610 760	5 530 293	4 699 485	Сумма ст. 1-6

4. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), к которому соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

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

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{3\,610\,760}{5\,530\,293} = 0,653.$$

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{5\,530\,293}{5\,530\,293} = 1.$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{4\,699\,485}{5\,530\,293} = 0,85.$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Газопровод из стальных труб (исп. 1)	Газопровод из труб в пенополиуретановой изоляции (исп. 2)	Газопровод из чугунных труб (исп. 3)
1. Срок службы	0,18	4	5	4
2. Ремонтпригодность	0,17	5	3	3
3. Надежность	0,27	4	4	4
4. Простота ремонта	0,12	5	3	3
5. Удобство в эксплуатации	0,16	4	3	4
6. Материалоемкость	0,1	4	3	3
Итого:	1	4,3	3,65	3,6

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p1}=0,18*4+0,17*5+0,27*4+0,12*5+0,16*4+0,1*4=4,3, \quad (17)$$

$$I_{p1}=0,18*5+0,17*3+0,27*4+0,12*3+0,16*3+0,1*3=3,65,$$

$$I_{p1}=0,18*4+0,17*3+0,27*4+0,12*3+0,16*4+0,1*3=3,6.$$

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

$$I_{ucni} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр}^{испi}}. \quad (18)$$

$$I_{ucn1}=6,58; I_{ucn2}=3,65; I_{ucn3}=4,24.$$

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

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

$$\mathcal{E}_{cpi} = \frac{I_{испi}}{I_{испmin}}, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{cp1}=1,8; \mathcal{E}_{cp2}=1; \mathcal{E}_{cp3}=1,16.$$

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,653	1	0,85
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	3,65	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	6,58	3,65	4,24
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,05	1	1,16

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, конструирование газопровода из стальных труб остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В процессе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ и морфологический анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Таким образом, все вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта позволяют сделать вывод о том, что трубы из данного материала экономически выгодны.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Заключение

Выбор темы выпускной квалификационной работы был обусловлен актуальностью и важностью особенностей эксплуатации системы транспорта нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.

В процессе проведенного исследования были достигнуты следующие результаты:

1. Изучены геолого-геофизические и климатические особенности нефтегазоконденсатного месторождения Томской области;
2. Изучены характеристики промысловых и технологических нефтепроводов на месторождении;
3. Изучены характеристики продукта транспортировки на нефтегазоконденсатном месторождении;
4. Проанализирована система транспорта продукта на месторождении
5. Изучен процесс сбора и подготовки продукта к транспортировке;
6. Проанализирована система хранения продукта перед транспортировкой;
7. Выявлены особенности дальнейшей транспортировки продукта и применяемого оборудования;
8. Проанализированы мероприятия по проведению технического обслуживания нефтепроводов;
9. Проведены расчеты по определению расчетной и отбраковочной толщины стенок труб, остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб.

Полученные в процессе работы данные позволяют сделать вывод, что выбранные и применяемые диаметры промысловых и технологических трубопроводов на нефтегазоконденсатном месторождении обеспечивают качественную транспортировку продукта, позволяют минимизировать потери

					Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вьюшкин Д.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					110	127
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

продукта при транспортировке, обладают большим запасом прочности и устойчивости к коррозии.

По результатам расчетов применяемые трубопроводы способны обеспечить продолжительный срок службы без проведения мероприятий по капитальному ремонту.

					Заключение	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Федеральный закон РФ от 21.07.1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/.
2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/.
3. Федеральный закон РФ № 4520-1 от 19.02.1993г. «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1786/.
4. Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/.
5. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. №197-ФЗ (с изменениями на 16 декабря 2019 г.) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/.
6. Постановление от 16.12.2020г. № 370 «Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/951804319>.
7. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103869>.

					Эксплуатация системы транспорта продукта на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников					
Разраб.		Вьюшкин Д.И.								
Руковод.		Шадрина А.В.								
Консульт.										
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								
					Лит.	Лист	Листов			
						112	127			
					НИ ТПУ гр. 3-2Б5А					

8. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839>.
9. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-2477-65>.
10. ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200101981>.
11. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879>.
12. ГОСТ Р 12.0.001-2013. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200105195>.
13. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>.
14. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>.
15. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>.

					Список использованных источников	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200291>.
17. ГОСТ 12.4.275-2014. (EN 13819-1:2002) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний (Переиздание) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200116037>
18. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200042293>.
19. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238>.
20. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-044-89>.
21. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313>.
22. ГОСТ 12.2.011 – 2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103720>.
23. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200110076>.

					Список использованных источников	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. «Р 2.2.2006-05.2.2. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85537/.
25. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>.
26. СП 34 - 116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003430>.
27. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173>.
28. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/456096925>.
29. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200025>.
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/499011004>.
31. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200018989>.

					Список использованных источников	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. Технологический регламент опасного производственного объекта «Участок предварительной подготовки нефти Казанского НГКМ» ОАО «Томскгазпром».

33. Технологический регламент опасного производственного объекта «Участок комплексной подготовки газа Казанского НГКМ» ОАО Томскгазпром.

34. Отраслевой регламент ПАО «Транснефть» Порядок подключения объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам ПАО "Транснефть".

35. РД-13.030.00-КТН-223-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Удельные нормативы образования отходов производства и потребления [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: https://niitn.transneft.ru/u/ovp_main_pdf_file/37/ott-23.020.00-ktn-268-14.pdf.

36. РД-91.020.00-КТН-170-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода. Нормы проектирования [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: https://niitn.transneft.ru/u/ovp_main_pdf_file/37/ott-23.020.00-ktn-268-14.pdf.

37. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <https://dikipedia.ru/document/1724365>.

38. Регламент № 12-20 ВПТ ТГП 2019 Эксплуатация стальных межпромысловых, внутрипромысловых трубопроводов ОАО «Томскгазпром».

39. Анализ причин аварий на объектах магистрального транспорта нефти и газа: проблемы и решения. О.В. Кушнарера, Д.В. Голубаев [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <file:///C:/Users/123/Downloads/%D0%9E.%D0%92.%20%D0%9A%D1%83.pdf>.

					Список использованных источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

40. Особенности коррозии резервуаров на Крайнем Севере. Николаева М.В., Атласов Р.А. [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2018/ogbus_6_2018_p31-42.pdf.
41. Промысловые трубопроводы и оборудование Учеб. пособие для вузов / Ф М Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др. — М ОАО «Издательство «Недра», 2004 — 662 с ил.
42. [Месторождения Парабельского района Томской области](https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141466-mestorozhdeniya-parabelskogo-rayona-tomskoy-oblasti/) [Электронный ресурс]. — режим доступа к URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141466-mestorozhdeniya-parabelskogo-rayona-tomskoy-oblasti/>.
43. Руководство по эксплуатации насосных агрегатов ГДМ8-04.00.000-02РЭ, ГДМ9-04.00.000-02РЭ, ГДМ14-08.00.000ПС ОАО «Томскгазпром».

					Список использованных источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение 1.

Перечень технологических нефтепроводов нефтегазоконденсатного месторождения Томской области

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубопровода	Год ввода	Размеры трубопровода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категория	Периоды ч. ревизии, лет	Периоды ч. испытаний, лет	Норматив. срок службы, лет	Год ЭПБ, срок продления, год
								Давление МПа	Температура, °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Технологические нефтепроводы УПН 1 очереди															
1.	202247469	Нефть в коллекторе на площадке подключения Н18-нефтегазовая смесь в коллекторе на площадке подключения	нефтепровод	2009	159х6 273х7	3м 2,5м 12м	09Г2С	4,0	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029
2.	202247469	Нефть с площадки подключения: Н18/2-нефтегазоводная смесь от входной задвижки до УПН	нефтепровод	2009	273х7 325х8	140м 32м	09Г2С	0,69	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубопро вода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3.	202227468	Н31–нефть от подогревателей в резервуары Н61/2-нефть от подогревателей к С2	нефтепр овод	2009	108x5 219x7	5м 56м	09Г2С	0,55	30-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029
4.	202227468	Н30/1-нефть от насосов Н2 к подогревателям Н61/1-нефть от С1 к подогревателям	нефтепр овод	2009	108x5 159x6	8м 56м	09Г2С	0,55	10-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029
5.	202057 448	Н32-нефть от КС1 в резервуары	нефтепр овод	2009	273x7	73м	09Г2С	0,1	5-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029
6.	202057448	Н61-нефть от С1 к С2 через БИР Н61/3-нефть от II ст. к КС1	нефтепр овод	2009	219x7 273x7 219x7	12м 22м	09Г2С	0,55	10-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубопровода	Год ввода	Размеры трубопровода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категория	Периоды ч. ревизии, лет	Периоды ч. испытаний, лет	Норматив. срок службы, лет	Год ЭПБ, срок продления, год
								Давление МПа	Температура, °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7.	202057448	Н62/1-нефть от ОН1 после БИР Н26/1-нефть от ОН1 в резервуары минуя КС	нефтепровод	2009	219х7 273х7 219х7	15м 24м	09Г2С	0,23	10-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 4 года	Один раз в 8 лет	20	2029
8.	20222965	Н53/9-нефть дренаж с площадки подогревателей	нефтепровод	2009	89х4,5 57х3,5 45х3	22м	09Г2С	0,1	10-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
9.	202247469	Н38-нефть из узла учета в нефтепровод	нефтепровод	2009	219х7	120м	09Г2С	6,3	10-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
10.	20222965	Н30/1-нефть от насосов Н2 к подогревателям	нефтепровод	2009	108х5	48м	09Г2С	0,75	10-30	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
11.	20222965	Н31-нефть от подогревателей в резервуары	нефтепровод	2009	108х5	42м	09Г2С	0,75	10-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубопровода	Год ввода	Размеры трубопровода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категория	Периоды ч. ревизии, лет	Периоды ч. испытаний, лет	Норматив. срок службы, лет	Год ЭПБ, срок продления, год
								Давление МПа	Температура, °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12.	202057449	Н30/3 – нефть от насосов внутрипарковой перекачки Н2 в ОН1	нефтепровод	2009	108x5	27м	09Г2С	0,75	30-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
13.	202057448	Н61 – нефть от С1 к С2 через БИР	нефтепровод	2009	219x7	44м	09Г2С	0,55	10-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
14.	301197741	Н61/2 – нефть от подогревателей к С2	нефтепровод	2009	219x7	24м	09Г2С	0,55	10-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
15.	202057448	Н61- нефть от С1 к С2 через БИР Н62/1- нефть от ОН1 после БИР	нефтепровод	2009	273x8 219x7	8м 11м	09Г2С	0,55	10-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
16.	301197741	Н61/1- нефть с С1 к подогревателям Н62/1- нефть от ОН1 после БИР	нефтепровод	2009	219x7 159x6 219x7	21м 51м	09Г2С	0,55	10-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубопровода	Год ввода	Размеры трубопровода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категория	Периоды ч. ревизии, лет	Периоды ч. испытаний, лет	Норматив. срок службы, лет	Год ЭПБ, срок продления, год
								Давление МПа	Температура, °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17.	30119774	Н32- нефть от КС1 в резервуары	нефтепровод	2009	273x8 219x7	62м 11м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
18.	301197741	Н28- нефть от резервуаров к Н2 Н29- нефть от резервуаров к Н1	нефтепровод	2009	219x7 159x6	21м 19м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
19.	30119774	Н34/1,2,3,4-коллектор нефти из РВС -1,2,3,4	нефтепровод	2009	219x7 159x6	21м 19м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
20.	301197741	Н32/2- коллектор нефти в РВС -1,2,3,4 Н33/1,2,3,4-коллектор нефти в РВС -1,2,3,4	нефтепровод	2009	325x8 273x8 219x7 108x5	22,1м 1м 20м 16м		0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
21.	202387455	Н33/3 Н27 Н34/3-коллектор нефти в РВС-3 из РВС-3 перелив между резервуарами	нефтепровод	2009	219x7 159x6	136м 21м	09Г2С	0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубоп ровода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
22.	202387457	Н33/2 Н27 Н34/2- коллектор нефти в РВС-1 из РВС-1 перелив между резервуарами	нефтепр овод	2009	219х7 159х6	136м 21м	09Г2С	0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
23.	202387456	Н33/4 Н27 Н34/4- коллектор нефти в РВС-4 из РВС-4 перелив между резервуарами	нефтепр овод	2009	219х7 159х6	63м 20м	09Г2С	0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
24.	202387458	Н33/1 Н27 Н34/1- коллектор нефти в РВС-2 из РВС-2 перелив между резервуарами	нефтепр овод	2009	219х7 159х6	57м 14м	09Г2С	0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	20	2029
Технологические нефтепроводы УПН 2 очереди															
64.	202247469	Н18.1- нефть в коллекторе с площадки подключения.	нефтепр овод	2010	530х9 325х8 219х7 159х6	2,28 м 1,8 м 0,2 м 1,6 м	09Г2С	4,0	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубоп ровода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
65.	30108867 7	Н61/1.1- нефть от С 1.1 к подогревателям.	нефтепр овод	2010	273x8 219x7	10 м 4 м	09Г2С	1,6	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
66.	30108867 7	Н61/2.1- нефть от подогревателей к С2.1.	нефтепр овод	2010	273x8	15 м	09Г2С	1,6	30-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
67.	30108867 7	Н32.1 - нефть от КС1.1 в резервуары.	нефтепр овод	2010	325x8 273x8	35,15 м 4,1 м	09Г2С	0,1	5-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
68.	202388 668	Н62/1.1 - нефть в ОН1.1.	нефтепр овод	2010	325x8 273x8	2,01 м 3,43 м	09Г2С	1,6	30-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
69.	20238866 8	Н62/2 - байпас по нефти со входа ОН1 на вход ОН1.1.	нефтепр овод	2010	273x8	6,24 м	09Г2С	1,6	10-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
70.	301088677	Н61/1.1;Н61.1;Н6 1.2 - нефть от С1, С1.1, со входа УПН-1 к подогревателям.	нефтепр овод	2010	273x8 219x7	50,85 м 4,48 м	09Г2С	1,6	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубоп ровода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
71.	301088677	Н61/2.1; Н64 - нефть от подогревателей к С2.1, С2.	нефтепр овод	2010	273х8	55,13 м	09Г2С	1,6	30-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
72.	301088 677	Н32.1 - нефть от КС1.1 в резервуары.	нефтепр овод	2010	325х8 273х8	51,36 м 1,13 м	09Г2С	0,2	5-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
73.	20238745 7	Н27 - перелив между резервуарами.	нефтепр овод	2010	325х8 273х8	42,08 м 29,91 м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
74.	301088677	Н34 коллектор нефти от Р1,2,3,4,5,6 к насосам Н- 1/1,2,3,4.	нефтепр овод	2010	325х8 273х8 219х7 159х6	164,86 м 27,37 м 32,53 м 5,85 м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
75.	20238867 2	Н34/5 - коллектор нефти в Р6.	нефтепр овод	2010	273х8 159х6	126,72 м 0,67 м	09Г2С	0,75	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубоп ровода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
76.	30108867 7	Н37.1 - нефть от подогревателей на вход С1.1.	нефтепр овод	2010	159х6	6,25 м	09Г2С	0,75	30-50	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
77.	301088677	Н33/1.1, Н33/2.1, Н33/3.1, Н33/4.1, Н34/5, Н34/6, Н32.1 - Нефть от КС1.1 в резервуары.	нефтепр овод	2010	426х9 273х8	2,52 м 78,13 м	09Г2С	0,1	5-45	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
78.	301088677	Н34/5, Н34/6- нефть от насосов внутренней перекачки к Р-5 и Р-6.	нефтепр овод	2010	108х5	14,95м	09Г2С	0,75	10-30	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020
79.	301088677	Н28.1 - Нефть из резервуаров к насосам Н1/3, Н1/4.	нефтепр овод	2010	325х8 219х7	6,92 м 2,5 м	09Г2С	0,1	30-40	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020

№ пп	Инв. №	Наименование трубопровода	Тип трубоп ровода	Год ввод а	Размеры трубопров ода Ду, мм	Длина, м	Марка стали	Рабочие условия			Категор ия	Периоди ч. ревизии, лет	Периоди ч. испытан ий, лет	Нормат ив. срок службы , лет	Год ЭПБ, срок продлен ия, год
								Давл ение МПа	Темпе ратура , °С	Скорость коррозии, мм/год					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
80.	202247469	Н18/1.1- Нефть с площадки подключения до входной задвигки на УПН.	нефтепр овод	2010	377х9	73,52 м	09Г2С	1,6	5-20	0,1	Ш,Бб	Один раз в 2 года	Один раз в 4 лет	10	2020