

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в труднодоступных районах Севера Красноярского края»
УДК 622.692.4-027.45(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Коршунов Владимир Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрин Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.</i>	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды.</i>	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17;

	<i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008</i> <i>Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "</i> <i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053"</i> <i>Специалист по</i>

		<i>эксплуатации нефтепродуктоперекачивающ ей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.) Шадрина А.В.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Коршунову Владимиру Сергеевичу

Тема работы:

«Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в труднодоступных районах Севера Красноярского края»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 28.02.2020 г. № 59-72/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Промысловый трубопроводов в условиях Севера Красноярского края
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Изучить нормативно-техническую документацию в области эксплуатации промысловых трубопроводов; 2. Проанализировать основные причины отказов промысловых нефтепроводов; 3. Рассмотреть варианты технических решений для повышения надежности промысловых нефтепроводов; 4. Выбрать наиболее эффективное техническое решение; 5. Произвести расчет промыслового трубопровода.
Перечень графического материала	- Причины отказов нефтепроводов; - Конструкционные особенности полимерных трубопроводов; - Дефекты трубопроводов.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент,	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.

ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Поздеева Галина Петровна, доцент к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Обзор литературы	
Объект исследования	
Диагностика трубопроводов	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Коршунов Владимир Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Коршунову Владимиру Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. здел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	ставка налога на прибыль 20 %; налоговые вносы 30%; налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	график выполнения работ
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления
Линейный календарный график выполнения работ
Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Коршунов Владимир Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Коршунову Владимиру Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело / Надежность газонефтепроводов и хранилищ

Тема ВКР:

«Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в труднодоступных районах Красноярского края»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – магистральный нефтепровод, проложенный в условиях многолетнемерзлых грунтов, применяемый для транспорта углеводородов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"); – ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Охрана труда. Техника безопасности.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – повреждения, в результате контакта с насекомыми; – повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – превышение уровня шума; – недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – электрический ток.

<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды 	<p>Строительство и эксплуатация магистрального нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха (пары углеводородов); - нарушением системы естественного водостока во время строительных работ, загрязнением водоемов (в результате порыва нефтепровода); - повреждением почвенно-растительного покрова. <p>Рассмотреть мероприятия по защите окружающей</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>В процессе эксплуатации нефтепровода возможна разгерметизация, взрыв или пожар, которые будут сопровождаться разливом нефти. Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар) или по причинам техногенного характера (аварии).</p> <p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Коршунов Владимир Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
 ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение Нефтегазового дела
 Уровень образования магистратура
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

<i>Дата контроля</i>	<i>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</i>	<i>Максимальный балл раздела (модуля)</i>
10.03.2019	<i>Обзор литературы</i>	10
23.03.2019	<i>Введение</i>	10
25.04.2019	<i>Общая часть</i>	30
11.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
21.05.2019	<i>Заключение</i>	10
24.05.2019	<i>Презентация</i>	20
	<i>Итого:</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		06.04.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		06.04.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа 125 с., 23 рисунков, 18 таблиц, 31 источников.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, нефтепроводы, отказы, гибкие полимерно-металлические трубопроводы, полиэтиленовые трубопроводы, стеклопластиковые трубопроводы.

Объект исследования: промышленные трубопроводы Ванкорского месторождения.

Цель работы: выбор технического решения для повышения надежности работы промышленных нефтепроводов.

В ходе выполнения выпускной работы производился анализ отказов промышленных нефтепроводов. Рассмотрены различные методы выявления дефектов, причины их возникновения. Также проведен анализ по повышению надежности промышленных трубопроводов на основе применения различных материалов труб. Произведены гидравлические расчеты трубопроводов из различных материалов. Проведен технико-экономический расчет предлагаемого метода.

По результатам проведенного анализа был определен наиболее эффективный метод по повышению надежности промышленных трубопроводов.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брицник О.В.</i>					<i>11</i>	<i>110</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ зр.25М81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Обозначения и сокращения

ЦСП – центральный пункт сбора нефти;

ДНС – дожимная насосная станция;

ГПМТ – гибкие полимерно-металлические трубы;

ПАСНТ – полиэтиленовые армированные синтетическими нитями трубопроводы;

АГЗУ – автоматическая газовая замерная установка;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ВИК – визуально измерительный контроль;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ОВ – опасные вещества;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

УЭТ – управление эксплуатации трубопроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
Разраб.		Коршунов В.С.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брицник О.В.					12	110
Консульт.						НИ ТПУ зр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Содержание

Реферат	11
Обозначения и сокращения.....	12
Введение.....	15
1 Обзор литературы	17
2 Краткая характеристика района.....	23
3 Объект исследования	26
3.1 Промысловые трубопроводы.....	26
3.2 Отказы нефтепроводов	30
3.3 Классификация дефектов трубопроводов	33
4 Диагностика трубопроводов	37
4.1 Испытание трубопроводов на прочность и герметичность.....	37
4.2 Визуально измерительный контроль	38
4.3 Магнитометрический метод диагностики.....	39
4.4Акустико-эмиссионный метод.....	41
4.5 Ультразвуковой контроль	44
4.6 Внутритрубная диагностика	47
5 Виды труб.....	52
5.1 Полимерные трубы	52
5.1.1 Трубы гибкие полимерно-металлические (ГПМТ)	54
5.1.2 Трубы полиэтиленовые (ПНД)	57
5.2 Стеклопластиковые трубы	61
5.3 Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками	65
6 Расчет промышленного трубопровода	67

					Содержание	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	74
8	Социальная ответственность	92
8.1	Правовые и организационные нормы обеспечения безопасности	92
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	92
8.1.2	Организационные мероприятия по компоновке рабочей среды.....	93
8.2	Производственная безопасность	95
8.2.1	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны ..	96
8.2.2	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися.....	97
8.2.3	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	97
8.2.4	Превышение уровня шума	98
8.2.5	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	99
8.2.6	Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	99
8.2.7	Электрический ток.....	100
8.3	Экологическая безопасность.....	101
8.3.1	Воздействие на атмосферу	101
8.3.2	Воздействие на гидросферу	102
8.3.3	Воздействие на литосферу	102
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
	Заключение	107
	Литература	108

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Введение

Нефтяная и газовая промышленность является одним из важнейших элементов российской экономики. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на промысловых трубопроводах.

По существующим данным Госгортехнадзора РФ, с каждым годом насчитывается 50 – 70 тыс. аварий связанных с герметичностью и разрывами труб, количество аварий продолжает расти с каждым годом. В настоящее время основная причина аварий – коррозия, на нее приходится около 90 % отказов нефтяных транспортных сетей. Из общего числа аварий 50-55 % приходится на долю нефтесборных систем и 30-35 % - на долю коммуникаций поддержания пластового давления. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже двух лет. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7-8 тыс. км. труб или 400-500 тыс. тонн стали.

Для того чтобы повысить надежность промысловых трубопроводов и снизить аварийность и затраты на ликвидацию аварий в настоящее время существует множество методов. Одним из таких методов является применение полимерных трубопроводов для нефтепромыслового транспорта.

Цель работы: выбор технического решения для повышения надежности и долговечности его работы промысловых трубопроводов.

Согласно поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить нормативно-техническую документацию в области эксплуатации промысловых трубопроводов;
2. Исследовать основные причины отказов промысловых нефтепроводов;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края		
Разраб.		Коршунов В.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брицник О.В.				15	110
Консульт.					Введение		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					НИ ТПУ гр.2БМ81		

3. Рассмотреть варианты технических решений для повышения надежности промышленных нефтепроводов;
4. Выбрать наиболее эффективное техническое решение;
5. Выполнить расчеты промышленного нефтепровода: гидравлический расчет и расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Обзор литературы

Наряду с преимуществами по отношению к стальным трубопроводам, которые присущи каждому виду полимерных трубопроводов, а именно:

- коррозионностойкость;
- высокая механическая прочность
- высокая сейсмостойкость
- стабильная во времени гидравлическая характеристика
- повышенная пропускная способность
- улучшенная теплоизоляция
- высшая степень заводской готовности
- высокая монтажеспособность и транспортабельность
- высокая степень адаптации к рельефу местности и состоянию грунта,

каждому виду полимерных труб присущи свои особенные недостатки.

Например, в работе [1,2] рассматривается опыт эксплуатации *гибких полимерно-металлических труб* в ОАО «АНК «Башнефть». Результаты обследований образцов ГПМТ, проведенных за последние 8 лет, показали, что 49 % отказов произошло из-за снижения прочностных характеристик армирующих элементов трубы в процессе эксплуатации, а также ухудшения механических свойств полиэтилена по сравнению с исходными значениями; 13 % отказов ГПМТ - в результате нарушения режимов эксплуатации (превышение давления); 23 % отказов ГПМТ приходится на строительный брак; 10% - на заводской брак; 5 % - на прочие причины. Анализ причин отказов ГПМТ показал, что металлическая арматура под воздействием агрессивных сред подвержена интенсивному коррозионному разрушению. Поэтому актуальным на сегодняшний день является использование в гибких полимерных трубах коррозионно-стойкой арматуры.

					Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коршунов В.С.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брицник О.В.					17	110
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

В работе [3] проводится анализ работы полиэтиленовых армированных синтетическими нитями трубопроводов (ПАСНТ). Исследования показывают, что полиэтилен и полиэфирные нити обладают достаточной химической стойкостью практически ко всем веществам, а внутренняя поверхность остается гладкой на протяжении всего срока эксплуатации. Отмечается, что потеря физико-химических свойств полиэтилена возможна в результате окисления атмосферным кислородом, вызывающим деструкцию полимерных цепей. Известны случаи и биохимической коррозии полимерных материалов, разрушение которых происходит под влиянием всевозможных бактерий (главным образом, в условиях тропического климата). Также говорится о том, что полиэтиленовые трубы чувствительны к ультрафиолетовому излучению. В работе [4] приведен успешный опыт эксплуатации ПАСНТ на Ближнем Востоке.

В работе [5] исследуются стеклопластиковые трубы. Наряду с достоинствами, присущими всем полимерным трубам, данный вид труб имеет низкую стойкость к трещинообразованию поперек волокон. Применяемые в настоящее время технологии герметизации, а именно использование внутренних эластомерных герметизирующих слоев, оказывается малоэффективным ввиду имеющего место «кессонного явления». В работе приводится технология изготовления герметизирующего слоя, способного исключить возможность возникновения «кессонного явления», что подтверждается экспериментально.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Понятие надежности линейной части магистрального трубопровода

Для технических объектов термины и определения в области надежности установлены ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения». В соответствии с этим ГОСТ некоторые общие понятия и показатели надежности применительно к линейной части магистральных трубопроводов могут быть сформулированы в следующем виде.

Надежность – способность линейной части сохранять по всей длине неизменными условия транспорта газа: заданного давления (P), количества (Q) температуры (T), а также степени осушки и очистки (w) в течение определенного срока эксплуатации (t).

Работоспособность – состояние линейной части, при котором она способна транспортировать газ установленных параметров (Q, P, T, w).

Безотказность – свойство линейной части непрерывно сохранять работоспособность в течение определенного интервала времени.

Исправное состояние – такое состояние линейной части, при котором она отвечает всем требованиям действующей нормативно-технической документации.

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта до момента его перехода в состояние предельное, измеряемая в единицах времени.

Технический ресурс – величина, характеризующая запас возможной суммарной наработки объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. Различают нормативный ресурс и нормативный срок службы. Данные понятия определяются в ходе разработки проектного задания с учетом современного технического состояния, мирового уровня и темпов научнотехнического прогресса в данной отрасли.

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На этапе эксплуатации используют такое понятие как остаточный ресурс или остаточный срок службы. Данные понятия являются индивидуальными характеристиками технического объекта.

В инженерной деятельности удобно оперировать показателями, которые являются производными, связанными между собой, и входят в понятие «надежность». Ресурс является временем наработки, (сроком службы); безопасность характеризует надежность объекта по отношению к состоянию окружающей среды и к жизни людей; при этом безопасность дает ограничение на значение ресурса.

При оценке надежности анализируют следующие возможные состояния объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002–89 устанавливаются следующие понятия.

Неисправность – состояние, при котором объект не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической или проектной документации.

Исправность – состояние, при котором объект соответствует всем требованиям нормативно-технической или проектной документации.

Неработоспособность – состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической или проектной документации. Работоспособность – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической проектной документации.

Сложность объекта позволяет произвести деление его неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Отказ – событие, влекущее за собой нарушение работоспособного состояния объекта.

В качестве предельного состояния принимают состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

За критерий предельного состояния принимают признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния.

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта, при этом его работоспособное состояние может сохраняться.

Отказы линейной части трубопроводов разделяются на полные (разрушения трубопровода, закупорка гидратами и т. п.), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без

остановки трубопровода, частичная закупорка сечения трубопровода гидратами и т. п.), при которых возможно использование линейной части трубопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу. Для количественной оценки надежности и ремонтпригодности линейной части необходимо дать следующие термины и определения.

Наработка между отказами – это продолжительность времени между двумя последовательно возникшими отказами

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки на линейной части не возникает ни одного отказа.

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время восстановления – это вероятность того, что работоспособность линейной части будет восстановлена в заданное время.

Коэффициент готовности – вероятность того, что линейная часть будет работоспособной, в произвольно выбранный момент времени в установившемся режиме эксплуатации

Коэффициент вынужденного простоя – вероятность того, что линейная часть будет находиться в неплановом ремонте.

Интенсивность отказов – есть вероятность возникновения отказа линейной части в единицу времени после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ не возникал.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 Краткая характеристика района

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение

Расположено в Красноярском крае России, входит в Ванкорский кластер. Открыто 22 апреля 1988 года в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в 140 км от г. Игарки и в 1400 км от Красноярска, за полярным кругом, в условиях вечной мерзлоты. Игарской нефтегазоразведочной экспедицией под руководством Б.М. Могилевского. Первооткрыватели месторождения — В. П. Кичигин, В. И. Мартыновский, Н. А. Третьяк, С. В. Биденко, Н. П. Кузьмин, В. А. Кригин.



Рисунок 1 – Географическое местоположение Ванкорского НГКМ

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) – перспективное месторождение в Красноярском крае России.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коршунов В.С.			Краткая характеристика района	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брисник О.В.					23	110
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрин А.В.						

Вместе с расположенным неподалеку месторождениями - Сузунским, Тагульским и Лодочным - Ванкорское НГКМ образует Ванкорский кластер.

Расположено на севере Края, включает в себя Ванкорский (Туруханский район Красноярского края) и Северо-Ванкорский (расположен на территории Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа) участки недр

Расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области в составе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). В тектоническом отношении месторождение приурочено к Ванкорскому поднятию в северной части Лодочного вала, осложняющего южную часть Большехетской структурной террасы Надым-Тазовской синеклизы.

Его продуктивные горизонты имеют песчаный состав и приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской (верхний берриас - нижний валанжин) и яковлевской (средний апт - средний альб) свит.

В кровле долганской свиты (верхний альб - сеноман) установлены непромышленные скопления газа.

Извлекаемые запасы нефти по категориям АВС1 и С2 российской классификации на месторождении превышают 3,8 млрд баррелей (524 млн т), газа - около 106 млрд м³.

Проектная мощность - 14 млн т/год нефти.

Введено в эксплуатацию в августе 2009 г.

К октябрю 2017 г накопленная добыча нефти на Ванкорском НГКМ достигла 150 млн т.

На конец 2017 г добычу нефти на НГКМ обеспечивают 468 скважин.

Нефтепромысловая инфраструктура :

- центральный пункт сбора (ЦПС) мощностью 25 млн т/год нефти,
- установка предварительного сброса воды (УПСВ-Юг) мощностью более 15 млн т/год нефти;
- УПСВ-Север в стадии опытно-промышленной эксплуатации,

					<i>Краткая характеристика района</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

- собственный магистральный нефтепровод (МНП) Ванкор - Пурпе протяженностью 556 км.

- временный поселок для 1220 вахтовиков - «Кэмп-1220».

- сеть автомобильных дорог - главная из них - от Кэмп-1220 и вертолетной площадки до УПСВ-Ю имеет бетонное покрытие, остальные дороги грунтовые и в виде зимников.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 Объект исследования

3.1 Промысловые трубопроводы

Трубопровод - инженерное сооружение, которое состоит из плотно соединенных между собой труб, фасонных деталей трубопроводов, запорной и регулирующей аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, средств систем автоматики, опор и подвесок, крепежных деталей, прокладок, предназначенное для транспортировки различных газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс, а также твёрдого топлива и иных твёрдых веществ в виде раствора в результате воздействия разницы давлений, существующих в поперечных сечениях трубы. Различают газопроводы, нефтепроводы, водопроводы.

В зависимости от назначения можно выделить:

- Технологические;
- Санитарно-технические;
- Магистральные;
- Продуктопроводы;
- Промысловые;

Технологические трубопроводы - предназначены для транспорта различных веществ в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий (полуфабрикатов, сырья, реагентов, и др.), необходимых для технологического процесса или эксплуатации оборудования. Магистральные трубопроводы - предназначены для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ).

					<i>Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Объект исследования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.</i>					26	110
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа;

Продуктопроводы предназначены для перекачки продуктов химической переработки нефти или газа, таких как: этан, этилен, пропилен, аммиак, бензин и т.п.

Санитарно-технические трубопроводы предназначены для нормального функционирования жилых и административных зданий, объектов культурно-бытового назначения и промышленных предприятий. Имеют небольшой диаметр, не больше 100 мм, и большее число разъемных соединений.

Промысловый нефтепровод – система трубопроводов, которая используется для транспорта добываемого продукта от скважины к центральному пункту сбора нефти (ЦСП).

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

- Выкидная линия - промысловый нефтепровод, проходящий от скважины до замерной установки (АГЗУ, ГЗУ). Предназначается для транспорта добываемого продукта (нефти с попутной эмульсией и газом) или для транспортировки ремонтно-замерочного оборудования к устью скважины (последнее часто применяется при разработке морских месторождений). Протяженность выкидных линий зависит от плотности разработки месторождения - от нескольких метров в пределах одного куста до нескольких километров - от одиночных скважин

- Нефтяные сборные коллекторы - (нефтегазосборный трубопровод) промысловый нефтепровод от замерной установки (АГЗУ, ГЗУ) до ЦСП (центрального пункта сбора), ДНС (дожимной насосной станции), установки по подготовке нефти. Также транспортировки продукта добычи от скважины к центральному пункту сбора нефти (НСП).

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют:

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

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении ($P < 0,1$ МПа);
- Низкого давления (P от 0,1 до 1,5 МПа); - Среднего давления (P от 1,5 до 10 МПа);
- Высокого давления ($P > 10$ МПа);
- Безнапорные, работающие без избыточного давления («самотеком»);

По степени агрессивности транспортируемой среды:

- Малоагрессивная среда (скорость коррозии менее 0,1 мм/год);
- Среднеагрессивная среда (скорость коррозии 0,1-0,5 мм/год);
- Высокоагрессивная среда (Скорость коррозии более 0,5 мм/год);

Технологическое состояние характеризуется основными показателями:

- общая протяженность промысловых трубопроводов;
- срок службы.

Главной особенностью эксплуатации множества нефтегазовых месторождений является снижение добычи нефти и, как правило, стратифицированного режима перекачки добываемых продуктов по нефтепроводам месторождения. По этой причине, а также по причинам старения парка трубопроводов, увеличения содержания воды в добываемой нефти, увеличения содержания механических примесей приводит к увеличению коррозионной активности перекачиваемого продукта и увеличению аварийности из-за внутренней коррозии.

На Ванкорском месторождении находится в эксплуатации около 25000 м нефтепроводов и водоводов высокого давления различного диаметра и толщины:

65 % - нефтесборные трубопроводы;

8,5% - напорные нефтепроводы,

26,5% - водоводы высокого давления.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

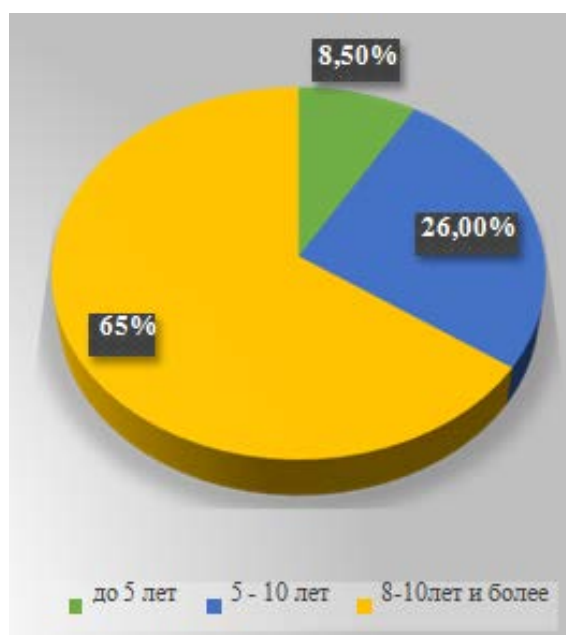


Рисунок 3 – Возраст нефтепроводов

Около 65 % нефтепроводов водоводов находятся в эксплуатации более 10 лет, что очень характерно сказывается на аварийности промышленных трубопроводов.

Характеристика транспортируемого продукта

Нефть Ванкорского НГКМ можно классифицировать как средняя по плотности, вязкая, парафинистая, сернистая, смолистая. Относится к 1 классу и 1 типу по ГОСТ Р 51858-2002:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 841 кг/м³);
- малосернистую (содержание серы – 0,3%);
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,6%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 7,69%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°С составляет 63%).

В нефтесборных трубопроводах перекачиваются нефть, газ и пластовая вода.

					Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изучение результатов причин коррозионного износа промышленных нефтепроводов

В ходе прохождения производственной практики на Ванкорском НГКМ мною были получены следующие данные от инженерно-технических работников по характеру коррозионных процессов в промышленных нефтепроводах:

1. Разрушения произошли по причине взаимодействия эрозионно-абразивных и коррозионных процессов. Часть присутствующих механических примесей (продукты коррозии и другие взвешенные частицы) участвуют в постоянном эрозионном воздействии на защитную пленку в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей труб происходит постоянное механическое удаление защитной пленки.
2. Разрушение происходит по механизму углекислотной коррозии, протекающий следующим образом:
 - по нижней образующей трубы происходит отложение карбоната железа $FeCO_3$, с последующем его отслоением, как защитной пленки по причине абразивного воздействия взвешенных частиц.
 - обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии.
 - приэлектродный слой обогащается ионами железа и создаются условия для осаждения карбоната железа $FeCO_3$, который блокирует коррозию. Участки язв, где происходит отслоение $FeCO_3$, вновь превращаются в активные аноды.

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Отказы нефтепроводов

Отказ – обстоятельство, при котором нарушается работоспособное состояние объекта.

Отказы классифицируют:

- по характеру проявления – внезапные и постепенные;
- по стадиям эксплуатации объекта – приработочные и деграционные;
- по причинам возникновения – конструктивные, производственные и эксплуатационные;
- по последствиям – критические и некритические (существенные и несущественные).

За предельное состояния принимают положение объекта, при котором его предстоящая эксплуатация недопустима либо нецелесообразна, или возобновление его трудоспособного состояния нереально либо бессмысленно.

Повреждение – обстоятельство, при котором нарушается исправное состояние объекта, когда его работоспособность может сохраняться.

					Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

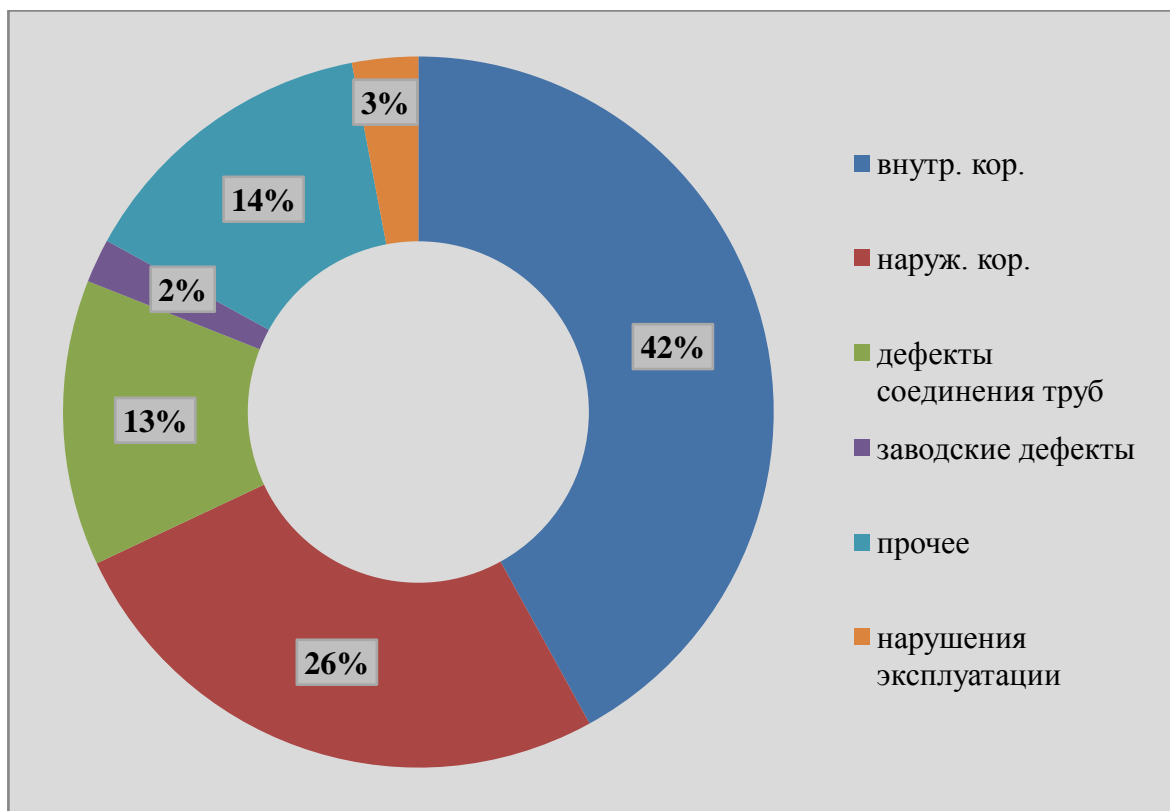


Рисунок 6 – Причины отказов нефтепроводов на Ванкорском НГКМ

В связи с увеличением эксплуатационного срока нефтепроводов наблюдается увеличение дефектов связанных с коррозией, при этом наблюдается рост аварий на нефтепроводах.

Анализ отказов показывает (рис. 6), что причины порывов трубопроводов различные, но основную долю отказов составляют отказы по причине коррозии. Для уменьшения ее скорости в настоящее время на Ванкорском НГКМ используются ингибиторы коррозии, но их эффективность значительно уменьшается вследствие эрозионного удаления защитной пленки со стенки трубопровода. Таким образом, предлагаемым решением является использования полимерных трубопроводов, о чем будет рассказано в последующих главах данной работы.

3.3 Классификация дефектов трубопроводов

Исходя из анализа аварий и инцидентов на трубопроводах, делаем вывод, что основные источники повреждений являются коррозия металлов, трещины, полученные в результате коррозионного растрескивания под напряжением, различных деформаций полученных в результате монтажа и сварки трубопровода. Надежная эксплуатация газонефтепроводов будет обеспечена только в случае отсутствия всех дефектов. В свою же очередь отсутствие, каких либо дефектов будет обеспечивать безопасную эксплуатацию трубопроводов. Проведение неразрушающего контроля позволяет определить дефекты на трубопроводах и установить характер повреждения, а так же годность к эксплуатации трубопровода. Основная задача неразрушающего контроля дать оценку состояния трубопровода, определить опасные (дефектные) участки и поиск мест возможной аварии (отказа) на магистральных трубопроводах. В процессе многолетних эксплуатации трубопроводов чаще всего проявляются случаи хрупких разрушений металла трубы в около шовных зонах сварных соединений. Размер таких зон концентраций напряжений составляют от 1-2 микрон до 1-2 миллиметра. Для этого проводится перед первыми этапами эксплуатации детальная дефектоскопия. Дефекты подразделяются:

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Дефект поверхности	Дефекты проката поверхности трубы, не выводящие толщину стенки за предельные размеры по ГОСТ.
Трещиноподобный дефект	Дефект в виде одиночных трещин или участок с трещинами, рост которых определяется воздействием на металл напряжения.
Несплошность плоскостного типа	Различные не провары, не сплавления, трещины.
Аномалия	Различные поры, шлаковые включения подрезы, чешуйчатость ит.д.
Смещение кромок	Несовпадение расстояний внутренних и внешних стенок сварных труб.
Косой стык	Когда трубы расположены под углом к друг другу.



Рисунок 7 – разрыв трубопровода

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35



Рисунок 8 – Вмятина трубопровода



Рисунок 9 – Внутренняя часть трубы

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

4 Диагностика трубопроводов

4.1 Испытание трубопроводов на прочность и герметичность

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре воздуха водой с температурой не ниже 50С и не выше плюс 40С.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность проводится гидравлическим способом при $P_{исп} = 1,25P_{раб}$

При заполнении испытуемого объекта водой, из него должен быть полностью удален воздух.

Подъем давления в трубопроводах следует проводить плавно. Под $P_{исп}$ трубопровод должен быть выдержан в течение 10 мин., после чего его снижают до рабочего давления для тщательного осмотра сварных швов. Осмотр трубопроводов с целью проверки на герметичность можно проводить только после снижения $P_{исп}$ до $P_{раб}$.

При испытании трубопровод не нельзя оставлять заполненным жидкостью или воздухом без присмотра.

Продувка трубопровода проводится под давлением равным рабочему, но не превышающим 4,0 МПа. Продолжительность продувки 10 минут. На время продувки снимаются КИП и устанавливаются заглушки. Во время продувки арматура должна быть полностью открыта, а после окончания тщательно осмотрена и очищена.

Дополнительное испытание на герметичность проходит после прочностных испытаний, промывки и продувки, данное испытание проводится с помощью воздуха.

Дополнительное испытание на герметичность производится с помощью подачи давления, которое равно рабочему давлению объекта.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Коршунов В.С.</i>				<i>Виды труб</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бричник О.В.</i>						50	110
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Длительность проводимых дополнительных испытаний составляет не менее 24 часов.

При проведении испытаний на герметичность пневматическим методом считаются удовлетворительными, если скорость падения давления не превысит 0,1 % за 60 минут для трубопроводов группы (А) и вакуумных, не более 0,2 % для трубопроводов группы Б(а) и Б(б)

Скорость падения давления для трубопроводов, которые, транспортируют другие вещества, должны быть прописаны в проектной документации.

4.2 Визуально измерительный контроль

Визуально-измерительный контроль (ВИК) – это один из методов неразрушающего контроля оптического вида. Он основан на получении первичной информации о контролируемом объекте при визуальном наблюдении или с помощью оптических приборов и средств измерений.

Перед началом выполнения данного вида контроля, необходимо подготовить место производства работ. Так как ВИК трубопровода выполняется в процессе его эксплуатации, т. е. в трассовых условиях, то должен быть обеспечен удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Подлежащая контролю поверхность, как правило, рассматривается под углом более 30° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм (Рис 10)

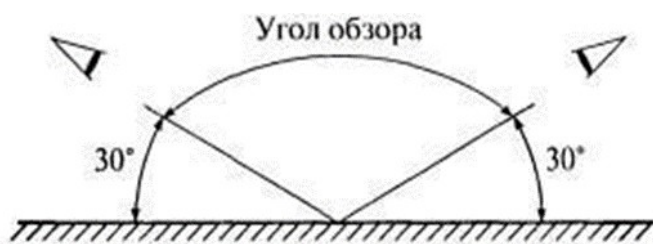


Рисунок 10 – Условия визуального контроля

					Диагностика трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

ВИК при техническом диагностировании трубопровода следует проводить после прекращения его работы, так как он находится под давлением. Поверхность в зоне контроля должна быть очищена от изоляционного покрытия, от ржавчины, окалин, грязи, шлака и т.д. до чистого металла.

После проведения подготовительных мероприятий, можно приступать к контролю, в котором следует использовать различные средства визуального и измерительного контроля при условии наличия соответствующих инструкций и методик их применения.

Анализ метода ВИК позволяет выявить следующие преимущества вышеуказанного метода: простота и удобства метода; позволяет получить до 50% информации об объекте; малые временные затраты; низкая себестоимость метода; легко подвергается проверке. В то же время в результате проведенного анализа метода выявлен ряд серьезных недостатков: на ход испытаний большое действие оказывает человеческий фактор; низкая достоверность результатов и субъективность в определении результатов исследований; удается обнаруживать только крупные дефекты; ограниченность зоны проведения испытаний только видимой частью конструкции. Несмотря на выявленные недостатки по способу и качеству диагностики даже несовершенный визуальный контроль швов является необходимым методом, как и на стадии проведения комплексной диагностики, так и в течении всего технологического процесса.

4.3 Магнитные методы диагностики

Магнитный неразрушающий контроль – неразрушающий контроль, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств объекта.

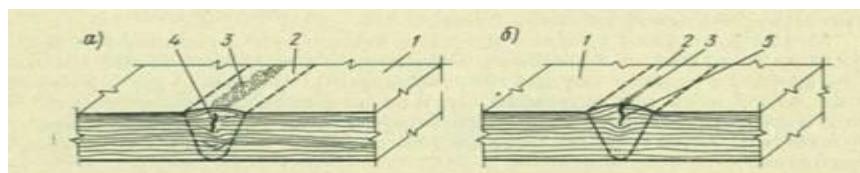
Магнитный метод контроля применяют в основном для контроля изделий из ферромагнитных материалов, т. е. из материалов, которые способны существенно изменять свои магнитные характеристики под воздействием

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

внешнего (намагничивающего) магнитного поля. По способу получения первичной информации различают следующие методы магнитного контроля: магнитопорошковый, магнитографический, феррозондовый, эффект Холла, индукционный, пондеромоторный, магниторезисторный.

В качестве магнитных порошков используются тонко измельченные ферромагнитные порошки, обладающие высокой магнитной проницаемостью, получаемые из отходов стали, магнетита, феррита и прочие. Порошки применяют в различных видах: в сухом, в виде суспензий.

После этого в зоне поверхностного дефекта возникает парамагнитных полюсов, которые подобно маленьким магнитам задерживают магнитный порошок по контуру имеющегося дефекта, образуя его видимое изображение (Рис. 5.3). При наличии поверхностных дефектов порошковые рисунки всегда получаются плотными, хорошо сцепляются с поверхностью металла и имеют резкие очертания.



а – трещина на некоторой глубине от поверхности; б – поверхностная трещина: 1 – свариваемый металл; 2 – сварной шов; 3 – магнитный порошок; 4 – скрытая трещина; 5 – поверхностная трещина

Рисунок 11 – Схема выявления дефектов в шве с помощью магнитного порошка

В настоящее время для контроля методом магнитного порошка используются магнитные дефектоскопы. Разработан передвижной магнитный дефектоскоп типпппа ДМП-3, состоящий из пульта питания и управления устройств намагничивания, приспособлений для намагничивания и устройств для подачи и распыления порошка. Существуют и более универсальные магнитные дефектоскопы типа УМДЭ-10000. Кроме намагничивания исследуемого металла, этим дефектоскопом обеспечивается автоматическое регулирование и выключение тока, подача магнитной суспензии и

					Диагностика трубопроводов	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

размагничивании металла после окончания испытаний.

Разработаны также полуавтоматические и автоматические установки, в которых весь процесс испытаний и фиксация обнаруженных дефектов автоматизированы.

Благодаря высокой чувствительности, объективности, простоте и скорости операций, четкости определения дефектов и надежности магнитные методы диагностирования трубопроводов получили большое распространение в промышленности. Так же важным преимуществом вышеуказанного метода является возможность контроля деталей сложной формы и любых размеров. Проанализировав все возможности магнитопорошкового метода необходимо отметить его недостатки: возможность контроля только изделий из ферромагнитного материала; необходимость использования специального оборудования; невозможность выявления дефектов, расположенных на глубине более 2 мм от поверхности, а также дефектов под немагнитными покрытиями толщиной более 80 мкм при использовании магнитной суспензии. На вероятность обнаружения дефекта влияют многие факторы, в том числе его очертания, ориентация и глубина залегания.

5.4 Акустико-эмиссионный метод

Акустико-эмиссионный метод – это пассивный метод акустического контроля, основанный на обнаружении упругих волн напряжения в твердых телах, возникающих при локальной динамической перестройке их структуры. Главными источниками АЭ являются процессы пластической деформации, связанные с появлением, движением и исчезновением дефектов кристаллической решетки: появление и развитие микро- и макротрещин; трение (в том числе поверхностей разрывов друг о друга); фазовые (например, аллотропические) превращения в твердом теле [17].

В основе механизма акустико-эмиссионного метода лежит нагружение исследуемого образца внешней силой, которая будет воздействовать и

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

деформировать твердое тело. Существует несколько механических способов

создания этой силы – подвергнуть материал нагрузке силой, давлением или температурным полем.

При воздействии на объект происходит перестройка решетки и изменение межатомных расстояний и разрыв связей между атомами, в результате атомы начинают колебаться относительно своего исходного положения в месте разрыва межатомной связи. Следствием колебаний является зарождение упругой волны.

Самые распространенные виды упругих волн - продольные, поперечные, поверхностные (волны Релэя) и нормальные (волны Лэмба). Процесс разрыва быстро затухает, поэтому упругое колебание имеет форму короткого импульса, которые и улавливаются датчиками.

Метод акустической эмиссии позволяет проводить диагностирование технического состояния трубопровода дистанционным способом. На всем протяжении обследуемого участка трубопровода через равные промежутки устанавливаются преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ). Схема расположения ПАЭ показана на рисунке 2.10.



Рисунок 12 – Схема расположения преобразователей акустической эмиссии

На расчётных местах установки датчиков обеспечивают качественный контакт между ПАЭ и телом трубы путем тщательной очистки до чистого металла с установкой ПАЭ на магнитных прижимах через слой контактной жидкости. При проведении метода АЭ используют частоты от 10 до 40 КГц.

Для проведения эмиссионных работ рекомендуется использовать

Диагностика трубопроводов

Лист

42

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
------	------	----------	---------	------	--

частоты 10 – 40 кГц. расчет расстояния между датчиками производят по радиус зоны уверенного приема сигнала, определяемый по кривой затухания упругих колебаний в материале трубы.

Результатом контроля служат идентифицированные дефекты, классифицированные по степеням опасности. Различают 4 класса – I, II, III и IV [18].

Современным прибором для акустико-эмиссионного контроля является универсальный прибор компании «Интерюнис» – «UNISCOPE». Прибор имеет два широкополосных аналоговых входа для подключения традиционных чувствительных элементов типа пьезоэлектрических преобразователей и два универсальных входа для подключения внешних регистрирующих блоков с помощью цифровых интерфейсов. В базовом варианте «UNISCOPE» представляет собой 2-х канальный прибор регистрации АЭ-импульсов, с возможностью линейной локации источников.

Данный прибор позволяет производить акустико-эмиссионный неразрушающий контроль промышленного трубопровода в процессе его эксплуатации.

Главными достоинствами универсального прибора «Uniscop» являются:

- Малая масса и оптимальная эргономика для работы в полевых условиях;
- Высокий современный уровень аппаратного и программного обеспечения;
- Два широкополосных универсальных измерительных канала и два цифровых входа для подключения внешних измерительных блоков;
- Графическое отображение результатов измерений на цветном LCD дисплее;
- Продолжительное время работы от двух встроенных аккумуляторов.

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Преимущества акустико-эмиссионного метода диагностирования:

Классификация обнаруженных дефектов по степени их опасности
оценка влияния действия дефекта на трубопровод;

- Высокая чувствительность к растущим дефектам и регистрация прироста трещины до долей миллиметров;
- Интегральность метода – мониторинг всего ОК при помощи нескольких ПАЭ;
- Определение остаточного ресурса трубопровода по результатам контроля;
- Возможность определения утечек в диагностируемом трубопроводе.

Недостатки данного метода:

- Сложность выделения полезного сигнала из помех;
- Неточность результатов диагностики при наличии посторонних шумов;
- Сложность расшифровки результатов контроля;
- Отсутствие информации о размерах и виде обнаруженного дефекта;
- Контактный метод – необходимость установки датчиков непосредственно на поверхность трубопровода.

4.5 Ультразвуковой контроль

Ультразвуковая дефектоскопия основана на явлениях, происходящих на границе раздела двух сред, имеющих разные акустические сопротивления. В общем случае на границе раздела могут происходить три явления: отражение, преломление и трансформация волн.

Отражением называют изменение направления УЗ волны на границе раздела, при котором волна не переходит в другую среду.

Преломлением называют изменение направления УЗ волны на границе раздела, при котором волна переходит в другую среду.

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Трансформацией называют преобразование волн одного типа в волны другого типа, происходящее на границе раздела двух сред.

Чем больше отличаются акустические сопротивления сред, тем большая часть энергии звуковой волны отразится от границы раздела двух сред. Этим условием определяется как возможность, так и эффективность выявления нарушений сплошности материала (включений среды с акустическим сопротивлением, отличающимся от сопротивления контролируемого материала).

Ультразвуковой дефектоскоп - это электронно-акустическое устройство, предназначенное для возбуждения - приема УЗ колебаний и преобразования их в вид, удобный для вывода на соответствующий индикатор, снабженное сервисными устройствами для измерения параметров принятых сигналов.

Из числа акустических методов чаще всего применяют ультразвуковую дефектоскопию (УЗД), ультразвуковую толщиномирию (УЗТ) и акустико-эмиссионный неразрушающий контроль. На УЗД в мировой практике приходится в настоящее время 60 % всего объема неразрушающего контроля. Акустические колебания представляют собой механические колебания частиц упругой среды. Процессы распространения этих колебаний в среде называют акустическими волнами. Линию, указывающую направление распространения волны, называют лучом, а границу раздела колеблющихся частиц от неколеблющихся - фронтом волны.

Акустические колебания характеризуются частотой, интенсивностью и видом. Виды колебаний в основном определяются свойствами упругой среды и способом их создания. В жидкостях и газах, обладающих упругостью объема, акустические колебания распространяются с одинаковой скоростью во всех направлениях. В твердых телах, характеризуемых помимо упругости объема еще и упругостью формы (сдвиговой упругостью) и неодинаковостью деформаций растяжение-сжатие по различным направлениям (для анизотропных тел), закономерности распространения акустических волн значительно сложнее.

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Анализируя вышеизложенное, приходим к следующим выводам: ультразвуковой контроль не разрушает и не повреждает исследуемый образец, что является его главным преимуществом. Благодаря данному методу существует возможность проводить контроль изделий из разнообразных материалов, как металлов, так и неметаллов. Кроме того можно выделить высокую скорость исследования при низкой стоимости и опасности для человека (по сравнению с рентгеновской дефектоскопией) и высокую мобильность ультразвукового дефектоскопа. В то же время необходимо отметить ряд недостатков, ограничивающих сферу применения данного метода: использование пьезоэлектрических преобразователей требует подготовки поверхности для ввода ультразвука в металл, в частности создания шероховатости поверхности не ниже класса 5, в случае со сварными соединениям еще и направления шероховатости (перпендикулярно шву). Ввиду большого акустического сопротивления воздуха, малейший воздушный зазор может стать непреодолимой преградой для ультразвуковых колебаний. Для устранения воздушного зазора, на контролируемый участок изделия предварительно наносят контактные жидкости, такие как вода, масло, клейстер. При контроле вертикальных или сильно наклоненных поверхностей необходимо применять густые контактные жидкости с целью предотвращения их быстрого стекания. Как правило, ультразвуковая дефектоскопия не может дать ответ на вопрос о реальных размерах дефекта, лишь о его отражательной способности в направлении приемника. Эти величины коррелируют, но не для всех типов дефектов. Кроме того, некоторые дефекты практически невозможно выявить ультразвуковым методом в силу их характера, формы или расположения в объекте контроля.

Практически невозможно производить достоверный ультразвуковой контроль металлов с крупнозернистой структурой, таких как чугун или аустенитный сварной шов (толщиной свыше 60 мм) из-за большого рассеяния и сильного затухания ультразвука. Кроме того, затруднителен контроль малых

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

деталей или деталей со сложной формой. Также затруднен ультразвуковой контроль сварных соединений из разнородных сталей (например, аустенитных сталей с перлитными сталями) ввиду крайней неоднородности металла сварного шва и основного металла.

4.6 Внутритрубная диагностика

Наиболее эффективным методом выявления дефектов и повреждений труб является прогон по трубопроводу специальных устройств - внутритрубных дефектоскопов, оснащенных специальными приборами.

Большинство конструкций дефектоскопов предназначено для определения конфигурации поперечного сечения трубопроводов, выявления вмятин, вспучиваний, утончений стенки трубы, внутренней и наружной коррозии.

Реже используются внутритрубные дефектоскопы, предназначенные для решения специальных задач. Так, дефектоскопы, оснащенные видео- и фотокамерами, применяют для визуальной инспекции внутренней поверхности труб: с инерционными устройствами - для определения кривизны и профиля трубопровода, со специальными датчиками - для выявления трещин, а с источниками нейтронного излучения - для определения глубины заложения подводных трубопроводов или толщины утяжеляющего покрытия. Все внутренние дефектоскопы перемещаются по трубопроводу транспортируемым потоком и оборудованы различными датчиками, устройствами сбора, обработки и хранения информации, источниками питания.

Внутритрубное обследование проводится в четыре уровня:

1. обследование трубопровода с помощью приборов – профилемеров. Они определяют дефекты геометрии стенки труб (гофры, овальность, вмятины);
2. с помощью ультразвуковых приборов – дефектоскопов ведут поиск, измеряют коррозионные дефекты, расслоение металла труб;

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. с помощью магнитных снарядов – дефектоскопов выявляют дефекты кольцевых сварных швов;

4. с помощью более современных ультразвуковых дефектоскопов СД ведут обнаружение и измеряют трещиноподобные дефекты в продольных швах и в теле трубы;

5. с помощью программ определяют степень опасности выявленных дефектов.

Для проведения внутритрубной инспекции с помощью ВИС исследуемый участок промышленного трубопровода должен быть оборудован камерами пуска и приема средств очистки и диагностики. Запорная арматура, отводы, врезки и тройники на исследуемом участке не должны препятствовать движению внутритрубных снарядов. Для отслеживания местоположения ВИС на трубопроводе устанавливают маркерные сигнальные передатчики с интервалом 1,5 – 2 км.

Внутритрубная диагностика включает в себя несколько этапов, при качественном выполнении которых обеспечивается получение наиболее точных и достоверных результатов.

На первом этапе диагностического обследования участка трубопровода производится очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов и отложений с помощью очистных скребков (рисунок 2.37).



Рисунок 13 - Очистные скребки типа СО (слева) (НПЦ «ВТД») и СКР – 4 (справа) (АО «Транснефть - Диаскан»)

В процессе очистки трубопровода скребки запускают несколько раз в зависимости от степени загрязненности трубопровода до тех пор, пока не будет достигнута необходимая степень очистки внутренней полости обследуемого участка.

Для финальной очистки трубопровода предусмотрен запуск очистных поршней с магнитными щетками (рисунок 2.38) для улавливания металлических частиц.

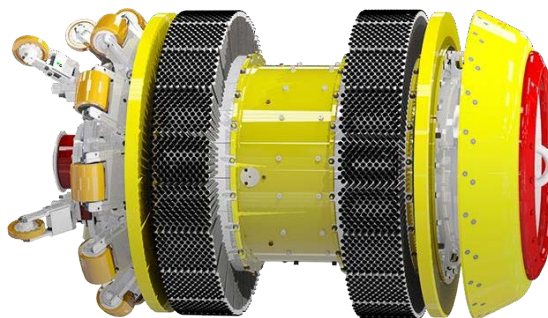


Рисунок 14 – Магнитный поршень НПЦ «ВТД»

На втором этапе производится калибровка трубопровода скребком - калибром с тонкими мерными пластинами (рисунок 2.39) с целью оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов.

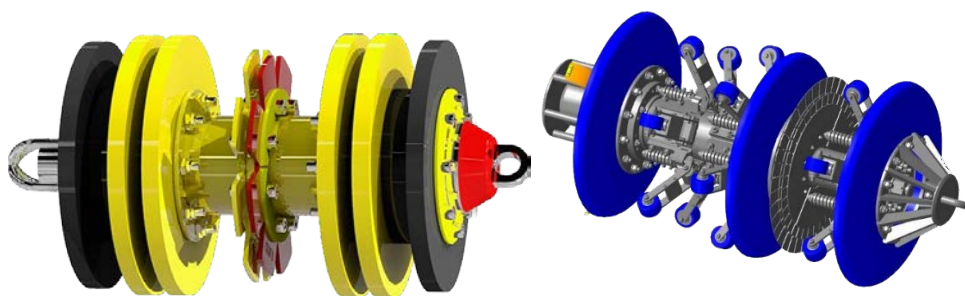


Рисунок 15 – Очистные скребки - калибры типа СОК (слева) (НПЦ «ВТД») и СКК – 4 (справа) (АО «Транснефть - Диаскан»)

По наличию или отсутствия изгиба пластин скребка - калибра судят о минимальном проходном сечении трубопровода. Калибровка определяет

возможность безопасного пропуска снаряда - профиломера. главное условие для пропуска проиломера - минимальное проходное сечение участка трубопровода для беспрепятственного пропуска стандартного профиломера составляет $0,7D_n$.

На третьем этапе после успешного пропуска скребка-калибра осуществляется двукратный пропуск снаряда-профиломера (рисунок 2.40) для получения исчерпывающей информации о фактическом состоянии геометрии трубопровода на всем его протяжении. С помощью снаряда-профиломера определяют дефекты геометрии: вмятины, гофры, овальности, а также наличие конструктивных особенностей: кольцевых сварных швов, подкладных колец, тройников, кранов, отводов и т.д.

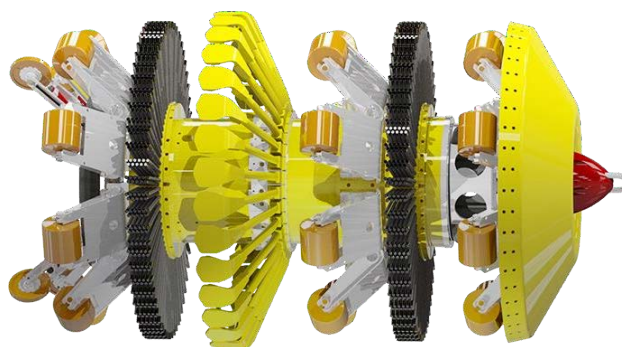


Рисунок 16 – Снаряд-профиломер НПЦ «ВТД»

Четвертым этапом является определение участков, которые уменьшают проходное сечение на величину $0,85D_n$ и имеют иные недопустимые отклонения в процессе пропуска снаряда-профиломера, и выполнение ремонт по устранению дефектных мест для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного дефектоскопа [38].

Запуска рассмотренных выше внутритрубных снарядов недостаточно для полного проведения контроля трубопровода, поскольку данные устройства позволяют определить лишь дефекты геометрии трубопровода, ведущих к уменьшению его проходного сечения, то есть способны выполнить задачи только 1 уровня мониторинга трубопровода.

После всех подготовительных мероприятий в трубопровод запускается внутритрубный дефектоскоп для проведения 2, 3 и 4 уровней диагностики.

На втором уровне диагностики трубопровода происходит обнаружение дефектов типа потерь металла, которые вызывают уменьшение толщины стенки, а также несплошностей и инородных включений в стенке трубопровода. Для обнаружения данных типов дефектов используются: ультразвуковой дефектоскоп – толщиномер типа WM (Wall Thickness Measurement) с радиально установленными ультразвуковыми датчиками и т.д.

На третьем уровне выявляют поперечно-ориентированные трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах и основном металле трубы с использованием следующих дефектоскопов: магнитного прибора-дефектоскопа продольного намагничивания типа MFL (Magnetic Flux Leakage), ультразвукового прибора-дефектоскопа типа CD с наклонным вводом ультразвуковых импульсов в тело трубы.

На четвертом уровне контроля производят обнаружение продольно-ориентированных трещиноподобных дефектов в основном теле трубы и в продольных сварных швах. Для данных целей применяют, например, ультразвуковой прибор-дефектоскоп типа CD с наклонно расположенными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками, магнитный прибор-дефектоскоп поперечного намагничивания типа TFI.

Классификация современных дефектоскопов по уровням технического диагностирования довольно условна, поскольку данные приборы-дефектоскопы позволяют обнаруживать несколько типов различно ориентированных дефектов и поэтому могут применяться на любом из уровней диагностики.

После пропуска внутритрубных приборов-дефектоскопов производят обработку результатов диагностирования, определяют наиболее дефектные участки трубопровода, производят их шурфовку и, если необходимо, удаление изоляции с целью идентификации обнаруженных дефектов [39].

					<i>Диагностика трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

5 Виды труб

5.1 Полимерные трубы

В сравнении с традиционными жесткими стальными трубами, в т.ч. защищенными лакокрасочными, эмалевыми, полимерными и иными видами покрытий, гибкие трубы обладают рядом преимуществ, а именно:

1. Высокой химической стойкостью к нефтепромысловым средам, в т.ч. к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, углекислый газ, мехпримеси, свободный кислород, активные ионы хлора; а также к нефтепродуктам, морской воде и т.д. Успешно противостоят различным кислотам, в т.ч. фосфорной, кремнефтористоводородной, соляной, серной и др.

2. Высокой механической прочностью к комплексу нагрузок, прилагаемых к гибкой трубе в процессе ее транспортирования, монтажа и эксплуатации.

3. Высокой монтажеспособностью, что позволяет существенно сократить затраты времени и труда при строительстве трубопроводов, улучшить условия труда за счет повышения доли механизированных операций в общем балансе времени строительства трубопровода.

4. Повышенной транспортабельностью: транспортируются всеми видами транспорта и имеют значительно большую вместимость в транспортное средство. Железнодорожный полувагон, в зависимости от типоразмера трубы, вмещает свыше 3-х километров гибких труб, свернутых в бухты.

5. Повышенной пропускной способностью и стабильной во времени гидравлической характеристикой.

6. Повышенной заводской готовностью. Не требуют при своем монтаже применения сварочных, подгоночных, теплоизоляционных и других работ.

Поставляются в комплекте с крепежными деталями, уплотнительными

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Виды труб</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.</i>					50	110
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

7. кольцами, ответными и испытательными фланцами.
8. Сроком службы более двадцати лет в средах, в которых срок службы стальных труб не превышает 6 месяцев.

Применение гибких труб обеспечивает потребителю сохранение экологии окружающей среды; сокращение объемов строительно-монтажных работ до 50%; экономию металла до 70-80%; снижение гидравлических сопротивлений на 15-20%; сохранение исходных гидравлических характеристик в течение всего эксплуатационного периода; увеличение срока службы внутрипромысловых трубопроводов до 20 и более лет; сокращение числа порывов трубопроводов в десятки раз, и т.д.. В целом можно сказать, что применение коррозионностойких гибких труб позволяет Потребителю перевести парк внутрипромысловых трубопроводных коммуникаций в безаварийный режим эксплуатации.

При использовании гибких труб объемы строительно-монтажных работ сокращаются до 50%. Один километр гибкого трубопровода монтируется за 4-5 часов, чему способствуют большая строительная длина секций, их гибкость и малый радиус изгиба. Прокладка гибких труб сводится к их сматыванию с отдающих устройств в траншею, или непосредственно на грунт, и затяжке шпилек фланцевых соединений. При этом полностью исключаются любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы.

Свойства гибких полимерно-металлических труб:

- химическая стойкость
- высокая механическая прочность
- высокая сейсмостойкость
- стабильная во времени гидравлическая характеристика
- повышенная пропускная способность
- улучшенная теплоизоляция
- высшая степень заводской готовности
- высокая монтажеспособность и транспортабельность

					<i>Виды труб</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- высокая степень адаптации к рельефу местности и состоянию грунта
- высокая степень устойчивости к природным условиям.

5.1.1 Трубы гибкие полимерно-металлические (ГПМТ)

Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) предназначены для прокладки наземных и подземных трубопроводов при транспортировке нефти, нефтепродуктов, нефтяных и газовых смесей, воды с агрессивными примесями, а также для питьевого и бытового водоснабжения.

Назначение и область применения ГПМТ:

- Трубопроводы питьевой воды
- Трубопроводы пластовых сточных вод
- Нефтепроводы
- Подводные трубопроводы
- Трубы для бурения
- Трубы для геологоразведки
- Коммунальное хозяйство

Трубы ГПМТ применяются при нефтедобыче, добыче жидких и газообразных полезных ископаемых в качестве высоконапорных трубопроводов.

Производство труб ГПМТ освоено в 1998 году. Трубы ГПМТ применяются на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», «Томскнефть», «Нижневартовскнефтегаз», «Сахалинморнефтегаз».

					<i>Виды труб</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

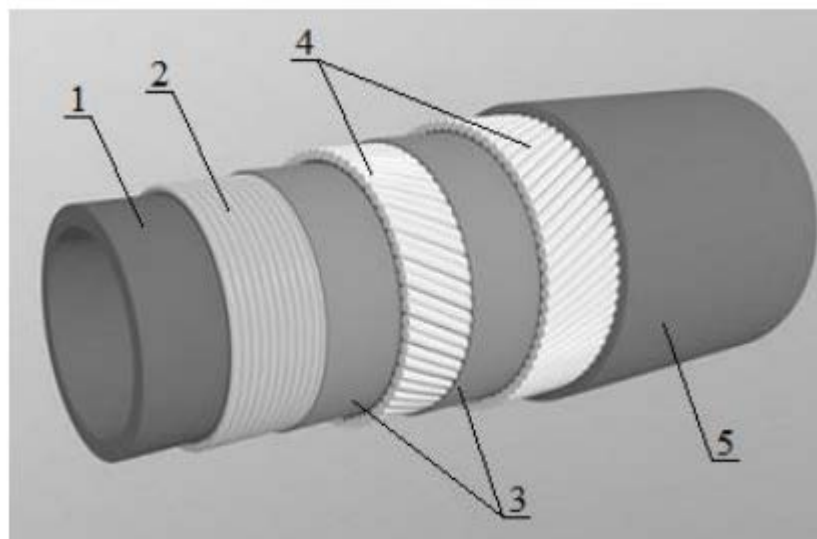


Рисунок 17 – Общий вид гибкой полимерно-металлической трубы:

- 1 – внутренняя камера из полиэтилена низкого давления,
- 2 – спиральный каркас из стальной проволоки диаметром 3 мм,
- 3 – гидроизолирующие слои виниловой ленты,
- 4 – грузонесущие полипропиленовые повивы,
- 5 – внешний слой из полиэтилена высокого давления.

Гибкие трубы соединяются между собой при помощи фланцевых законцовок [2]. Основные преимущества данного вида труб – простота и высокая скорость строительства трубопровода без привлечения спецтехники; возможность эксплуатации в высокоагрессивных нефтепромысловых и нефтехимических средах; гибкость и большая строительная длина (трубы длиной до 200 м поставляются в бухтах или намотанными на барабан); высокий экономический эффект (за счет кратного повышения сроков службы, снижения аварийности и простоев трубопровода). Стоит также отметить, что стоимость строительства трубопровода из гибких труб снижается за счет незначительных затрат на строительство: отсутствуют очистные, изоляционные и сварочные работы, упрощена укладка труб в траншею, сокращены транспортные затраты, сроки строительства трубопровода, потребность в средствах механизации и трудозатраты.

Согласно отраслевым нормативным документам, срок службы коррозионно-стойких (КСТ) трубопроводов должен быть не менее 25 лет.

					Виды труб	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако ряд объективных и субъективных факторов влияет на прогнозируемую долговечность труб. Необходимо отметить, что отказы стальных труб происходят, как правило, по причине коррозионного разрушения, тогда как аварийность КСТ - результат конструктивных недостатков и нарушения технологических процессов производства, транспортирования, хранения, строительства и эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов. Отказы КСТ вызваны субъективными факторами, которые должны быть исключены из производственного процесса или максимально снижены. Установлено также, что прочностные характеристики металлокорда тоже значительно снижаются в процессе эксплуатации ГПМТ, особенно в средах, насыщенных сероводородом.

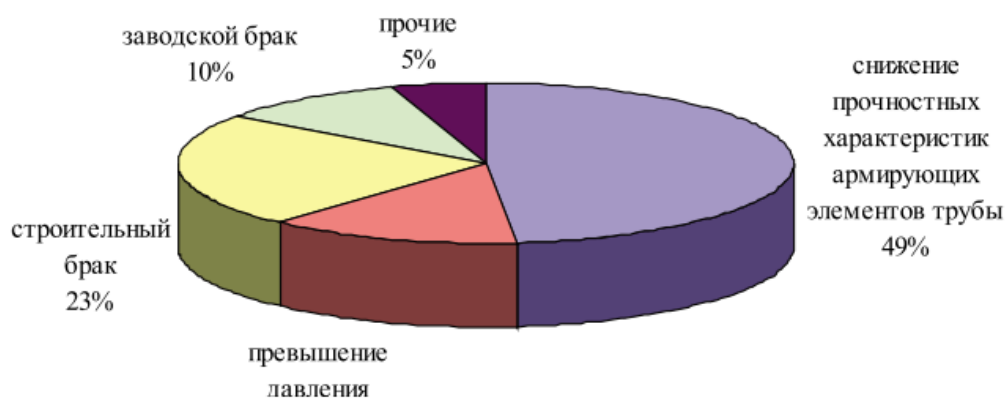


Рисунок 18 – Причины отказов ГПМТ [6]

Анализ причин отказов ГПМТ показал, что металлическая арматура под воздействием агрессивных сред подвержена интенсивному коррозионному разрушению. Поэтому актуальным на сегодняшний день является использование в гибких полимерных трубах коррозионно-стойкой арматуры.

Таблица 1 – Технические характеристики ГПМТ

ПАРАМЕТРЫ	ГПМТ-75	ГПМТ-100	ГПМТ-150	ГПМТ-200
Внутренний диаметр, мм	75	90	131	190
Наружный диаметр, мм	90	125	170	266
Длина трубы, макс., м	300	300	200	12
Минимальный радиус изгиба, м	0,9	1,1	1,6	2,3
Вес 1 <u>пог.м.</u> , кг	7,1	10,8	18,2	33,5
Температура эксплуатации, град С	-45...+95			
Давление ном/макс	4 МПа/ 6 МПа			
Тип концевого элемента	под сварку/фланцевый			
Относительное удлинение	0,25%			

5.1.2 Трубы полиэтиленовые (ПНД)

При строительстве подземных газопроводов широко используются полиэтиленовые трубы, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с трубами, изготовленными из стали [8]. Полиэтиленовая труба представляет собой гладкостенную с кольцевой формой поперечного сечения, гибкую, многослойную монолитную конструкцию, состоящую из внутреннего полиэтиленового слоя, силового армирующего слоя, уложенного на внутренний полиэтиленовый слой спирально-перекрестной намоткой полиэфирных нитей и наружного полиэтиленового слоя. Предназначены для транспортировки под давлением жидкостей и газов.

					<i>Виды труд</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

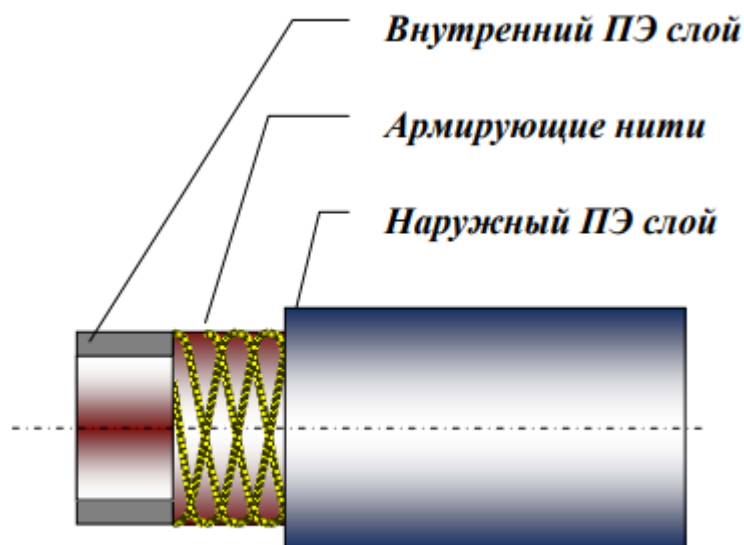


Рисунок 19 – Конструкция полиэтиленовой трубы.

При строительстве подземного газопровода полиэтиленовые трубы укладывают прямо в грунт без специальной защиты и изоляции, в которых нуждаются стальные трубы. Высокая пластичность и прочность на разрыв позволяют прокладывать их в пучинистых грунтах и в регионах с повышенной сейсмической активностью.

Особенным преимуществом является полное отсутствие коррозии при контакте с водой у полиэтиленовых труб. Есть некоторые данные по испытанию образцов стальных и полиэтиленовых труб на скорость коррозии с применением различных ингибиторов (табл. 2) [7]

					<i>Виды труб</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Таблица 2 – Результаты эксперимента

№ образцов	Условия эксперимента	Наименование материала	m1 до испытания, g	m2 после испытания, g	t, время испытания, h	P, скорость коррозии, g/h	Z, защитное действие ингибитора, %
Образец №5	холостой опыт	стальной образец	18.84684	18.82014	72	0.0003708333	
		полиэтиленовый образец	5.46456	5.46457	72	0	
Образец №6	ингибитор солеотложений «Акватек-512 Н»: 50 г/тонну подтоварной H ₂ O	стальной образец	34.29650	34.27875	72	0.0002465278	33.52
		полиэтиленовый образец	4.89603	4.89605	72	0	-
Образец №7	ингибитор коррозии «ХПК-002»: 25-30 г/тонну жидкости (H ₂ O + нефть)	стальной образец	29.05638	29.03869	72	0.0002456944	33.75
		полиэтиленовый образец	5.72116	5.72117	72	0	-
Образец №8	ингибитор парафиноотложения «Санпар 5403»: 150 г/тонну нефти	стальной образец	28.65869	28.63980	72	0.0002623611	29.25
		полиэтиленовый образец	4.46117	4.46116	72	0.0000001389	-
Образец №9	ингибированная соляная кислота с добавлением «Акватек 50»: 0,2 тонны HCl + 0,008 тонн Акватек 50/тонну подтоварной H ₂ O	стальной образец	24.66685	24.57576	72	0.0012651389	-
		Полиэтиленовый образец	4.46348	4.46349	72	0	-

Представленные данные показывают, что полимерные трубы, в отличие от стальных, в течении времени эксперимента не были подвержены коррозии.

В отличие от стали, физические и химические свойства полиэтилена гарантируют герметичность и устойчивость, деструкции и потери массы под воздействием агрессивных веществ (кислоты, щелочи и др.), находящихся в почве и в транспортируемой среде, в течение всего срока эксплуатации. Трубы ПНД отличаются от стальных высокими показателями пластичности, радиус изгиба труб – не менее 10 наружных диаметров. Вследствие этого при монтаже трубопровода требуется меньше соединительных деталей, упрощается проектирование и строительство трубопровода. Полиэтиленовые трубы весят в 7 раз меньше стальных аналогичного диаметра. Для сварки полиэтиленовых труб не требуется тяжелая техника, ниже потребление энергии, по сравнению со сваркой стальных труб. К тому же возможность применения длинномерных труб в бухтах снижает количество сварных соединений в 15-20 раз. Все вышеперечисленное позволяет значительно снизить сроки строительства

					Виды труб	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

газопроводов и уменьшить капитальные затраты.

Полиэтиленовые трубы имеют пропускную способность на 25-30% выше, чем у стальных за счет более гладкой внутренней поверхности и отсутствия внутренних отложений. Эквивалентная шероховатость полиэтиленовых труб по различным оценкам составляет от 0,0015 мм до 0,05 мм, для стальных труб этот показатель находится в диапазоне 0,1-1,0 мм. Внутренний диаметр стальных труб со временем уменьшается вследствие коррозионного зарастания. Диаметр же полиэтиленовых труб увеличивается в процессе эксплуатации без потери работоспособности за счет характерного для полиэтилена явления ползучести. Это увеличение составляет около 1,5% за первые 10 лет и около 3% за весь срок службы трубопровода. Вследствие этого внутренняя поверхность полиэтиленовых труб со временем становится более мягкой и гладкой, что улучшает условия обтекания стенки полиэтиленовой трубы и снижает гидравлическое сопротивление.

К достоинствам полиэтиленовых труб также относятся надежность, долговечность, низкие эксплуатационные расходы. Срок службы стальных подземных трубопроводов составляет не более 25 лет, тогда как срок эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов – не менее 50 лет. Полиэтиленовые трубы не подвержены электрохимическим реакциям, т.е. не требуют применения активных методов защиты газопроводов от блуждающих токов, что создает дополнительную значительную экономию средств при строительстве и эксплуатации трубопровода.

Старение пластических масс проявляется в ухудшении их физико-механических свойств и снижении диэлектрических показателей, повышении хрупкости, возникновении трещин и прочее. *Это происходит вследствие их окисления атмосферным кислородом, вызывающим деструкцию полимерных цепей. Известны случаи и биохимической коррозии полимерных материалов, разрушение которых происходит под влиянием всевозможных бактерий (главным образом, в условиях тропического климата).*

					Виды труб	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кроме того, полиэтиленовые трубы чувствительны к ультрафиолетовому излучению.

В связи с этим, полиэтиленовые трубы пока не используют при строительстве наружных и магистральных трубопроводов.

5.2 Стеклопластиковые трубы

Лишены недостатков полиэтиленовых труб и ГПМТ трубы из стеклопластика.

Переход на применение стеклопластиковых труб обуславливается следующими их преимуществами:

- высокая удельная прочность;
- высокая коррозионная стойкость;
- инактивность к парафиновым отложениям, что снижает гидравлическое сопротивление, повышая тем самым пропускную способность и снижает потребление энергетических ресурсов;
- повышенный срок службы (по различным оценкам от 25 лет и более);
- возможность формирования трубных конструкций с заданными свойствами в силу анизотропии свойств композитных материалов;
- низкая теплопроводность (снижение затрат на изоляционные материалы);
- небольшая масса изделий, позволяющая при погрузочно-разгрузочных работах и монтаже обходиться облегченным комплексом подъемно-транспортных машин;
- низкая трудоемкость монтажно-демонтажных работ
- *высокая атмосферостойкость и инертность к воздействию биовредителей;*
- способность работать в условиях низких (от -80 С) и высоких (до +100 С) температур.

					Виды труд	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

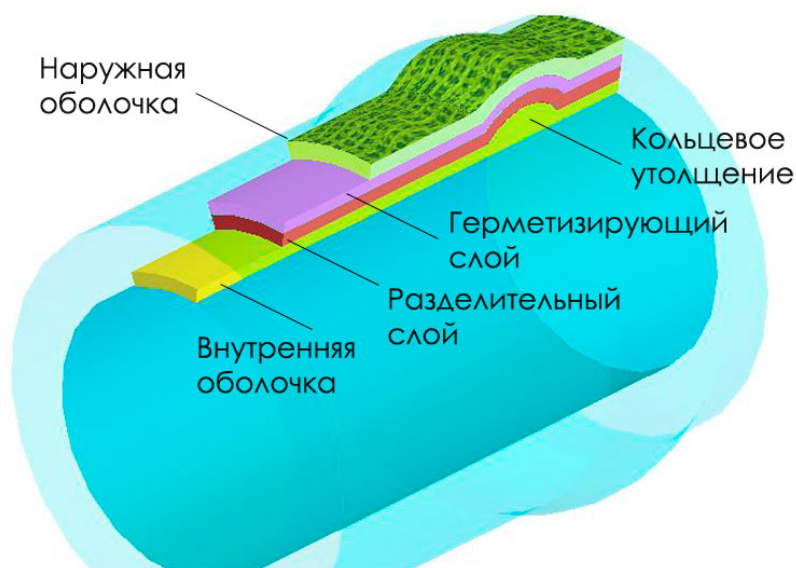


Рисунок 20 – Конструкция стеклопластиковой трубы

Однако, недостаток стеклопластиковых труб, эксплуатирующихся под действием нагрузок, в частности, под действием внутреннего давления – это низкая стойкость к трещинообразованию поперек волокон.

Как показывают эксперименты, процесс трещинообразования в стеклопластиковой стенке трубы неизбежен. Таким образом, одним из главных задач при проектировании стеклопластиковых труб является обеспечение их герметичности.

Применяемые в настоящее время технологии герметизации, а именно использование внутренних эластомерных герметизирующих слоев, оказывается малоэффективным ввиду имеющего место «кессонного явления», заключающегося в отслаивании и вздутии эластомерного герметизирующего слоя вдоль всей внутренней поверхности труб при резких сбросах давления, что делает невозможным дальнейшую эксплуатацию таких труб (рис. 21).

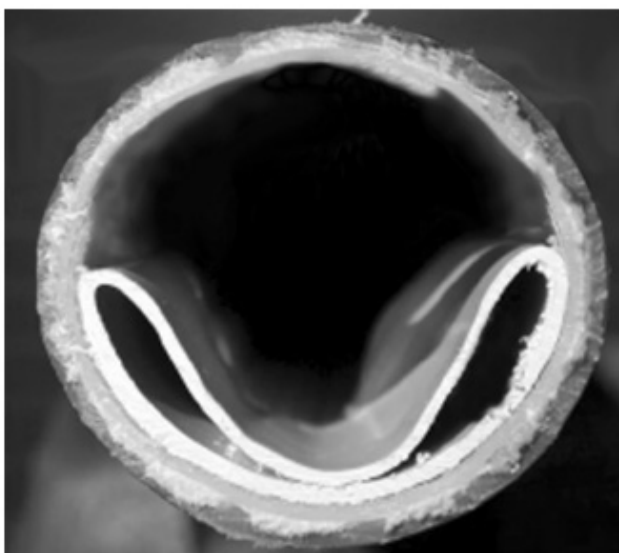


Рисунок 21 – Проявление «кессонного эффекта» при сбросах давления в стеклопластиковой трубе

Учитывая вышесказанное, была разработана конструкция бислойной трубы], позволяющая решить проблему герметизации стеклопластиковой трубы, предотвратить проницаемость транспортируемых сред через герметизирующий слой, ликвидировав тем самым угрозу отслоения и разрушения герметизирующей оболочки при сбросе внутреннего давления («кессонное явление») [8].

Это достигается за счет того, что в тонкослойных металлических герметизирующих оболочках предложено использовать конструктивно-технологическую концепцию их рифления. При нагружении трубы внутренним давлением силовая оболочка претерпевает упругие деформации растяжения и в тангенциальном и в коаксиальном направлениях. Для предотвращения разрыва от тангенциальных напряжений или отслоения от силовой стенки тонколистовой упругой герметизирующей оболочки, упругая деформация которой при разрыве меньше упругой деформации стеклопластиковой оболочки трубы, герметизирующая оболочка выполняется с системой радиальных складок, образующих ребра жесткости, обращенные внутрь трубы (рис. 2).

					Виды труб	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, герметизирующая оболочка оказывается при действии внутреннего давления транспортируемой среды не нагруженной, адаптивно отслеживая радиальную деформацию силовой оболочки трубы. Такая конструктивно-технологическая концепция применима и в случае использования в качестве ГС полимерного материала, например полиэтилена, который при действии внутреннего давления транспортируемой среды, не испытывая плоского двухосного растяжения, уже не будет претерпевать надмолекулярно-структурной перестройки, приводящей к его разуплотнению и образованию каналов проницаемости в нем. Благодаря такой технологии, непроницаемость полимерной герметизирующей оболочки трубы существенно повышается. Кроме этого, подобный герметизирующий слой имеет ряд преимуществ перед гладким герметизирующим слоем: меньший вес при том же гидравлическом сопротивлении и давлении, повышенная гибкость, способность противостоять сдвиговым деформациям, экономия сырья при производстве рифленых герметизирующих слоев достигает 50 %.

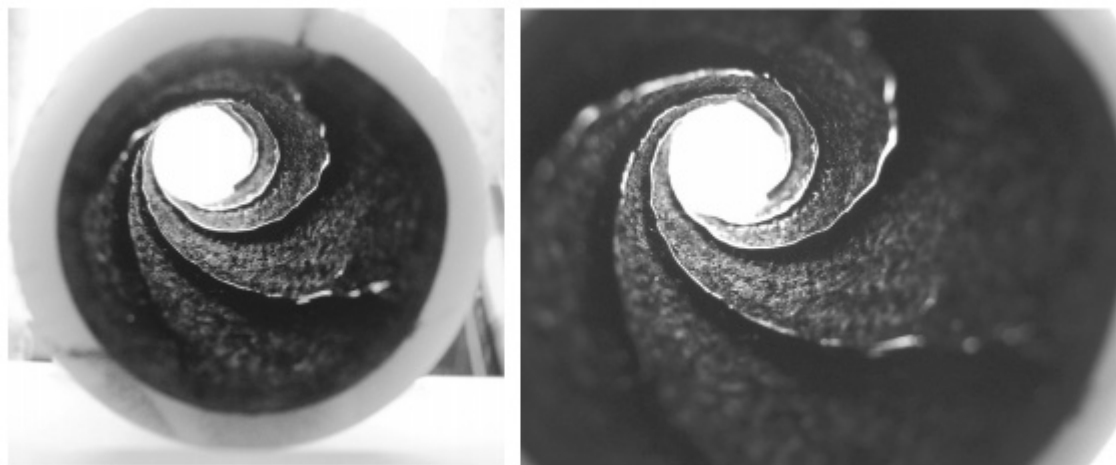


Рисунок 22– Стеклопластиковая трубы с рифленым (спирально-винтовым) герметизирующим слоем

					<i>Виды труб</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.3 Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками

В последние годы значительный прогресс достигнут в области повышения качества изготовления стальных труб. Здесь в первую очередь понимается повышение их коррозионных и хладостойких свойств, что достигается проведением операции термообработки труб, применением сталей с пониженным содержанием марганца (сталь 20) и небольшим содержанием хрома (до 1%). Трубы подобного типа изготавливаются на ряде российских заводов (Таганрогский, Волжский, Северский, Синарский).

Опыт эксплуатации стальных труб улучшенного качества показывает, что их коррозионная стойкость действительно выше. Но это не «коррозионно-стойкие трубы», этот термин, как известно, относится к классу нержавеющей сталей. В этой связи, коррозионная стойкость труб улучшенного качества должна сравниваться с аналогичными показателями труб, изготовленных по обычной технологии. В любом случае длительный безаварийный срок эксплуатации труб из углеродистых сталей в агрессивных средах (особенно при высокой обводнённости) может быть достигнут только при использовании комплекса средств включающих ингибиторную защиту, очистку труб от осадков и увеличение толщины стенки в разумных пределах (до 9 – 10 мм).

Трубы с внутренним покрытием.

Трубы с внутренним покрытием, сварные стыки которых защищены напылёнными протекторами. На промыслах накоплен определённый опыт работы с такими трубами. Рассмотрение условий их эксплуатации показывает, что ускоренное появление негерметичности наблюдается только на газлифтных направлениях. Участки трубопроводов, куда поступает продукция скважин с механизированной добычей, подвергаются коррозии в значительно меньшей степени. Следует подчеркнуть, появление негерметичностей наблюдается только в зоне сварки и зоне нанесения протектора, которая занимает расстояние

					Виды труб	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

по 300 мм в обе стороны от сварочного шва. Для дальнейшего повышения надёжности трубопроводов с внутренним покрытием необходимо изменение способа защиты сварного соединения. Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием применяются при строительстве промышленных трубопроводов, технологических трубопроводов насосных станций, компрессорных станций и других объектов нефтегазовой промышленности и трубопроводов объектов, для защиты стальной поверхности труб от коррозионных и эрозионных воздействий транспортируемых веществ и уменьшить гидравлическое сопротивление.



Рисунок 23 – Трубы с внутренним покрытием.

					<i>Виды труб</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

6 Расчетная часть

6.1 Гидравлический расчет промышленного трубопровода

Исходные данные:

- внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 240$ мм;
- длина трубопровода $L = 3000$ м;
- часовая пропускная способность $Q_{\text{ч}} = 250$ м³/ч;
- плотность перекачиваемой нефти $\rho = 890$ кг/м³;
- кинематическая вязкость нефти $\nu_t = 0.7 \cdot 10^{-4}$ м²/с;
- эквивалентная шероховатость $\Delta = 0,5$ мм.

Расчет трубопровода из стальных труб

Секундный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = \frac{250}{3600} = 0,069 \text{ м}^3/\text{с} \quad (1)$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе:

$$V = \frac{4Q}{S_{\text{сечения}}} = \frac{4 \cdot 0,069}{3,14 \cdot 0,24^2} = 1,53 \text{ м/с} \quad (2)$$

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_t} = \frac{1,53 \cdot 0,24}{0,7 \cdot 10^{-4}} = 5246 \quad (3)$$

$$Re > 2320,$$

следовательно режим движения нефти в трубопроводе – турбулентный.

Для определения зоны трения необходимо определить переходные числа Рейнольдса:

$$Re_1 = 10/\varepsilon; \quad Re_2 = 500/\varepsilon \quad (4)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края			
Разраб.		Коршунов В.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брисник О.В.					65	110
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ81		

где $\varepsilon = \Delta/d$ – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость Δ и диаметр.

$$\varepsilon = \Delta / d = 0,5 / 240 = 0,00208$$

$$Re_1 = \frac{10}{0,00208} = 4808$$

$$Re_2 = \frac{500}{0,00208} = 240384$$

зона смешанного трения:

$$Re_1 < Re < Re_2$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11\left(\varepsilon + \frac{68}{Re}\right)^{0,25} = 0,11\left(0,00208 + \frac{68}{5246}\right)^{0,25} = 0,039 \quad (5)$$

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L \cdot v^2}{d \cdot 2g} = 0,039 \frac{3000 \cdot 1,53^2}{0,24 \cdot 2 \cdot 9,81} = 58,2 \text{ м} \quad (6)$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h = 890 \cdot 9,8 \cdot 58,2 = 5,1 \text{ атм} \quad (7)$$

Расчет трубопровода из полимерных труб

Эквивалентная шероховатость полимерных труб примерно на 30 % ниже, чем у стальных труб, и составляет $\Delta = 0,3$ мм.

Тогда:

$$\varepsilon = \Delta / d = 0,3 / 240 = 0,00125$$

$$Re_1 = \frac{10}{0,00125} = 8000$$

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

Зона гидравлически гладких труб:

$$Re < Re_1$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0.3164 / Re^{0.25} = 0.3164 / 5246^{0.25} = 0.037 \quad (8)$$

Тогда потери напора на трение:

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 0,037 \frac{3000 * 1,53^2}{0,24 * 2 * 9,81} = 55,2 \text{ м}$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho * g * h = 890 * 9,8 * 55,2 = 4,8 \text{ атм}$$

Следовательно, можно сделать вывод о том, что при применении полимерных гибких труб вместо стальных труб за счет меньшей эквивалентной шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, а также уменьшаются потери напора на трение, что положительно влияет на весь процесс перекачки.

6.2 Расчет промышленного трубопровода в программе ANSYS

Дана толстостенная труба под внутренним давлением, характеристики которой представлены в таблице 1. Необходимо определить напряженно-деформированного состояния длинной толстостенной стальной трубы, находящейся под действием внутреннего давления.

Наружный диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина трубы, мм	Трубопровод изготовлен из стали	Рабочее давление, МПа
168	11	8850	Сталь 20	2,5

Построение геометрической модели

Построение геометрической модели элементом *Geometry*. Геометрическая модель создается в модуле *DesignModeler* по исходным данным задания с помощью инструментов рисования эскиза и операции линейного выдавливания (*Extrude*). Получившаяся модель представлена на рисунке 1.

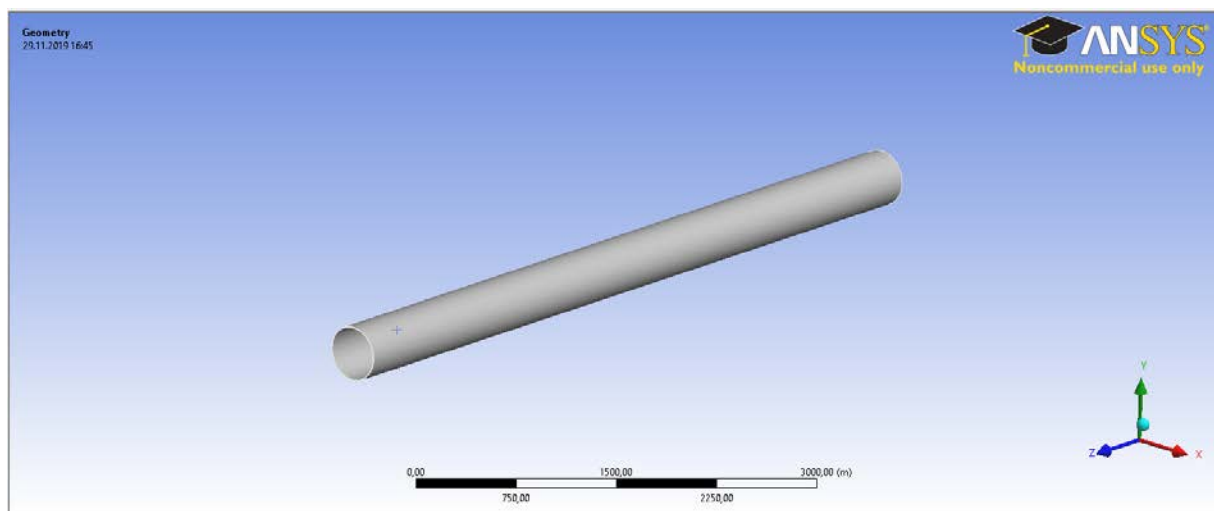


Рисунок 1 – Геометрическая модель

Задание свойств материала

В *Engineering Data* добавляем материал сталь 20, для которой задаем следующие основные характеристики:

- плотность 7850 кг/м^3 ;
- модуль Юнга 200000 МПа ;
- коэффициент Пуассона $0,3$;
- предел текучести 343 МПа ;
- предел прочности 490 МПа .

Далее переходим к работе с полученной моделью в модуле *Mechanical* через элемент *Model*.

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Построение конечно-элементной сетки

Производим автоматическую генерацию конечно-элементной сетки, задав параметр размера элементов *Size* на уровне *Fine*. Получившаяся модель с сеткой представлена на рисунке 2.

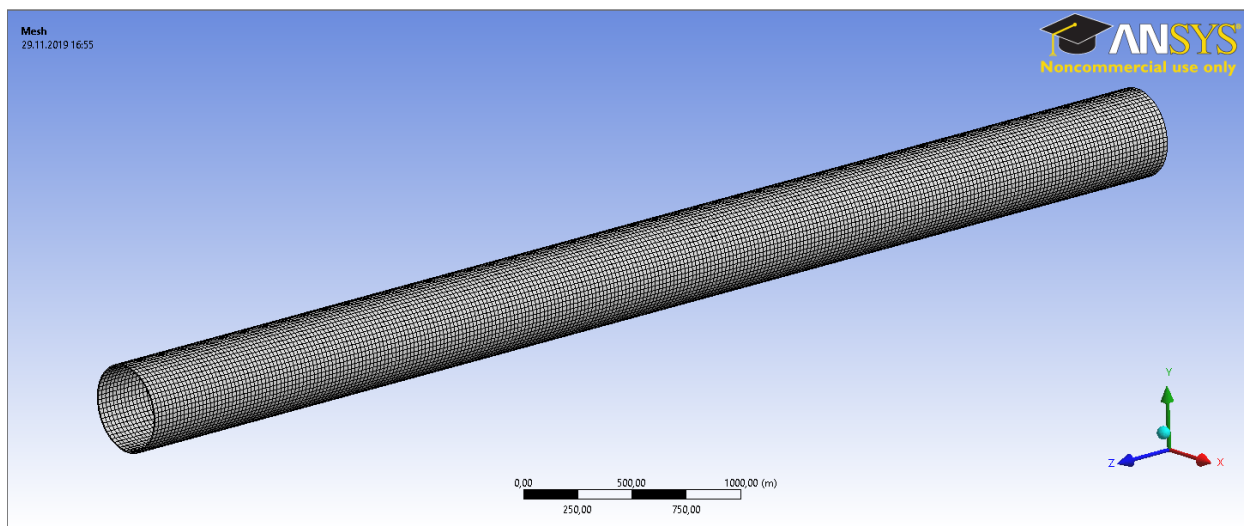


Рисунок 3 – Конечно-элементная сетка №2

Задание нагрузок

К внутренней поверхности трубы с помощью команды *pressure* приложим давление, равное 5,5МПа и сделаем заземление с помощью *FixedSupport* (рисунок 4).

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

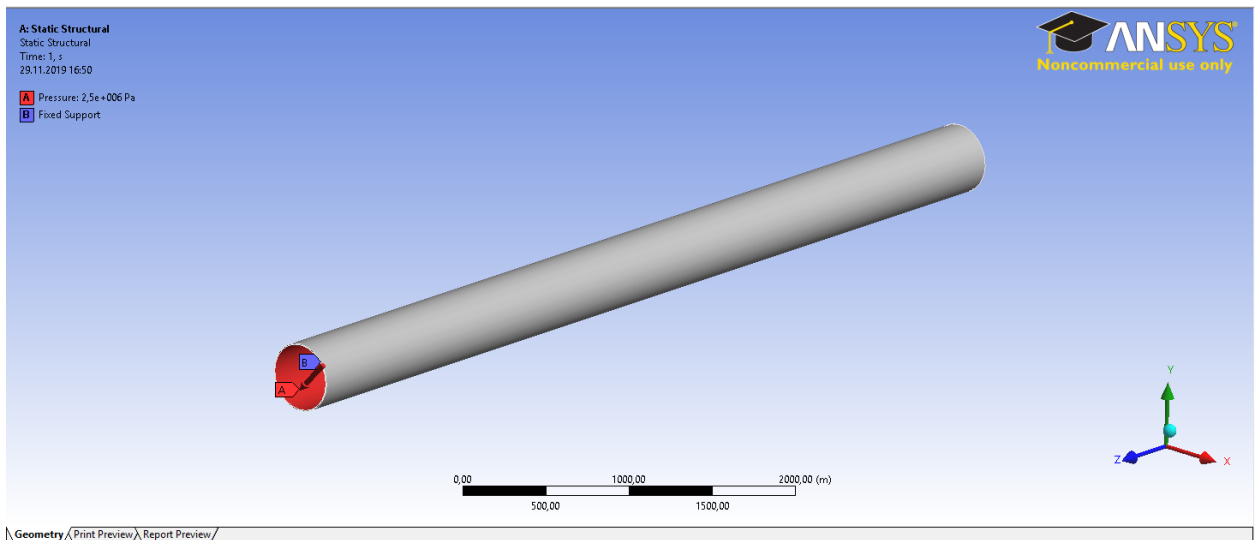


Рисунок 4 – Приложенная нагрузка

Теперь можно перейти непосредственно к расчету значений напряжений согласно условиям задачи.

Напряжения S_x

Для того, чтобы получить изображение напряжений S_x , воспользуемся командой Stress – Normal – AsixX. Получившееся изображение представлено на рисунках 5 и 6.

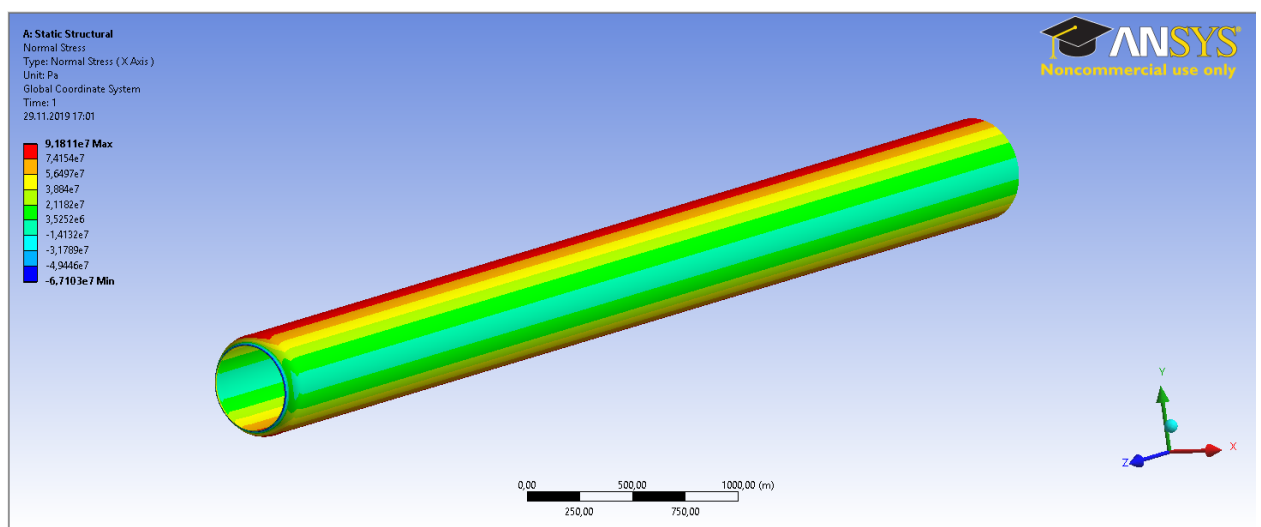


Рисунок 6 – Напряжения S_x сетки №2

Эквивалентные напряжения по Мизесу

Расчет эквивалентных напряжений по Мизесу осуществляем для двух конечно-элементных сеток с помощью команды *Stress – Equivalent(von-Mises)*. Полученные результаты представлены на рисунках 7-8.

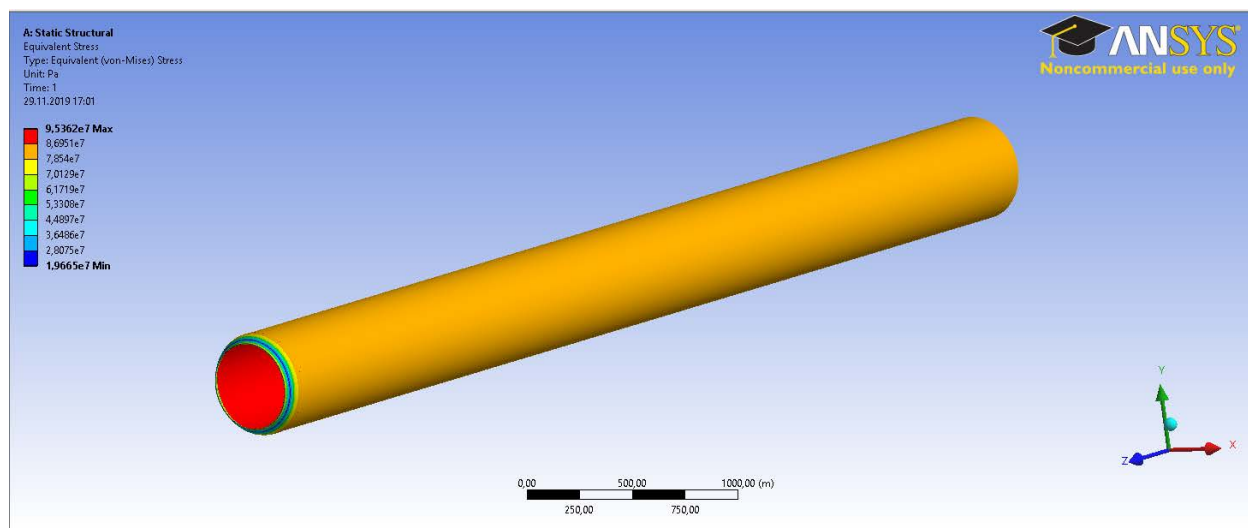


Рисунок 8 – Эквивалентные напряжения по Мизесу для сетки №2

Выводы: в результате исследования напряженно-деформированного состояния трубы под давлением удалось установить, что наибольшее напряжение возникает на верхней и нижней стенках трубы (относительно фиксации) и 114,25 МПа.

Так как полученное напряжение меньше предела прочности выбранной стали [ГОСТ 5520-79], то разрушения конструкции при заданных нагрузках не произойдет.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Оценка коммерческого потенциала проекта

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на промысловых трубопроводах. По существующим данным Госгортехнадзора РФ, с каждым годом насчитывается 50 – 70 тыс. ава рий связанных с герметичностью и разрывами труб, количество аварий продолжает расти с каждым годом. В настоящее время основная причина аварий – коррозия. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для ремонта промысловых трубопроводов, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.</i>					68	110
<i>Консульт.</i>		<i>Романюк В.Б.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{Ф1}	Б _{К1}	Б _{К2}	К _Ф	К _{К1}	К _{К2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,11	4	4	3	0,44	0,44	0,33
2. Ремонтопригодность	0,13	4	2	2	0,52	0,26	0,26
3. Надежность	0,12	5	2	4	0,60	0,24	0,48
4. Простота ремонта	0,1	4	1	3	0,40	0,1	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
6. Простота эксплуатации	0,06	5	2	3	0,30	0,12	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
2. Цена	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
5. Наличие сертификации разработки	0,04	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Итого	1	49	32	33	4,38	2,91	2,93

БФ – Применение стеклопластиковых труб;

Бк1 – Применение металлических труб;

Бк2 – применение гибких полимерно металлических труб.

По таблице 1 видно, что наиболее эффективно использовать стеклопластиковые трубы, так же они являются наиболее надежными по сравнению с другими типами труб.

1. Конкурент 1 – применение металлических труб.

$$k1 = \text{Бф} / \text{Бк1} = 49 / 32 = 1,53;$$

2. Конкурент 2 – применение гибко полимерно металлических труб.

$$k2 = \text{Бк2} / \text{Бк1} = 33 / 32 = 1,03$$

В каждом случае видно что данный тип труб конкурентоспособен, т.к. $k > 1$.

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

SWOT – анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (смотреть табл. 6).

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. 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 табл. 2, табл. 3, табл. 4, табл. 5.

Таблица 4 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1, B1C4.

Таблица 5 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	0	0	-
	B2	0	-	0	-
	B3	0	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1.

Таблица 6 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	0	0	-	+
	У2	-	-	-	-
	У3	0	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С4.

Таблица 7 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабьестороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	-	0	0
	У2	0	-	-	-
	У3	-	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (табл. 6).

Таблица 8 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Надежность; С2 Простота эксплуатации; С3: Малый вес; С4 Использование инновационной структуры ТПУ.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1: Небольшой опыт использования; Сл2: Большой срок поставок материалов; Сл3: Внутренние производственные проблемы; Сл4: Отставание в области исследования и разработок.</p>
<p>Возможности: В1: Сотрудничество с изготовителями промышленных фильтров; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок; В3: Использование других материалов для труб.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1 – сотрудничать с изготовителями тру, повышая их надежность. В1С4 – заключить договор о сотрудничестве с ТПУ; на основе постановления правительства № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских образовательных организаций высшего образования, государственных научных учреждений и организаций» от 9.04.2010 г.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1 – использовать другие материалы, которые повышают надежность разработки.</p>
<p>Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые продукты; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С4 – заключение договоров с контрагентами ТПУ.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1 – увеличить срок службы за счет использования новых материалов, увеличивает спрос на новый продукт.</p>

Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: - определение структуры работ в рамках научного исследования; - определение участников каждой работы; - установление продолжительности работ; - построение графика проведения научных исследований. Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 7.

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

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка тех. задания	1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта
Выбор направления исследований	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта
	4	Согласование материалов по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта
	6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта
Оформление отчета по НИР	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта

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:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

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

t_{\max} – 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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i},$$

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

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

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

Разработка графика проведения научного исследования

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

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

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

$T_{\text{вых}}=52$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}=14$ – количество праздничных дней в году.

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

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

Все рассчитанные значения сведены в табл. 8.

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

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях , T_{pi}	Длительность работ в календарных днях , T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение тех. задания	2	4	2,8	Руководитель	3	4
Календарное планирование работ по теме	2	5	3,2	Руководитель Исполнитель проекта	2	3
Согласование материалов по теме	5	9	6,6	Руководитель	7	9
Подбор и изучение материалов по теме	11	15	12,6	Исполнитель Проекта	13	15
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10,8	Исполнитель проекта	11	14
Составление схемы по замене аварийного участка	3	10	5,8	Исполнитель проекта	6	8
Оценка результатов исследования	3	7	4,6	Руководитель, Исполнитель проекта	3	4
Составление пояснительной записки	9	18	12,6	Руководитель, Исполнитель проекта	7	9

Бюджет научно-технического исследования

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на него специальных программ и с нужным нам программным обеспечением.

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

Материальные затраты

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{\text{по}} = 35000 + 2000 = 37000 \text{ руб.}$$

где d_k – стоимость компьютера;

$d_{\text{по}}$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы

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

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

Таблица 11 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (оклада), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,8	2027	5675,6
2	Выбор направления исследований	Руководитель	6,6	2027	13178,2
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,2	2115,8	6770,5
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10,8	88,8	959
6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта	5,8	88,8	515
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	4,6	2115,8	9734,7
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
Итого:					90150,8

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

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

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

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

$$Z_{\text{осн}} = T_p * Z_{\text{дн}},$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M * M}{F_d} = \frac{38800 * 10,4}{199} = 2027 \text{ руб. – руководитель}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M * M}{F_d} = \frac{17000 * 10,4}{199} = 888 \text{ руб. – исполнитель}$$

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 12 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	66	66
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	58 14	48 14
Действительный годовой фонд рабочего времени	227	237

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}}) \cdot k_p = 38800 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,6 = 80704 \text{ руб.}$$

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

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

k_p – районный коэффициент, равный 1,6 (для Туруханского района Красноярского края).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T 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.

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	38800	0,3	1,3	65572	2027	21	42567
Исполнитель проекта	17000	0	1,3	22100	88,8	48	4262,4
Итого:							46829,4

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 42576 = 5534,88 \text{ руб.};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 4262,4 = 554 \text{ руб.},$$

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

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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (42576 + 5534,88) = 13038 \text{ руб.},$$

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

На 2019 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 2019 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 14 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	42576	5534
Исполнитель проекта	4262,4	554
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	13037	
Исполнение 2	13660	
Исполнение 3	15760	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\text{Знакл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} = (3\text{осн} + 3\text{доп} + 3\text{внеб}) \cdot 0,16 = (42576 + 5534 + 13038) \cdot 0,16 = 9783,6 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

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 15 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	42576	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5534	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	13038	
4. Затраты на покупку компьютера	37000	
5. Накладные расходы	9783,6	16% от суммы 1-2
6. Бюджет затрат НИИ	107931,6	Сумма ст. 1-5

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

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{107931,6}{112800} = 0,95$$

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

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

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

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:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

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

Таблица 16 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Применение стеклопластиковых труб	Применение гибких полимерно металлических труб	Применение металлических труб
1. Безопасность	0,16	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Срок службы	0,2	3	3	5
4. Ремонтопригодность	0,14	5	3	3
5. Надёжность	0,25	4	4	3
6. Материалоёмкость	0,1	4	4	4
Итого:	1	4,25	3,66	3,65

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,16 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,14 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,25.$$

$$I_p = 0,16 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,14 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 3,66.$$

$$I_p = 0,16 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,14 \cdot 3 + 0,25 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 3,65.$$

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

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у стеклопластиковых труб.

Таким образом, стеклопластиковые трубы остаются эффективными и сохраняют конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 107931,6 руб., основная часть которого приходится на зарплаты сотрудников.

8 Социальная ответственность

При прокладке и эксплуатации трубопровода в многолетнемерзлом грунте в условиях Севера Красноярского края вредные и опасные факторы сопутствуют на протяжении всего времени. Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин. Своевременная оценка вредных и опасных факторов, воздействующих на работников, а также степени негативного воздействия, возникающего вследствие строительства и эксплуатации нефтепровода, и разработка превентивных мер обеспечат безопасную эксплуатацию нефтепровода и сохранение природы.

8.1 Правовые и организационные нормы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительства и технологического обслуживания в районах Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Запрещается проводить работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бричник О.В.</i>					91	110
<i>Консульт.</i>		<i>Челемискина М.С.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Работа осуществляется вахтовым методом. Применяется данный режим работы, когда необходимо сократить сроки строительства или ремонтных работ, при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя.

Рабочим, которые выезжают для производства работ в режиме вахты в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- обязательно устанавливается районный коэффициент, и происходят выплаты процентной надбавки к зарплате в порядке и размерах, предусматриваемых для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним;
- предоставляется ежегодный дополнительный отпуск, который оплачивается в порядке и на условиях, предусматриваемых для людей, постоянно работающих.

Компенсации и гарантии людям, работающим вахтовым методом устанавливаются в соответствии ТК РФ [30].

Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты, выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих, установки санитарно-бытовых помещений и устройств в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ.

8.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей среды

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации.

Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля [31]:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчету:

$$LL=ll+(2-3)$$

$$L=10 \text{ м.}$$

где – l длина ремонтируемого участка трубопровода, но не меньше диаметра трубы.

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей трубопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра. Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8.2 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003–2015 [9] факторы производственной среды делятся на опасные и вредные факторы.

Определим в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 опасные и вредные факторы производственной среды, действующие при проведении работ на промышленном нефтепроводе приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Вредные и опасные производственные факторы при эксплуатации и обслуживании промышленных нефтепроводов.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений[10]
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися	+	+	ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [15]
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	+	+	О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ [31]
Превышение уровня шума	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования Безопасности [19]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение[12]
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением[24]
Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность [26]

8.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Оптимальные и допустимые условия микроклимата регламентируются СанПин 2.2.4.548-96 [10].

В зимнее время при проведении работ на открытом воздухе у работников может произойти обморожение конечностей и открытых частей тела, возникнуть простудные заболевания, ангина, пневмония, а также снизиться общая иммунологическая сопротивляемость.

В качестве профилактических мер по предупреждению охлаждения и переохлаждений при работе на открытом воздухе предусматривается:

- обеспечение работников теплой спецодеждой;
- сокращение времени пребывания на открытом воздухе;
- обеспечение ежечасного обогрева в помещении с температурой около +25 °С для работающих на открытом воздухе при эквивалентной температуре окружающей среды ниже -25°С [11].

В летний период при проведении полевых работ велика вероятность получения персоналом повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Длительное пребывание человека на открытом воздухе может привести к солнечному удару с последующим ухудшением состояния. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [12].

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами, одним из которых является обеспечение рационального режима труда и отдыха. Время пребывания на открытом воздухе сокращается, вводятся перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В жаркую погоду для перерывов работники обеспечиваются

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

коллективными средствами защиты (укрытия от солнечной радиации) – стационарными (передвижные вагончики, тенты) и временными (навесы, зонты, пологи). В зависимости от места производства работ могут использоваться тенеобразующие объекты – сооружения, лесополосы, природно-ландшафтные объекты [13].

8.2.2 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися

При работе в теплое время года в полевых условиях работники подвержены риску укуса кровососущими насекомыми (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому предприятие должно обеспечить работников соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [14]. Существует два основных способа защиты от контакта с насекомыми: защитная одежда и применение репеллентных средств [15].

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому возникает необходимость в противоэнцефалитных прививках, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

8.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Пыль, образующаяся при проведении работ, способна оседать на коже и слизистых оболочках, тем самым вызывая их раздражение. Для защиты от пыли необходимо применять ватно-марлевые повязки, респираторы, фильтрующие противогазы, защитные очки и специальная одежда из пыленепроницаемой ткани [16].

Причиной загазованности в первую очередь являются газы, содержащиеся в парах нефти. На месте проведения газоопасных работ согласно наряду-допуску должен быть организован контроль воздушной среды,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

он должен проводиться не реже одного раза в час, по первому требованию работника, после каждого перерыва в работе, перед началом и после окончания работ.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) [17]:

- нефть –10 мг/м³ (3-ий класс опасности);
- сероводород (H₂S) в присутствии углеводородов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- сернистый газ (SO₂) – 10 мг/м³ (3-ий класс опасности);
- окись углерода (CO) –20 мг/м³ (4-ий класс опасности);

При превышении ПДК необходимо сразу прекратить проведение работ, поставить в известность лиц, которые несут ответственность за производство работ, и принять меры к нормализации ситуации на рабочем месте. Для защиты органов дыхания от большой загазованности необходимо использовать шланговые противогазы типа ПШ-1, ПШ-2.

8.2.4 Превышение уровня шума

Длительное воздействие шума на организм человека способно привести к потерям концентрации и внимания, нарушению в работе органов слуха и развитию профессиональных заболеваний. Источниками шума могут быть работающие машины (экскаваторы, бульдозеры, грузовые автомобили), а также инструменты (шлифмашина, сварочный аппарат).

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.2.562-96 [18] и ГОСТ 12.1.003.-2014 [19] к мерам по защите работников от воздействия шума относятся:

- снижение уровня шума в источнике возникновения;
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;

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

- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума.

8.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для того чтобы обеспечить продолжение работ в темное время суток, необходимо обеспечить требуемый уровень освещенности рабочей зоны. Искусственное освещение должно быть равномерным и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на человека.

Уровень освещенности при использовании ламп накаливания должен быть не менее 50лк при использовании газоразрядных ламп не менее 100лк. По периметру площадки организуется охранное освещение, и устанавливаются светильники во взрывозащищенном исполнении [20].

8.2.6 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;
- ошибки обслуживающего персонала [24].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Особые требования

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предъявляются к материалам, изготовлению трубопровода, трубопроводной арматуре, устройству и монтажу трубопровода, испытанию и эксплуатации трубопровода. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми [25].

8.2.7 Электрический ток

Поражения электрическим током могут быть вызваны различными источниками, к примеру, плохо изолированными токопроводящими частями, проводов от различных приборов и установок. Поражение рабочего электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

При прохождении через организм человека ток оказывает следующие виды воздействий:

- термическое – ожоги, нагрев нервов и кровеносных сосудов;
- электролитическое – разложение лимфатических жидкостей и крови;
- биологическое – раздражение живых тканей организма, приводящее к судорогам мышц и органов тела, а так же к неправильной работе органов или прекращению их функционирования.

Мероприятия по обеспечению безопасности работы с электрооборудованием [26]:

- зануление;
- защитное заземление;
- защитное экранирование;
- изоляция токоведущих частей;
- защитное отключение;
- контроль изоляции;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- использование блокировок и оболочек для исключения возможности прикосновения к токоведущим частям.

Средства защиты от поражения электрическим током разделяются на общетехнические и индивидуальные [27].

Общетехнические средства защиты:

- рабочая или двойная изоляция;
- обеспечение недоступности токоведущих частей посредством оградительных средств;
- блокировки безопасности;
- маркировка частей электрооборудования с помощью знаков, разных цветов изоляции, световой сигнализации, надписей;

Индивидуальные средства защиты:

- оперативные и измерительные изолирующие штанги;
- указатели напряжения и фазировки;
- перчатки, ботинки из диэлектрических материалов;
- изолирующие накладки и подставки;
- переносные заземления;
- использование знаков и плакатов безопасности.

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Воздействие на атмосферу

С целью снижения количества испарений паров газа необходимо своевременно устранить утечку. Природный газ не имеет запаха. Для придания запаха, в газ добавляют этилмеркаптан. Процесс одоразации, позволяет придать газу специфический запах, что позволяет почувствовать его, органами дыхания. Также, для обнаружения утечек используют газоанализаторы, позволяющие определить количество метана в воздухе.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

8.3.2 Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительства и проведения ремонтных работ системы местного водостока, следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

8.3.3 Воздействие на литосферу

На период проведения строительных работ и ремонта трубопровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных трубопровода.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древеснокустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по строительству и ремонту трубопровода.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС и причин их возникновения

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.) [29].

Примерами ЧС, характерными для объектов промышленного трубопроводного транспорта, могут быть:

- пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте промышленного трубопровода;
- разгерметизация трубопровода и выход перекачиваемой среды наружу.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями является возникновение пожара. Источниками возникновения пожара могут быть пары нефти в воздухе рабочей зоны, различные нарушения в работе оборудования и устройств электропитания, в результате которых образуются перегретые элементы,

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электрические искры, способные вызвать возгорание горючих материалов, короткие замыкания, различные перегрузки.

Факторы пожара, способные нанести вред здоровью работника:

- высокая температура воздуха и низкое содержание кислорода в нём;
- взрывы;
- открытый огонь;
- токсичные продукты горения;
- обрушение и повреждение сооружений.

Профилактические мероприятия по исключению возможности возникновения пожаров и ограничения их последствий [21]:

- эксплуатация и размещение производственного оборудования в соответствии с нормами пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи работников предприятия по правилам пожарной безопасности;
- установка противопожарных преград;
- наличие на производственной площадке эвакуационных путей и выходов;
- наличие первичных средств пожаротушения: передвижные и ручные огнетушители, ящики с песком, пожарные краны и рукава, кошма (противопожарное полотно), противопожарные щиты с набором инвентаря;
- привлечение пожарных машин при проведении огневых работ.

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для взрывоопасных веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5 % величины нижнего концентрационного предела (табл. 18).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 18 – Значения ПДВК, НКПР и ВКПР [22].

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³			
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР	% об.	мг/м ³
нефть	1,4	6,5	42000	195000	0,07	2100
сероводород	4,2	46	60000	657000	0,22	3000
окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Каждый работник организации при обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры и т.п.) должен:

- незамедлительно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию), старшему должностному лицу или диспетчеру (оператору) местного диспетчерского пункта или другого пункта управления

объекта;

- принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей [23].

Превентивными мерами, содействующим уменьшению масштабов ЧС, будут являться: создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери. Так же для предотвращения ЧС следует усилить контроль над состоянием объекта и организовать систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Заключение

В данном разделе были рассмотрены основные понятия вредных и опасных факторов влияющие на состояние здоровья сотрудников при строительстве и эксплуатации трубопровода.

Были приведены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы трубопровода. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций рассмотрен план ликвидации аварии.

Для сотрудников, производящих обслуживание трубопровода или производящих какие-либо работы предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						106
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

1. Изучена нормативно-техническая документация в области эксплуатации промышленных трубопроводов.

2. Исследованы основные причины отказов промышленных нефтепроводов: 68 % отказов промышленных трубопроводов происходит из-за внутренней и внешней коррозии.

3. Рассмотрены варианты технических решений для повышения надежности промышленных нефтепроводов, а именно применение полимерных трубопроводов: гибких полимерно-металлических; полиэтиленовых армированных синтетическими нитями и стеклопластиковых.

4. Выбрано наиболее эффективное техническое решение – применение стеклопластиковых трубопроводов с спирально-винтовым полиэтиленовым герметизирующим слоем.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Коршунов В.С.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>					101	110
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						

Литература

1. РД 11-ИД-0061-2009 Инструкция по проектированию технологических трубопроводов для обустройства нефтяных месторождений гибкими полимерно-металлическими трубами.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
3. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
4. МУ ПАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 М-0133 ПРАВИЛА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕВИЗИИ, РЕМОНТУ И ОТБРАКОВКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» И ЕГО ОБЩЕСТВ ГРУППЫ (11.10.2018)
5. Денисов Д.А. Анализ методов и частоты диагностирования дефектов на промышленных трубопроводах / Д.А. Денисов, А.Е. Ермаков // Научный электронный журнал «Меридиан».—2020.—№4(38).
6. Гребенькова Г.Л. Нефтепромысловые трубопроводы из гибких труб / Г.Л. Гребенькова, А.С. Янгирова // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ».—2010.—№6. —С. 68-73.
7. Отчет «Оценка эффективности действия ингибитора коррозии «Аквакор» на Майском месторождении», ООО «Норд Империл», декабря 2013 г.- 4с.
8. Ягубов Э.З. Стеклопластиковая труба для транспортировки нефти и газа/ Э.З. Ягубов, Н.Д. Цхадая, З.Х. Ягубов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».—2012.—№3. —С. 136-142.

					<i>Повышение надежности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Севера Красноярского края</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Коршунов В.С.</i>				<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бричник О.В.</i>						102	110
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ г.р.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

9. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 30.04.2018 г.).

10. Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 30.04.2018 г.).

11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 30.04.2018 г.).

12. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084092> (дата обращения 30.04.2018 г.).

13. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/455788_Sanitarnye_normy_ultraf.html (дата обращения 30.04.2018 г.).

14. ГОСТ Р 12.4.296-2013. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200107957> (дата обращения 30.04.2018 г.).

15. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-008-76-ssbt> (дата обращения 30.04.2018 г.).

16. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.

					Список литературы	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 30.04.2018 г.).

18. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901703278> (дата обращения 30.04.2018 г.).

19. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 30.04.2018 г.).

20. ВСН-34-91 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293768/4293768258.htm> (дата обращения 30.04.2018 г.).

21. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 30.04.2018 г.).

22. ГОСТ Р 51330.19-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008236> (дата обращения 30.04.2018 г.).

23. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://firenotes.ru> (дата обращения 30.04.2018 г.).

24. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru> (дата обращения 10.04.2018 г.).

					Список литературы	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Охрана труда. Техника безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tehbez.ru> (дата обращения 30.04.2018 г.).

26. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения 30.04.2018 г.).

27. ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-mek-61140-2000> (дата обращения 30.04.2018 г.).

28. ВСН 014-89 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru> (дата обращения 30.04.2018 г.).

29. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.04.2018 г.).

30. Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2018 г. – Москва: Статус, 2018. – 280 с.

31. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст.

					Список литературы	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

(справочное)

Improving reliability of the field pipeline operation in remote northern areas of the Krasnoyarsk Territory

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Коршунов Владимир Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н.		

				Повышение надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях Севера Красноярского края			
Разраб.	Коршунов В.С.			Приложение А	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.					106	110
Консульт.	Поздеева Г.П.				НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						

Introduction

The oil and gas industry is one of the most important elements of the Russian economy. At present, the incident initiation is one of the important problems in the field pipelines. According to State Committee for Supervision of Safe Working Practices in Industry and for Mine Supervision of Russian Federation, every year there are 50 - 70 thousand accidents related to the pressurization and pipelines breaks and the number of accidents is growing every year. The corrosion is one of the main causes of the accidents; it represents about 90% of petroleum and transport networking failure. 50-55% accidents account for oil gathering system; 30-35% are pressure maintenance system accidents. 42% of pipelines do not withstand five years of field operation, and 17%- even two years. The annual replacement of oil field networks requires 7-8 thousand kilometers of pipelines (400-500 thousand tons of steel).

Despite significant achievements in engineering, construction and operation of pipelines, the number of breakages is not diminishing. Pipeline damages, stopping the product pumping, and outputting oil from the pipeline through damage and oil pollution of the environment happen for various reasons. The Emergency Response and Restoration Division (ERRD) has been established for the liquidation of accidents. ERRD should liquidate the accident in the shortest term, minimize the impact of spilled oil on the environment, and fully restore the working capacity of the pipeline.

There are a lot of methods for improving the reliability of field pipelines, reducing the number of accident rate and costs for disposal; but not all methods allow to control the corrosion rate on the field pipelines in real time.

The thesis is aimed at analyzing reasons the reliability reduction of pipelines field, analyzing methods for increasing reliability; rationale for choosing technologies and methods to carry out total pipeline overhaul for increasing reliability and durability of its work.

According to the aims, the following tasks need to be solved:

1 To study the normative and technical documentation relating to field pipelines exploitation;

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						113
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Research the main causes of failure of oil pipelines;
3. Consider options for technical solutions to improve the reliability of field pipelines;
4. Choose the most effective technical solution;
5. Perform calculations of the oil field pipeline: hydraulic calculation and calculation of the stress-strain state in the ANSYS program.

Literature review

For technical objects, terms and definitions in the field of reliability are established by GOST 27.002 - 2015 "Reliability in technology. Basic concepts. Terms and Definitions". In accordance with this GOST, some general concepts and reliability indicators as applied to the linear part of trunk pipelines can be formulated as follows.

Reliability is the ability of the linear part to keep the conditions of gas transport unchanged along the entire length: a given pressure (P), quantity (Q) and temperature (T), as well as the degree of drying and cleaning (w) for a certain period of operation (t).

Efficiency is the state of the linear part, in which it is able to transport gas of the set parameters (Q, P, T, w).

Reliability is the property of the linear part to continuously maintain operability for a certain period of time.

Good condition is the state of the linear part in which it meets all the requirements of the current regulatory and technical documentation.

Service life is the calendar duration of the operation of an object until its transition to the limit state, measured in units of time.

Technical resource is a value that characterizes the reserve of the possible total operating time of an object from the beginning of its operation or its resumption after repair to the limit state transition. Regulatory resource and standard service life are distinguished. These concepts are determined during the design task development taking into account the current technical condition, international standards and the pace of scientific and technological progress in this industry.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						114
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

At the operation stage, they use such a concept as residual life or remaining life. These concepts are individual characteristics of a technical object.

In engineering, it is convenient to operate with indicators that are derivatives, interconnected, and are included in the concept of “reliability”. The resource is the operating time, (service life); safety characterizes the reliability of the facility in relation to the state of the environment and people's lives; while security gives a restriction on the value of the resource.

When evaluating the reliability, the following possible conditions of the object are analyzed: serviceable, workable, ultimate. According to GOST 27.002–89, the following concepts are established.

Fault is a condition at which the object does not meet at least one of the requirements of the regulatory and technical or design documentation.

Serviceability is a condition at which an object meets all the requirements of normative-technical or design documentation.

Inoperability is the state of an object at which the value of at least one parameter characterizing the ability to perform specified functions does not meet the requirements of regulatory, technical or design documentation. Efficiency is the state of an object at which the values of all parameters characterizing the ability to perform specified functions meet the requirements of normative and technical design documentation.

The complexity of the object allows subdividing its inoperative states. Moreover, partially inoperative states are distinguished from the set of inoperative states, at which the object is able to partially perform the required functions.

Failure is an event that entails a disturbance of the operational state of the object. The state of the object is taken as the limit state, at which its further operation is unacceptable or impractical, or the restoration of its operational state is impossible or impractical.

The criterion of the limiting state is taken as a sign or a set of signs of the limiting state of the object, established by the regulatory and technical and (or) design

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

(project) documentation. Depending on the operating conditions for the same object, two or more criteria of the limiting state can be established.

Damage is an event consisting in the violation of the operational condition of the object, while its operational state can be maintained.

Failures of the line pipe are divided into complete failures (destruction of the pipeline, blockage by hydrates, etc.), which lead to loss of productivity, and partial (micro-fistula, eliminated without pipeline stops, partial blockage of the pipeline section by hydrates, etc.), at which it is possible to use the line pipe with restrictions either in pressure or in flow rate. To quantify the reliability and maintainability of the linear part, it is necessary to give the following terms and definitions.

Time between failures is the length of time between two successive failures.

The probability of failure-free operation is the probability that no failure occurs in a given time interval or within a given operating time in a line pipe.

Recovery time is the probability that the performance of the line pipe will be restored at a given time.

The Russian gas industry is one of the important components of fuel and energy complex. The economic advantages of oil and gas as a fuel and chemical raw materials combined with its reserves created a solid foundation for the rapid development of the oil industry. Moreover, the successful development of industry depends on the solving oil and gas transportation problems over long distances.

Currently, the state of field pipelines becomes worse with increasing their operation duration under the influence of aging and corrosion damages of pipe metal. The continuous impacts of internal pressure lead to fatigue damage in the defective areas admitted during construction and installation, as well as in the manufacturing process of pipes.

The pipeline transfer is the guide between the producer and the consumer in the oil and gas industries. Therefore, the stability of field pipelines is one of the most important factors in the success of many other fields of industries.

The reliability and safety of transportation is a priority task. In order to

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

accomplish this task, complex programs are accepted and successfully implemented. Those programs are aimed at the technical improvement and overhaul of pipelines and other facilities. The repair works are carried out annually to maintain the operational reliability and safety of the field pipelines.

Field pipelines

Gathering pipeline is an engineering construction, which consists of the tightly connected pipes, shaped parts of pipelines, shut-off and control equipment, instrumentation, automation systems, supports and hangers, fasteners, gaskets, designed to transport various gaseous and liquid substances, pulverized and liquefied masses, as well as solid fuel and other solid substances in the form of a solution as a result of the impact of the pressure difference existing in the cross sections of the pipe. There are gas pipelines, oil pipelines and water pipelines. [1]

Depending on the application, the following types of pipelines can be identified:

- process pipelines;
- industrial pipelines;
- domestic sewerage pipe;
- trunking pipelines;
- products pipeline;
- infield pipeline;

The process pipelines are used for the transportation of the various substances within an industrial enterprise or a group of these enterprises (semi-finished products, raw materials, reagents, etc.) necessary for the technological process or maintenance of equipment.

The trunking pipelines are used for transportation of marketable oil and petroleum products (including stable condensate and gasoline) from the production areas (fields) to the consumption places (oil depots, oil terminals, the bulk points to the tanks, oil terminals, individual industrial enterprises and petroleum processing plant).

It is characterized with high flow capacity, the pipeline diameters from 219 to 1400

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

mm and excess pressure from 1.2 to 10 MPa.

The products pipelines are used to transfer chemical processing oil and gas products, such as: ethane, ethylene, propylene, ammonia, gasoline, etc.

The industrial pipelines and the domestic sewerage pipe are used for the normal functioning of residential and administrative buildings, cultural and community facilities and industrial enterprises. They have a small diameter (not more than 100 mm), and a great number of detachable connections.

The infield pipeline is a piping system used to transport the produced product from a well to a central production facility (CPF).

The following types of infield pipelines can be identified gathering line and oil gathering manifolds.

The gathering line is the infield pipeline connecting well and meter station (gathering gas separator). It is used for the transportation of the extracted product (oil with passing emulsion and gas) or for transporting repair and measuring equipment to the well-head (well-head is often used in the development of offshore fields). The length of the gathering lines depends on the field development density from several meters within one bush to several kilometers (single wells).

The oil gathering manifolds (oil-gas gathering pipeline) is the oilfield pipeline from a gathering gas separator (GGS) to central production facility (CPF), booster pipeline pumping station (BPPS), and oil preparation unit. It is the product transporting from the well to the central production facility (CPF).

Depending on nominal pressure of media, the following types of pipelines can be identified:

- vacuum pipelines, working at an absolute pressure ($P < 0,1$ MPa);
- low pressure pipelines (P from 0,1 to 1,5 MPa);
- medium pressure pipelines (P from 1,5 to 10 MPa);
- high pressure pipelines ($P > 10$ MPa);
- operating without excessive pressure pipelines;

Depending on the corrosivity of the transported fluid the following types of

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

pipelines can be identified:

- The pipelines with mildly aggressive fluid (corrosion rate less than 0.1 mm / year);
- The pipelines with medium aggressive fluid (corrosion rate 0.1–0.5 mm / year);
- The pipelines with highly aggressive fluid (corrosion rate more than 0.5 mm / year);

Depending on the type of the transported substance, the following types of pipelines are distinguished: oil pipelines, gas pipelines, water pipes, etc.

The technological condition is characterized by the following indicators:

- total length of oilfield pipelines;
- life time. Pipelines with a life time more than 10 years account for as much as 60–65% of all pipelines, the average age of pipelines is 20 years.

In 2018 102 oilfield pipelines failures were identified: 76 of them were identified as oil pipelines failures, 52 of them occurred due to internal corrosion. The total area of pollution in this case was 7503m². Loss of oil was more than 250 tons.

There were 25 failures at high pressure water lines, 20 of them happened due to internal corrosion.

It should be noted that most part of the accidents occurred on oil pipelines with service life more than 10 years.

Based on the foregoing, we can conclude that the bearing capacity of the pipeline and its operational reliability are determined primarily by force factors, properties and quality of the pipe material. There is cracking resistance under the influence of mechanical loads and aggressive media. The influence of aggressive media, temperature fluctuations, workloads and stresses over time changes the structure and properties of the metal being exploited in comparison with its initial characteristics.

These changes are the main diagnostics of the technical condition of existing pipelines. And also, they are necessarily taken into account when calculating

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

the pipes residual life, assigning repairs, making decisions on replacing sections of

pipelines with risk of premature failure.

The main feature of many oil and gas fields operation is the oil production reduction, and, as a rule, the stratified mode of the extracted products pumping through the oil pipelines. This, as well as the aging of the pipelines fleet, an increase of the water content and mechanical impurities content in the produced oil led to an increase in the corrosivity of the pumped product and in the accident rate due to internal corrosion.

2.2 Failures of oil pipelines

Failure is a circumstance at which the operational state of an object is violated.

Failures are classified:

- by the modes- sudden and gradual;
- at the stages of operation of the object - running-in and degradation;
- for reasons of occurrence - constructive, production and operational;
- by consequences - critical and non-critical (essential and non-essential)

The ultimate limit state is the position of the object, at which:

- its upcoming operation is unacceptable or impractical, or
- the resumption of its working state is not feasible.

Damage is a circumstance at which the serviceable condition of an object is violated, but its working capacity can be maintained.

Pipelines operational life growth leads to increase of corrosion-related defects as well as oil pipelines accidents. Based on all the above, we can conclude that emergency oil spills cause continuous environmental pollution, which makes the issue of ensuring the field and industrial pipelines safety urgent.

Failure analysis shows that the causes of line rupture are different. Compared to average Russian indicators, reliability at the Vankorskoye field is lower. Failures of oil pipelines in the Vankorskoye field for the following reasons can be summarized as:

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						120
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

poor quality steel of pipelines, poor quality assembly (welding), and insulation defects, insufficient attention to the issues of pipeline reliability in general. Failure analysis

shows that increasing the efficiency of field pipelines at a given field should be carried out in the following areas:

1. Improving the quality of pipeline assembly and repair technology.
2. Using high quality steel.
3. Using newly designed pipes (corrosion-resistant pipes).

2.3 Classification of pipeline defects

Based on the analysis of pipelines accidents and incidents, we conclude that the main sources of damage are metal corrosion, cracks resulting from stress corrosion cracking, various deformations resulting from pipeline installation and welding [1]. Reliable operation of gas and oil pipelines is possible only if there is lack of all defects. In its turn, the absence of any defects will ensure the safe operation of pipelines. Conducting non-destructive testing allows you to identify defects in pipelines and determine the nature of the damage, as well as suitability for the operation of the pipeline. The main task of non-destructive testing is to assess the condition of the pipeline, identify dangerous (defective) areas and search for places of a possible accident. In the long-term operation of pipelines, cases of brittle fractures of the pipe metal in the near-seam zones of welded joints most often appear. The size of these stress concentrations zones ranges from 1-2 microns to 1-2 millimeters. For this purpose, detailed flaw detection is carried out before the first stages of operation.

3 Test pipelines for strength and tightness

Hydraulic testing of pipelines should be carried out at water temperature not lower than 50 °C and not higher than + 40 °C mainly in the warm season.

The pipelines test for strength and density is carried out hydraulically with pressure test = 1.25 * operating pressure. [3]

When filling a test object with water, air must be completely removed from it.

The pressure rise in the pipelines should be carried out smoothly. Under the testing pressure pipeline should be kept for 10 minutes, after which pressure is reduced

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

to the operating pressure for a thorough inspection of the welds. Checking pipelines for tightness can be carried out only after reducing from testing pressure to operating pressure.

During testing, the pipeline should not be left filled with liquid or air without supervision.

Pipeline purging is carried out under pressure equal to the working pressure, but not exceeding 4.0 MPa. Pipeline purging duration is 10 minutes. In purging, plugs are removed and installed. During purging, the valve must be completely open, and after it is thoroughly inspected and cleaned. [3]

Additional leak test passes after strength tests, flushing and purging; this test is carried out with air.

An additional leak test is performed by applying a pressure that is equal to the working pressure of the object.

The duration of additional tests is not less than 24 hours.

Tests for tightness via the pneumatic method are considered to be satisfactory if the pressure drop rate does not exceed 0.1% for 60 minutes for pipelines of group (A) and vacuum, not more than 0.2% for pipelines of group B (a) and B (b)

The rate of pressure drop for pipelines that transport other substances must be specified in the project documentation.

3.1 Visual and dimensional inspection

Visual and dimensional inspection is one of the methods of non-destructive optical testing. It is based on obtaining primary information about a controlled object by visual observation or with the help of optical instruments and measuring instruments.

Before applying this testing, it is necessary to prepare the place of work. Since visual and dimensional inspection of the pipeline is performed during its operation, i.e., in route conditions, specialists must be provided with easy and convenient access to the section to be inspected. The surface to be inspected is usually viewed at an angle

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

of more than 300 to the surface of the controlled object and from a distance of up to 600 mm. [2]

Visually, the measuring control during technical diagnostics of the pipeline should be carried out after the termination of its operation, since it is under pressure. The surface in the control zone should be cleaned of insulation, rust, scale, dirt to the bare metal.

After the preparatory measures, various inspection tools of visual and measuring control should be applied. Analysis of the method of visually measuring control reveals the following advantages of this method: simplicity and convenience; obtaining 50% of information about the controlled object; low cost; easy to check.

At the same time, as a result of the analysis of the method, a number of serious drawbacks were revealed: the human factor affects testing greatly; low reliability of results and subjectivity in determining the research results; only large defects can be detected; only visible part of the construction can be tested. Despite the identified drawbacks and quality of diagnosis, an imperfect visual inspection of the seams is a necessary method, both at the stage of conducting a comprehensive diagnosis and during the entire process.

3.2 Magnetometric diagnostic method

Magnetic non-destructive testing is non-destructive testing based on the detection of magnetic stray fields over defects, or on the determination of the magnetic properties of an object.

The magnetic control method is mainly used to inspect products made of ferromagnetic materials that can significantly change their magnetic characteristics due to an external (magnetizing) magnetic field. Due to the way of obtaining primary information, the following methods of magnetic control are distinguished: a magnetic particle inspection check, magnetic-tape inspection, probe-coil magnetic field test, Hall effect, inductive, ponderomotive inspection, magnetoresistor inspection.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

Finely ground ferromagnite powders with high magnetic permeability, obtained from waste steel, magnetite, ferrite, etc., are used as magnetic powders. Powders are used both in dry form and in the form of suspensions. [4]

After that, in the surface defect area, paramagnetic poles arise, which, like small magnets trapping the magnetic powder along the contour of the existing defect and forming its visible image. In the presence of surface defects, powder patterns are

always dense, adhere well to the metal surface and have sharp outlines. At present, magnetic flaw detectors are used for the magnetic powder inspection. A MMFD-3 (mobile magnetic flaw detector) was developed consisting of a power supply and control panel for magnetization devices, magnetization devices and devices for feeding and spraying powder. There are also more universal magnetic flaw detectors of the type UMFD-10000. In addition, this flaw detector provides automatic control and switching off of the current, the supply of a magnetic suspension and the demagnetization of the metal after testing.

Semi-automatic and automatic installations have also been developed, in which the entire process of testing and fixing the detected defects are automated.

Due to the high sensitivity, objectivity, simplicity and speed of operations, clarity of defects detection and reliability, magnetic methods for diagnosing pipelines are widely used in the industry. Also an important advantage of the above method is the ability to inspected-shaped and any sized parts After analyzing all the possibilities of the magnetic particle method, it is necessary to note its shortcomings: the ability to control only products made of a ferromagnetic material; the need to use special equipment; the inability to detect defects located at a depth of more than 2 mm from the surface, as well as defects under non-magnetic coatings with a thickness of more than 80 microns when using a magnetic suspension. The probability of finding a defect is influenced by many factors, including its shape, orientation, and depth.

3.3 In-line inspection

The most effective method for detecting defects and damage to pipes is a pipeline run through special devices - in-line flaw detectors equipped with special

devices.

Приложение А

Лист

124

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Most flaw detectors are designed to determine the cross-sectional configuration of pipelines, identify dents, swelling, thinning of the pipe wall, internal and external corrosion.

In-tube flaw detectors designed to solve special problems are less commonly used. Thus, flaw detectors equipped with video cameras and cameras are used for visual inspection of the inner surface of pipes: with inertial devices for determining the curvature and profile of a pipeline, with special sensors for detecting cracks, and with sources of neutron radiation for determining the depth of subsea pipelines or weight coating thickness. [5]

All flaw detectors are transported through the pipeline with the flow being transported and equipped with various sensors, devices for collecting, processing and storing information, power sources.

Internal inspection is carried out at four levels:

1. inspection of the pipeline using caliper pigs. They determine the defects of the geometry of the wall of pipes (corrugations, ovality, dents);
2. using ultrasonic pipeline pigs - flaw detectors are searching, measure corrosion defects, the separation of metal pipes;
3. using magnetic pipeline pigs - flaw detectors detect defects in circumferential welds;
4. using more modern ultrasonic flaw detectors, they detect and measure crack-like defects in the longitudinal joints and in the pipe body;
5. using programs determine the degree of danger of the detected defects.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125