

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
«Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти»

УДК 622.692.4-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Бочкарева Т.Ю.		20.05.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		20.05.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		20.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		20.05.2019

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Новикова В.С.	-		20.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		20.05.2019

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями	
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>	
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>	
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>	
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
<i>в области проектной деятельности</i>	
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Исходные данные к работе	Оборудование трубопроводного транспорта нефти
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1) Рассмотреть экспертную систему технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта нефти, включающую средства оценки текущего технического состояния оборудования и прогнозы его изменения. 2) Изложить технологии применения современных технических средств диагностирования в магистральном трубопроводном транспорте. 3) По результатам диагностики по техническому состоянию нефтепровода в качестве прогноза провести анализ показателей надежности участка трубопровода.
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Новикова Вера Станиславовна, старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	
Введение	
Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти	
Система технического обслуживания и ремонта оборудования	
Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти	
Заключение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2019 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н, доцент		05.09.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Бочкарева Татьяна Юрьевна		05.09.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Бочкаревой Татьяне Юрьевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В 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. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы 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.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %; Налог на добавленную стоимость 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала:

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Структура сметной стоимости работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		16.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Бочкарева Татьяна Юрьевна		16.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Бочкаревой Татьяне Юрьевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Объектом исследования является магистральный трубопровод, применяемый для транспортировки нефти, в ходе чего:

- проявляются такие ОВПФ, как, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции, повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- воздействие на окружающую среду (приземный слой атмосферы, водную среду, земельные угодья);
- чрезвычайные ситуации техногенного характера – повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

При разработке раздела использованы следующие нормативные документы: ГОСТ Р 55435-2013, РД 39-00147105-015-98

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

Анализ вредных факторов проектируемого объекта:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
 - пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- Мероприятия по снижению воздействия вредных факторов:
- контроль загазованности воздушной среды;
 - проведение инструктажей;
 - применение спецодежды и СИЗ;
 - работа с исправными инструментами и механизмами.

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);

Анализ опасных факторов проектируемого объекта:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, разрушающиеся конструкции;
 - повреждение трубопровода, сопровождающиеся взрывом и пожаром.
- Мероприятия по снижению воздействия опасных факторов и предотвращению риска аварий:

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– проведение инструктажей; – работа с исправным электроинструментом в соответствии с ПУЭ; – контроль загазованности воздушной среды.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Анализ воздействия на окружающую среду: – приземный слой атмосферы; – водную среду; – земельные угодья. Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте – повреждение трубопровода, сопровождающееся взрывом и пожаром. Разработка мероприятий по предупреждению аварий. Разработка действий и схемы оповещения при аварии.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	ФЗ РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда». Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: – уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), – оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), – происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), – льготы для пенсионного обеспечения, – бесплатное лечение и оздоровление, – выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД, ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна	-		08.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Бочкарева Татьяна Юрьевна		08.02.2019

Реферат

Выпускная квалификационная работа 124 страницы, 12 рисунков, 20 таблиц, 42 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, техническое обслуживание, ремонт оборудования, диагностика оборудования, резервуарный парк, нефтеперекачивающие станции.

Объектом исследования является механо-технологическое оборудование магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Цель работы – формирование комплекса работ по организации системы технического обслуживания и ремонта оборудования по перекачке нефти, анализ технологической цепочки по ремонту, монтажу и пуску оборудования после ремонта.

В процессе исследования проводились расчеты на прочность и устойчивость. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды, технико-экономической части. В результате исследования была проведена диагностика по техническому состоянию нефтепровода, в качестве прогноза проведен анализ показателей надежности участка трубопровода. На основании полученных результатов было выявлено коррозионное повреждение участка трубопровода, обоснована необходимость замены данного участка.

Новизна работы заключается в использовании экспертной системы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти. В экспертную систему включается не только использование аппаратных, но и программных средств.

Практическая значимость результатов работы заключается в том, что составление характеристик неразрушающих методов контроля оборудования используются для дальнейших решений по эксплуатации оборудования.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Реферат		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.								8
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ эр. 2БМ71			

Список сокращений

АРДП – автоматизированный районный диспетчерский пункт

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

КДП – подсистема контроля, диагноза и прогноза технического состояния

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

КТСО – контроль технического состояния оборудования

ЛЧМТ – линейная часть магистрального трубопровода

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

НА – насосный агрегат

НК – неразрушающий контроль

НПС – нефтеперекачивающая станция

НС – насосная станция

НТД – нормативно-техническая документация

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПС – перекачивающая станция нефтепродуктов

РП – резервуарный парк

СОД – средство очистки и диагностирования

ССВД – система сглаживания волн давления

ТМ – телемеханика

ТО – техническое обслуживание

ТОР – техническое обслуживание и ремонт

ЭХЗ – электрохимическая защита

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Список сокращений				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.									9	124
Консульт.												
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										
									НИ ТПУ зр. 2БМ71			

Содержание

Реферат	8
Список сокращений	9
Введение.....	13
Обзор литературы.....	15
1 Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти	16
2 Система технического обслуживания и ремонта оборудования.....	18
2.1 Цель и задачи технического обслуживания и ремонта.....	19
2.2 Объекты технического обслуживания и ремонта.....	19
2.3 Основные формы технического обслуживания оборудования.....	20
3 Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти	23
3.1 Виды технического диагностирования.....	24
3.1.1 Внутритрубное диагностирование.....	25
3.1.2 Наружное диагностирование методами неразрушающего контроля.....	26
3.1.3 Электрометрическое диагностирование.....	32
3.2 Диагностика линейной части магистральных трубопроводов.....	32
3.2.1 Диагностика сварных соединений трубопроводов при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте.....	33
3.2.2 Диагностика линейной части на стадии эксплуатации.....	33
3.3 Диагностика резервуаров	34
3.3.1 Причины нарушения прочности резервуаров.....	34
3.3.2 Частичная и полная диагностика резервуаров.....	36

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Содержание		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						10
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ зр. 2БМ71			

3.4	Диагностика оборудования насосных станций.....	37
3.4.1	Вибродиагностика.....	38
3.4.2	Параметрическая диагностика.....	38
3.4.3	Термодинамический метод	44
3.4.4	Комплексная диагностика.....	45
3.4.5	Функции подсистемы контроля диагноза и прогнозирования технического состояния насосных агрегатов.....	46
4	Показатели эксплуатационной надежности	61
4.1	Определение надежности и термины.....	61
4.2	Показатели эксплуатационной надежности	64
4.3	Назначение показателей надежности.....	65
4.4	Методы оценки показателей надежности.....	65
5	Расчетная часть.....	68
5.1	Исходные данные	68
5.2	Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость.....	68
5.2.1	Определение толщины стенки трубопровода	68
5.2.2	Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении	71
5.2.3	Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.....	71
5.2.4	Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	74
5.3	Расчет нефтепровода с коррозионным дефектом	79
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	82
6.1	Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	82

6.2 Расчет сметной стоимости работ.....	83
6.2.1 Методика расчета.....	83
7 Социальная ответственность	90
7.1 Производственная безопасность	90
7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	91
7.2.1 Вредные производственные факторы	91
7.2.2 Опасные производственные факторы	95
7.3 Экологическая безопасность.....	98
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
Заключение	106
Список используемой литературы	108
Приложение А	112

Введение

Трубопроводный транспорт в настоящее время является более экономичным видом транспортировки нефти и нефтепродуктов. Его первостепенным значением является безопасное и бесперебойное функционирование для всех жизненно важных отраслей экономики России.

Протяженность действующих в России магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов в настоящее время превышает 70 тыс. км. По ним транспортируется основное количество добываемой нефти и вырабатываемых светлых нефтепродуктов. Образно говоря, магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы являются кровеносной системой промышленности.

Экспертная система включает в себя базу данных, алгоритм принятия решения, выбранные методы решения и набор решающих правил.

Экспертная система направлена на следующие состояния:

- 1) генезис состояния;
- 2) диагностика текущего технического состояния;
- 3) прогнозирование изменения состояния;
- 4) планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- 5) мониторинг состояния при дальнейшей эксплуатации оборудования.

Объекты трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов можно разделить на площадные и протяженные.

Площадные объекты: резервуарные парки, нефтеперекачивающие станции, система средств очистки и диагностирования.

Протяженные объекты: линейная часть магистрального трубопровода, запорная арматура, линии электросетей и т.д.

Техническое обслуживание объектов трубопроводного транспорта включает в себя диагностику, определение показателей эксплуатационной надежно-

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Введение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.									13	124	
Консульт.													
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											
											НИ ТПУ зр. 2БМ71		

сти, проведение ремонта или назначении безопасных технологических режимов перекачки по результатам контроля технического состояния оборудования.

В настоящее время наибольшее внимание уделяют диагностики с использованием аппаратных средств, современными являются роботизированные методы диагностики.

С помощью диагностики можно провести анализ дефектов, их опасность, степень развития и сделать заключение по планированию работы.

Наиболее эффективным методом является комплексная диагностика. Чем больше полученной информации, тем точнее результат, следовательно, быстрое принятие решений и прогнозирования, а также экономии средств при проведении ремонта.

Актуальность работы. Повышение ресурсоэффективности трубопроводов достигается путем повышения надежности и своевременного контроля текущего технического состояния оборудования. Реализация этого принципа основывается на выполнении комплекса мер по совершенствованию экспертных систем технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта.

Цель работы – формирование комплекса работ по организации системы технического обслуживания и ремонта оборудования по перекачке нефти, анализ технологической цепочки по ремонту, монтажу и пуску оборудования после ремонта.

Методика выполнения работы основана на проведении комплексного контроля оборудования трубопроводного транспорта неразрушающими методами, диагностики объектов трубопроводного транспорта нефти, проведении ремонта или назначении безопасных технологических режимов перекачки по результатам контроля технического состояния трубопроводов, принятия решений и прогнозирования.

Обзор литературы

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, статьи в периодических изданиях Российской Федерации.

Основным источником, раскрывающим теоретические основы обслуживания оборудования трубопроводного транспорта нефти, явилась работа Лисина Ю.В. «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» (2017). В данном источнике подробно рассмотрены методы ТО и ремонта линейной части МН, резервуаров и оборудования. Подробно рассмотрены классификация методов неразрушающего контроля и средства контроля оборудования трубопроводного транспорта нефти.

Также был рассмотрен ряд руководящих документов по эксплуатации оборудования трубопроводного транспорта нефти. Такими документами явились: ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание; РД-75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС; РД-19.100.00-КТН-036-13 Правила технического диагностирования и освидетельствования механо-технологического оборудования. Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования. Часть 2. Методики выполнения.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Обзор литературы				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.									15	124	
Консульт.									НИ ТПУ зр. 2БМ71				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

1 Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти

В состав магистральных нефтепроводов входят:

- трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной товарной продукции к дальнему транспорту) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, узлами пуска и приема очистных устройств, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения НПС и ПС;
- установки ЭХЗ нефтепроводов от коррозии, средства автоматики и ТМ, линии и сооружения технологической связи;
- линии электропередач, которые предназначены для обслуживания нефтепроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой, также установками ЭХЗ нефтепроводов, сети связи;
- противопожарные средства, защитные и противоэрозионные сооружения нефтепроводов;
- емкости для хранения и разгазирования конденсата, также земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных УВ;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;
- вдольтрассовые проезды и вертолетные площадки, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;
- ГНПС и ПНПС, ПС и наливные станции, НС, РП;
- пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- указатели и предупредительные знаки [1].

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах:

- приемо-раздаточные устройства с внутренней стороны резервуара;
- устройства для размыва донных отложений;

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.								16
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ ар. 2БМ71			

- кран сифонный, водоспуск;
- замерный люк, световой, смотровой, люк-лаз, монтажный;
- дыхательные и предохранительные клапаны со встроенными огнепреградителями для резервуаров вертикальных стальных;
- вентиляционные патрубки для резервуаров вертикальных стальных с понтоном;
- оборудование системы управления РП, включающее в себя приборы контроля, сигнализации и защиты резервуара;
- трубопроводы и генераторы систем пожаротушения;
- трубопроводы системы охлаждения резервуара;
- система защиты резервуара от коррозии;
- система молниезащиты, защиты от статического электричества.

Резервуарное оборудование и системы устанавливаются на резервуарах в зависимости от его типа (РВС, РВСП и РВСПК) [2].

Нефтеперекачивающие станции МН подразделяются на головные и промежуточные.

ГНПС предназначены для того чтобы принимать нефть с установок ее подготовки на промысле или других источников и дальнейшей закачки нефти в МН.

В состав технологических сооружений ГПС входят: РП, подпорная насосная, узел учета, магистральная насосная, узел регулирования давления, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами и технологические трубопроводы.

Остальные НПС нефтепровода являются промежуточными. Они поддерживают достаточный для дальнейшей перекачки напор в трубопроводе, и могут быть с емкостью или без емкости.

В состав технологических сооружений промежуточной станции без емкости входят: магистральная насосная, фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, ССВД и технологические трубопроводы [3].

					Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Система технического обслуживания и ремонта оборудования

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и телемеханики (ТМ) линейной части магистрального трубопровода (ЛЧМТ) состоит из совокупности взаимосвязанных средств, документаций и мероприятий, которые обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию оборудования КИПиА и ТМ, поддерживают и восстанавливают его работоспособность и снижают эксплуатационные затраты.

Система ТОиР предназначена для поддержания уровня надежной и безопасной эксплуатации объектов КИПиА и ТМ ЛЧМТ, установленного межгосударственными и национальными стандартами.

Система ТОиР включает:

- плановое ТО с непрерывным круглосуточным контролем (оперативное обслуживание);
- плановое ТО с периодическим контролем;
- текущий ремонт (ТР плановый и неплановый);
- плановый капитальный ремонт (КР);
- поверку (калибровку) средства измерений (СИ).

ТОиР КИПиА и ТМ проводят в соответствии с НТД, инструкциями по эксплуатации (ИЭ) и руководством по эксплуатации (РЭ) [9].

ТО и контроль технического состояния оборудования (КТСО) КИПиА и ТМ проводятся непосредственно в местах их нахождения. ТР и КР КИПиА и ТМ в зависимости от сложности необходимых работ выполняется на местах их нахождения, а также в условиях ремонтных баз или ремонтных организаций.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Система технического обслуживания и ремонта оборудования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					18	124
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

2.1 Цель и задачи технического обслуживания и ремонта

ТОиР проводят с целью поддержания оборудования в работоспособном и исправном состоянии на протяжении всего срока эксплуатации, обеспечивая при этом бесперебойную работу объектов МТ.

Основными задачами ТОиР являются:

- КТСО, обнаружение и устранение дефектов и неисправностей в начальной стадии их возникновения (нахождение предельного состояния оборудования, дальнейшая эксплуатация которого становится невозможной без проведения восстановительного ремонта или замены);
- проверка соответствия оборудования требованиям технической документации;
- предупреждение и ликвидация последствий воздействия на оборудование неблагоприятных климатических, производственных и других условий;
- сбор и обобщение информации о техническом состоянии оборудования и его надежности при эксплуатации;
- разработка мероприятий по совершенствованию форм и методов ТОиР [9].

2.2 Объекты технического обслуживания и ремонта

Объектами ТОиР магистрального нефтепровода является комплекс технических систем: ЛЧ, ГНПС и ПНПС, РП и др.

Линейная часть МТ – система линейно-протяженных объектов, которые предназначены для обеспечения процесса перекачки нефти. Линейно-протяженные объекты включают: трубопровод с отводами, лупингами и арматурными узлами; защитные противопожарные сооружения; линейные службы эксплуатации; устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимзащиты; линии электропередач и технологической связи; вдольтрассовые дороги и проезды, переходы через

естественные и искусственные препятствия; устройства пуска и приема очистных устройств и приборов диагностики [8].

2.3 Основные формы технического обслуживания оборудования

На сегодняшний день используются основные четыре формы ТО оборудования. Каждый из подходов имеет свои достоинства и недостатки.

1. Обслуживание до отказа (рисунок 2.1).

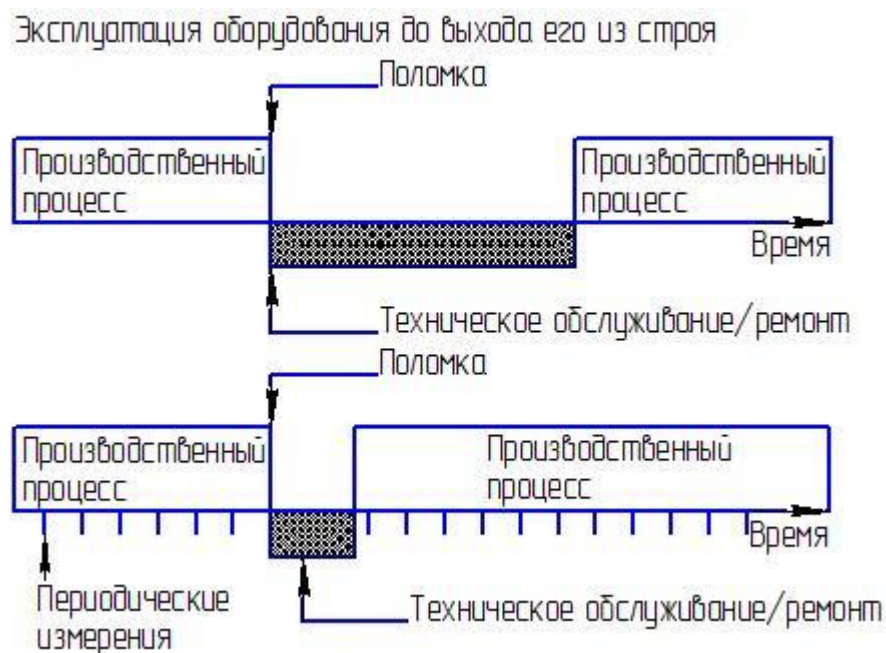


Рисунок 2.1 – Обслуживание до отказа

Достоинства:

- не требуются высокие требования к обслуживающему персоналу;
- межремонтный интервал оборудования может быть выше по сравнению с ППР.

Недостатки:

- нет возможности планировать сроки ремонтов;
- есть вероятность возникновения больших разрушений и длительного ремонта;
- необходимость большого количества материально-производственных частей.

2. Система планово-предупредительных ремонтов (рисунок 2.2).

Обслуживание оборудования по регламенту

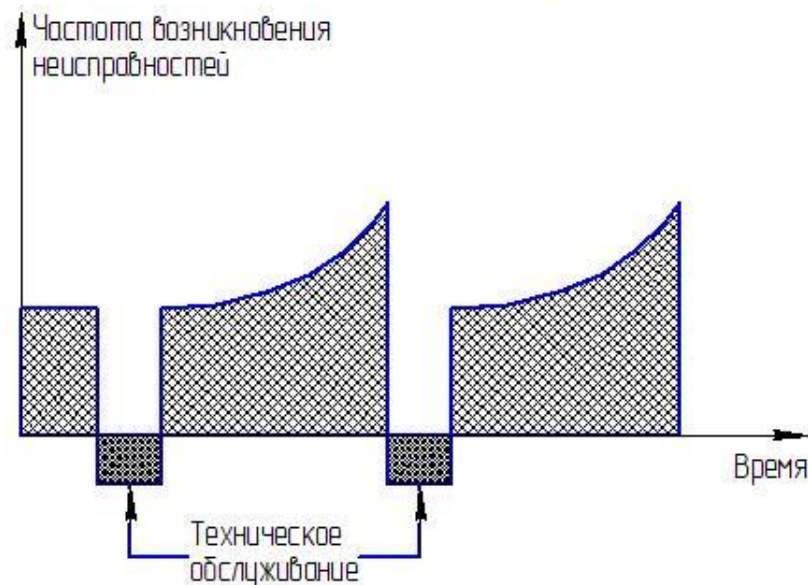


Рисунок 2.2 – Система планово-предупредительных ремонтов

Достоинства:

- может быть использовано для периодически работающего оборудования.

Недостатки:

- может произойти раньше или позже фактически необходимого;
- может быть причиной ухудшения работы (дефекты изготовления и монтажа).

3. Техническое обслуживание по фактическому состоянию (рисунок 2.3).

Достоинства:

- увеличивается производительность за счет исключения аварийных ситуаций и необоснованных простоев оборудования;
- планирование ремонтных работ позволяет существенно экономить средства и время;
- постоянный мониторинг.

Трудности:

- высокая квалификация персонала (как эксплуатационного, так и вибродиагностов);

- согласованное взаимодействие различных служб (эксплуатация, ремонтников, группа вибродиагностов).

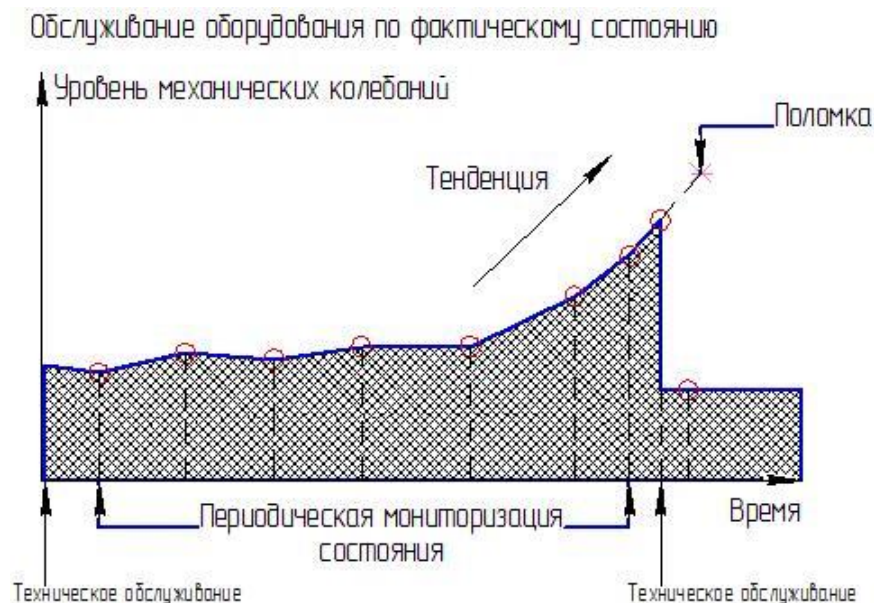


Рисунок 2.3 – ТО по фактическому состоянию

4. Проактивное (предотвращающее).

Достоинства:

- все достоинства обслуживания ТО по фактическому состоянию;
- устранения причин, а не следствий;
- максимальная эффективность.

Трудности:

- еще более высокая квалификация персонала по сравнению с ТО по фактическому состоянию.

3 Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти

При анализе условий эксплуатации различного оборудования выявляется наличие естественных и субъективных факторов, которые способствуют ускоренному выходу из строя и оказывают разрушающее воздействие на элементы оборудования.

Целью системы диагностического обслуживания является обеспечение надежной эксплуатации и промышленной безопасности технологического оборудования и трубопроводов.

Цель достигается за счет оптимизации организационной структуры системы диагностического обслуживания, ее распространения на все этапы жизненного цикла технологического оборудования и трубопроводов и комплексного решения взаимосвязанных задач.

Задачи системы диагностического обслуживания технологического оборудования и трубопроводов.

На этапе проектирования (разработки) задач системы диагностического обслуживания является получение конструкций, приспособленных к диагностированию (контролепригодности) современными методами и средствами и/или имеющих соответствующее диагностическое обеспечение.

На этапе строительства (реконструкции, модернизации, капитального ремонта) задач системы диагностического обслуживания является формирование исходных данных о технологическом оборудовании и трубопроводах, необходимых для мониторинга технического состояния и выполнения экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ).

На этапе эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов задачами системы диагностического обслуживания являются:

- мониторинг технического состояния и поддержание требуемых значе-

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.								23
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ гр. 2БМ71			

ний контролируемых параметров и технических характеристик;

- предупреждение аварий и инцидентов, связанных с техническим состоянием технологического оборудования и трубопроводов;
- определение приоритета вывода объектов в ремонт;
- диагностическое сопровождение ремонтных работ;
- продление срока службы;
- анализ и обобщение информации о техническом состоянии объектов диагностического обслуживания и фактических сроках их службы;
- разработка и внедрение новых технологий, методов и средств диагностики.

На этапе утилизации (консервации) задачей системы диагностического обслуживания является установление возможности повторного использования технологического оборудования, его элементов, элементов трубопроводов и т.д. [10].

Своевременное выявление неисправностей и развивающихся повреждений из-за воздействия этих факторов возможно на основе методов технической диагностики. Также она изучает признаки дефектов, методы и средства, с помощью которых можно установить диагноз, т.е. делается заключение о причине возникновения и месторасположения дефекта.

3.1 Виды технического диагностирования

Виды технического диагностирования, которые применяются на объектах трубопроводного транспорта нефти:

- внутритрубное диагностирование (ВТД);
- наружное диагностирование методами неразрушающего контроля (НК);
- электрометрическое диагностирование (ЭД).

Внутритрубным диагностированием обследуют ЛЧ МН для обнаружения повреждений геометрии трубы, сварных швов и стенки трубопровода.

Наружным диагностированием методами НК исследуют составляющие ЛЧ МН, на которых в силу их конструктивных особенностей нереально осуществить ВТД. Наружное диагностирование проводят на нефтепроводах, обследованных ВИП, в целях верификации данных ВТД и на местах на которых отсутствует диагностическая информация ВИП.

Электрометрическим диагностированием обследуется ЛЧ МН для оценки состояния изоляционного покрытия, определения коррозионного состояния ЛЧ МН, причины и скорости коррозии, оценки состояния средств ЭХЗ [4].

3.1.1 Внутритрубное диагностирование

На трубопроводе для проведения внутритрубного диагностирования должны находиться узлы пуска и приема очистных устройств и диагностирования.

В случае если невозможно проведение внутритрубной диагностики, техническое состояние трубопровода проводится на основании:

- анализа технической документации на трубопровод;
- обследования коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты трубопровода;
- определения планово-высотного положения и глубины залегания трубопровода;
- обследования трубопровода методом АЭК;
- проведения ДДК на участках трубопроводов с потенциальными дефектами стенки трубы, сварных швов, изоляционного покрытия по результатам АЭК и обследования коррозионного состояния трубопровода;
- проведения ВИК;
- проведения УЗК;
- проведения ультразвуковой толщинометрии (УТ);
- проведения МК;
- проведения капиллярного контроля [4].

3.1.2 Наружное диагностирование методами неразрушающего контроля

3.1.2.1 Акустико-эмиссионный контроль

Цель АЭК – обнаружение, определение координат и мониторинг источников акустической эмиссии, которые вызваны несплошностями на поверхности или в объеме стенки трубопровода, сварного соединения и конструктивных элементов.

АЭК проводится по ГОСТ 20415. АЭК обследуются участки трубопроводов, на которых невозможно провести ВТД в силу их конструктивных особенностей, и участки на которых отсутствует диагностическая информация по результатам ВТД [5].

На рисунке 3.1 приведена схема АЭК на трубопроводе.

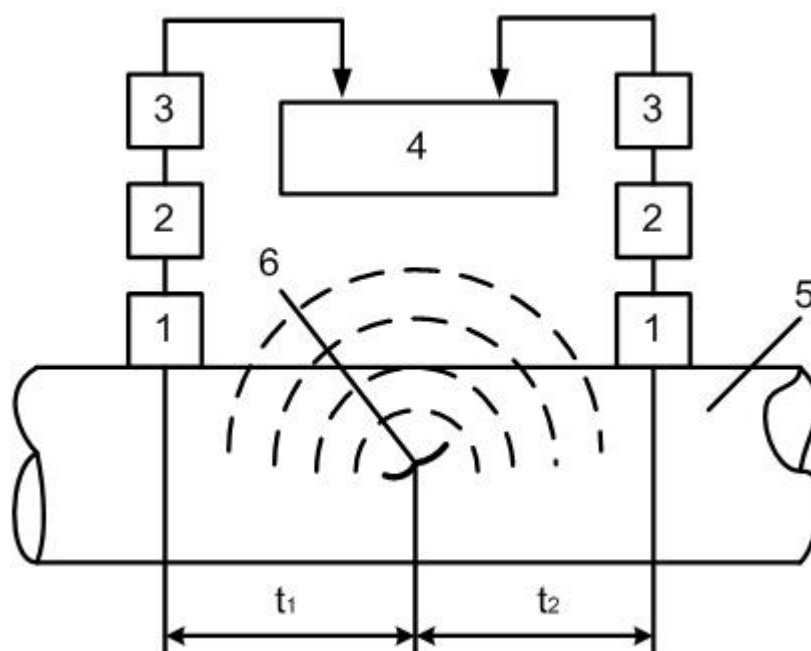


Рисунок 3.1 – Схема АЭК на трубопроводе. 1 – преобразователь АЭ (приемник); 2 – блок усиления; 3 – блок фильтрации; 4 – центральный блок сбора и обработки информации; 5 – объект контроля; 6 – источник АЭ; t_1 – время прихода сигнала на первый приемник; t_2 – время прихода сигнала на второй приемник

АЭ при многократном нагружении. АЭ при повторном нагружении быстро уменьшается, а затем после достижения максимальной нагрузки первого

цикла вновь начинает регистрироваться. Данное явление называется эффект Кайзера. Этот эффект хорошо проявляется на гладких образцах, а на образцах с надрезом проявляется плохо. Плохое проявление свидетельствует о накоплении повреждений при повторных нагрузках [15].

3.1.2.2 Визуально-измерительный контроль

Визуальным контролем проверяется качество подготовки и сборки, к примеру, заготовок под сварку, качественное выполнение сварных швов в процессе сварки и качество готовых швов. Все сварные соединения осматривают вне зависимости от использования иных видов контроля. Наружный осмотр достаточно информативен, он является наиболее дешевым и оперативным методом контроля.

Так, контроль внешним осмотром сварных швов, которые подвергаются термообработке, проводят до и после термообработки. Те сварные соединения, которые невозможно провести радиационным, ультразвуковым и другими методами неразрушающего контроля, необходимо контролировать аналогично внешним осмотром выполнение каждого слоя шва.

Рассмотрим на примере. Контролируемое сварное соединение при наружном осмотре необходимо хорошо освещать. Наружный осмотр осуществляется невооруженным взглядом либо с помощью обзорной или измерительной лупы 4–10-кратного увеличения после качественного очищения швов, околошовного участка от шлака, брызг и прочих загрязнений. Сварные швы, которые скрыты близлежащими деталями и недоступны к прямому наблюдению, просматривают с помощью оптических приборов – эндоскопов.

Кроме того, в промышленности применяются перископические дефектоскопы с телескопической зрительной трубкой, объективом, подвижным окуляром и прямоугольной оптической призмой, которая изменяет направление лучей на 90°. Для измерений пользуются стальной линейкой или рулеткой, и штангенциркулем.

Многие системы неразрушающего контроля, которые используются в настоящее время, обладают некоторыми общими характеристиками.

Информационные модели дефектов, которые регистрируются множеством методов неразрушающего контроля, анализируются и интерпретируются визуально. Поэтому почти все методы неразрушающего контроля можно считать визуальными, включая стадии выявления и интерпретации. Некоторые методы неразрушающего контроля имеют еще более прямую связь с визуальным методом.

Связь между другими системами и системой визуального контроля подтверждается использованием одного и того же оборудования неразрушающего контроля. Такое оборудование как эндоскопы, телевизионные системы и фотоаппараты используются как для визуального оптического контроля, так и для магнитопорошковой и капиллярной дефектоскопии. Увеличители также применяются как при визуальном контроле поверхностей изделий, так и при анализе рентгенограмм.

Оптические элементы используются почти во всех автоматизированных системах неразрушающего контроля. Увеличение контраста изображений дефектов, подавление шума и применение различных программ обработки данных, которые получены в различных системах неразрушающего контроля, связаны со свойствами зрения человека.

Выявление и распознавание дефектов происходит в условиях различных мешающих факторов (вуаль, которая вызвана рассеянным излучением возникающая на рентгеновском снимке; вуаль, вызванная осаждениями магнитного порошка на шероховатой поверхности, создающей локальные магнитные поля и т.п.). Уровни освещенности индикаций, размеры частиц дефектоскопических материалов, углы зрения, чувствительность к свету и многие другие факторы, которые относятся к зрению дефектоскописта, строго контролируемые для обеспечения надежности и точности, визуального и других методов неразрушающего контроля [15].

ВИК проводится по РД 03-606-03 и выполняется на всех трубопроводах как самостоятельно, так и в качестве дополнения к другим методам НК.

ВИК просматривают поверхности трубопровода на расстоянии менее чем 0,6 м и под углом более 30°.

При ВИК также можно использовать зеркала и лупы. Требования к освещенности объекта контроля – по ГОСТ 23479 [5].

3.1.2.3 Ультразвуковой контроль

УК проводят для контроля основного металла и сварных швов в местах с наибольшей вероятностью возникновения трещин, а также зоны, выявленные по результатам ВИК, МК (магнитный (магнитопорошковый) контроль), ПВК (контроль проникающими веществами (капиллярная дефектоскопия)).

Ультразвуковая толщинометрия (УТ) проводится для определения степени коррозии металлических конструкций ПС.

Измерение толщины выполняются в точках, расположенных не более чем через каждые 3 м, но не реже чем в трех точках каждого элемента, а также в местах по результатам ВИК. Исследуя кольцевые сварные швы, необходимо проверять примыкающие продольные и спиральные швы на протяжении более 250 мм.

УК и УТ проводятся по ГОСТ 14782, методиками ультразвуковой дефектоскопии, которые разрабатываются для конкретного типа применяемого дефектоскопического оборудования [5].

3.1.2.4 Магнитопорошковый контроль

Магнитнопорошковый метод является очень эффективным при обнаружении поверхностных или расположенных близко к поверхности пор и трещин. Его применяют на материалах, которые способны намагничиваться. Перед проверкой необходима тщательная очистка поверхности. Используют магнитный порошок в жидком виде или флуоресцентный магнитный порошок.

На металл воздействует сильное магнитное поле. По краям трещин и раковин концентрируется поле, вызывающее притягивание порошка. После того

как действие магнитного поля прекращается, наблюдается концентрация порошка вокруг каждой трещины или раковины. При применении флуоресцентного порошка место проверки освещают ультрафиолетовым светом для обнаружения концентраций.

Для того чтобы узнать направление трещин проводятся два тестирования. Сначала линии магнитного поля направляются перпендикулярно, затем параллельно шву.

После того как трещины обнаружат, их вскрывают для исправления. Магнитопорошковый метод является одним из самых распространенных, надежных и производительных методов НК в производстве и эксплуатации поверхностей изделий из ферромагнитных материалов.

Применение магнитопорошкового метода контроля. При магнитопорошковом контроле на деталь наносят суспензию со взвешенными частицами ферромагнитного порошка. Дефектные места притягивают к себе близлежащие частицы и образуются видимые валики порошка, так как ширина таких валиков во много больше ширины раскрытия дефектов. По характеру оседания порошка (форме и размерам валиков) судят о протяженности и о типе этих дефектов. Нанесение порошка в виде магнитной суспензии является наиболее распространенным способом нанесения порошка на контролируемую поверхность. Во время или после намагничивания контролируемый участок необходимо равномерно и обильно обработать суспензией с заданной концентрацией порошка. Обработку проводят путем полива контролируемого участка суспензией.

Осмотр участка проводят невооруженным глазом, после того как основная масса суспензии полностью стечет. Осмотр деталей, обработанных магнитolumинисцентной суспензией, проводится в ультрафиолетовом свете. По результату исследований принимается решение о годности деталей.

Дефектоскопы, применяемые для магнитопорошкового контроля:

- стационарные универсальные;
- передвижные и переносные универсальные;

- специализированные (стационарные, передвижные, переносные) [15].

МК проводится по ГОСТ 21105. При этом за счет обнаружения магнитных полей рассеяния, которые возникают вблизи дефектов после намагничивания объекта контроля, выявляют поверхностные и подповерхностные дефекты металла (трещины, закаты, включения, расслоения).

3.1.2.5 Капиллярный контроль

Капиллярный метод НК заключается в капиллярном проникновении индикаторной жидкости, хорошо смачиваемой материал объекта контроля, вглубь повреждения, в последующем фиксируя индикаторные следы.

Данный метод используют в целях выявления несплошностей с поперечными размерами 0,1–500 мкм, кроме того для выявления сквозных, на поверхности черных и цветных металлов, сплавов, керамики, стекла и т.п. Его применяют в основном для контроля сварных швов.

Сквозные трещины на тонкостенных изделиях выявляются благодаря нанесению проявителя и пенетранта с разных сторон изделия. Краситель, прошедший через изделия, достаточно хорошо видим в слое проявителя.

В качестве проникающей краски можно использовать флуоресцентную краску. Для обнаружения ее проникновения через проявляющую краску применяется ультрафиолетовый свет.

Индикаторами служат растворы органических красителей с различными улучшающими добавками [15].

В случае если нет возможности обеспечения необходимой по ГОСТ 18442 чистоты поверхности контролируемого объекта, капиллярный контроль заменяют на МК [4].

В большинстве случаев одновременно используются методы, как для площадных, так и для протяженных объектов. Это приводит к целесообразности объединения данных методов контроля в одну систему, объединенную общими правилами построения и анализа всей совокупности оборудования.

3.1.3 Электрометрическое диагностирование

Электрометрическое диагностирование применяется на трубопроводах подземной прокладки. Для проведения электрометрического диагностирования трубопровода необходимо определить категорию коррозионной опасности, которая устанавливается на основании проектной и эксплуатационной документации, а также по результатам предыдущего технического диагностирования трубопровода. Категория участков по коррозионной опасности определяется в соответствии с ГОСТ Р 51164 [4].

3.2 Диагностика линейной части магистральных трубопроводов

Контроль дефектов линейной части нефтепроводов выполняется проверкой соответствия параметров структурных элементов нефтепровода с установленными нормативно-техническими требованиями. Основными критериями оценки являются функциональные, геометрические и физические показатели, и технологические признаки качества, такие как отсутствие недопустимых дефектов типа нарушения сплошности материала, соответствие геометрических размеров, физико-механических свойств и структуры материала и чистоты внутренней поверхности требованиям технической документации.

Для проведения диагностических работ применяются разрушающие и неразрушающие методы контроля.

К разрушающим методам контроля можно отнести:

- механические испытания образцов, которые предназначены для оценки прочностных свойств материалов;
- гидроиспытания отдельных труб или участков нефтепровода, которые предназначены для оценки прочностных свойств и герметичности нефтепровода.

Разрушающие методы контроля применяют во время приемосдаточных операций и расследований аварий.

Неразрушающие методы контроля, которые позволяют без нарушения пригодности к использованию проверить качество продукции, применяют в следующих целях:

- выявление дефектов типа нарушение сплошности материала изделия;
- для контроля геометрических параметров изделия;
- для оценки физических и химических свойств материала изделия.

Неразрушающий контроль основывается на получении информации в виде световых, электрических, звуковых и иных сигналов о качестве объектов, проверяемых при взаимодействии их с другими веществами и физическими полями (магнитным, электрическим, акустическим и т.д.) [3].

3.2.1 Диагностика сварных соединений трубопроводов при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте

На этапе строительства, реконструкции и капитального ремонта сварные швы трубопровода контролируют при помощи ВИК, ПВК, МК, РК и УЗК методов контроля.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте трубопроводов по полученным результатам НК сварные швы разделяют на две категории «годен» и «не годен».

Сварные швы, в которых не выявлены дефекты или выявлены дефекты, удовлетворяющие требованиям допустимости, относят к категории «Годен».

По результатам дополнительного контроля производится оценка качества сварного соединения на участках, где не обнаружены дефекты. Качество контролируемого соединения в целом осуществляют с учетом общего количества дефектов, которые выявлены обоими методами, и их суммарной протяженностью (по результатам УЗК – суммарной условной протяженностью) [15].

3.2.2 Диагностика линейной части на стадии эксплуатации

Сварные швы трубопроводов, которые находятся в эксплуатации и консервации или состоянии безопасного содержания, параметры дефектов которых

определены только по данным ВИП или которые невозможно контролировать с помощью ВИП, необходимо дополнительно контролировать неразрушающими методами при проведении ДДК.

При проведении ДДК трубопроводов методы и объемы НК определяют с помощью результатов технической диагностики и требований РД 153-39.4-067-04*, РД-16.01-60.30.00-КТН-068-1-04 и РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-04.

При ДДК сварных соединений трубопроводов, которые находятся в эксплуатации, консервации или состоянии безопасного содержания, применяются следующие методы НК: ВИК, КК, МК и УЗК.

3.3 Диагностика резервуаров

Диагностика резервуаров проводится методами общего технического диагностирования, с помощью неразрушающих методов контроля выявляют и измеряют различные дефекты, и параметры концентрации напряжений в металле, методы расчета параметров, которые характеризуют степень старения металла, усталостные трещины и коррозионные повреждения.

3.3.1 Причины нарушения прочности резервуаров

При эксплуатации резервуаров существуют такие причины нарушения прочности как колебание температуры окружающей среды, гидравлическое давление налитого нефтепродукта, который вызывает горизонтальное кольцевое напряжение, неравномерные просадки резервуаров, знакопеременное давление в газовом пространстве, отклонение корпуса от формы цилиндра, дефекты в сварных швах. Классификация причин аварий резервуаров приведена на рисунке 3.2 [15].

Жесткость конструкции стальных сварных резервуаров вместе с хрупкостью сталей при низких температурах может привести к образованию больших внутренних напряжений в отдельных узлах, больше всего в нижних поясах и в месте сопряжения первого пояса с днищем.



Рисунок 3.2 – Классификация причин аварий резервуаров

Нарушение правил технической эксплуатации резервуаров, например опорожнение или заполнение их нефтепродуктом со скоростью, которая превышает максимальную пропускную способность дыхательных клапанов, может вызвать разрушение резервуаров.

При монтаже и эксплуатации резервуаров, которые имеют большие размеры и малую жесткость, возникают отклонения корпуса от правильной геометрической формы (выпучены, вмятины или гофры).

Также разрушающее действие на резервуары оказывают сера, сероводород и атмосферная влага. Данные вещества активно взаимодействуют с металлом и вызывают его сильный коррозионный износ.

Разрушение стальных вертикальных резервуаров происходит при их гидравлической опрессовке после монтажа, капитального ремонта и в процессе эксплуатации. Разрушения при гидравлической опрессовке происходят из-за плохого выполнения сварочно-монтажных работ; несоответствия применяемых материалов, при сооружении резервуаров, требованиям государственных стандартов; несоблюдения технических условий изготовления и монтажа.

В период эксплуатации резервуаров выявляют такие дефекты как просадка оснований резервуаров и газгольдеров и деформация корпусов, нарушение прочности и плотности сварных швов, трещины в кровле, днище и корпусе [15].

3.3.2 Частичная и полная диагностика резервуаров

Диагностическому контролю в первую очередь подвергаются резервуары, отремонтированные после аварии, либо находящиеся в аварийном состоянии; резервуары, которые сварены электродами с меловой обмазкой и изготовлены из кипящих сталей; резервуары, которые находятся в эксплуатации более 25 лет, а также резервуары, содержащие продукты, которые вызывают усиленную коррозию металла.

Применяют полный и частичный контроль технического состояния резервуаров. При частичном контроле резервуары не выводятся из эксплуатации, и он служит для предварительной оценки состояния емкостей. В рамках частичного контроля производится ознакомление с технической документацией, внешний осмотр резервуара, измерение толщины и определение геометрической формы его стенок, нивелирование днища, проверка состояния основания и отмостки.

Полный контроль выполняется с выводом резервуаров из эксплуатации, опорожняются, зачищаются и подвергаются дегазации. Число контролируемых параметров при таком контроле расширено. Дополнительно выполняются осмотр резервуара изнутри; внешний осмотр понтона и плавающей крыши; измерение толщины металла кровли, понтона (плавающей крыши); неразрушающий контроль сварных соединений физическими методами; химический анализ металла; механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений; измерение расстояний между стенкой резервуара, понтоном и плавающей крышей; проверка состояния уплотнения между ними [15].

3.4 Диагностика оборудования насосных станций

Диагностический контроль, ТОР насосного оборудования проводятся по графикам через интервалы времени (наработки) согласно РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05.

При эксплуатации оборудования проводятся:

- диагностический контроль (оперативный, плановый, неплановый);
- техническое обслуживание;
- плановые текущий, средний, капитальный ремонты;
- ремонт по фактическому техническому состоянию.

В процессе эксплуатации техническое состояние магистральных и подпорных насосов определяется по результатам проведения оперативного, планового и непланового диагностического контроля.

При оперативном диагностическом контроле проводится постоянный контроль фактических эксплуатационных значений параметров работы насосов по показаниям контрольно-сигнальной аппаратуры в данный момент времени и в динамике. По результатам оперативного контроля проводится анализ параметров работы насосных агрегатов, при котором сравнивается: текущее значение параметров с допустимым с учетом режима перекачки и изменение значений относительно предыдущих измерений.

Плановый диагностический контроль проводится через интервал времени наработки насоса, а также после монтажа нового насоса или электродвигателя, перед выводом насоса в капитальный ремонт, перед вводом насоса или электродвигателя в эксплуатацию после проведения среднего и капитального ремонтов для оценки эффективности и качества проведенного ремонта. При выявлении неэффективности проведенного ремонта необходимо провести анализ ухудшения параметров работы с определением причин и их устранением. Для подтверждения эффективности проведенного ремонта значения напора, КПД насоса, температуры подшипников и вибрации сравниваются со значениями, указанными в паспорте изготовителя.

При проведении планового диагностического контроля по наработке насоса проводится сравнение и анализ изменения полученных значений напора, КПД насоса, температуры подшипников и вибрации с паспортными значениями. Выводы по результатам диагностического контроля фиксируются в паспорт/формуляр насоса для возможности последующего анализа технического состояния.

Неплановый диагностический контроль магистральных и подпорных насосов проводится:

- при изменении напора насоса или мощности электродвигателя на установившемся режиме работы;
- при увеличении значений постоянно контролируемых параметров (виброскорости, температуры подшипников насоса или электродвигателя) до предупредительных сигналов, определенных при оперативном диагностическом контроле.

Диагностический контроль вспомогательных насосов проводится в соответствии с требованиями изготовителей, но не реже 1 раза в 6 месяцев и перед вводом в эксплуатацию после проведения текущего ремонта (в период обкатки) или при появлении посторонних шумов [5].

3.4.1 Вибродиагностика

При проведении измерений МНА, ПНА должны находиться под нагрузкой, соответствующей регламентным требованиям эксплуатации.

В качестве измеряемого параметра вибрации устанавливается СКЗ виброскорости в рабочей полосе частот от 10 до 1000 Гц.

Вертикальная составляющая вибрации подшипниковых опор насоса измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации подшипниковых опор насоса измеряются на уровне оси вала насоса против середины длины опорного вкладыша.

Вибрация элементов крепления насоса к фундаменту измеряется и контролируется в вертикальном направлении.

Перед началом измерения вибрации необходимо:

- провести внешний осмотр;
- определить положение контрольных точек измерения;
- зафиксировать технологические параметры перекачки: объёмный расход, давление в трубопроводе.

Контрольные точки измерения вибрации магистральных и горизонтальных подпорных насосов:

- подшипниковые опоры;
- фундаментные болты;
- лапы насоса;
- опорные плиты закладной конструкции фундамента насоса;
- фундамент (бетон) рядом с опорными плитами.

Контрольные точки измерения вибрации вертикальных подпорных насосов:

- верхняя подшипниковая опора;
- фундаментные болты;
- фундаментная плита.

Оценка технического состояния насоса в зависимости от величины вибрации проводится по РД-23.080.00-КТН-056-09, ОТТ-23.080.00-КТН-050-10, ОТТ-23.080.00-КТН-136-09, РД-75.200.00-КТН-037-13 и ГОСТ ИСО 10816-1.

Допустимое значение СКЗ виброскорости на лапах насоса в вертикальном направлении – не более 1,8 мм/с [7].

Вибродиагностика позволяет контролировать техническое состояние магистральных и подпорных насосных агрегатов в режиме реального контроля уровня вибрации с использованием стационарно установленных средств измерения и контроля вибрации.

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации горизонтальных насосных агрегатов измеряются ниже на 2–3 мм от оси вала насоса напротив середины длины опорного вкладыша (рисунок 3.3).

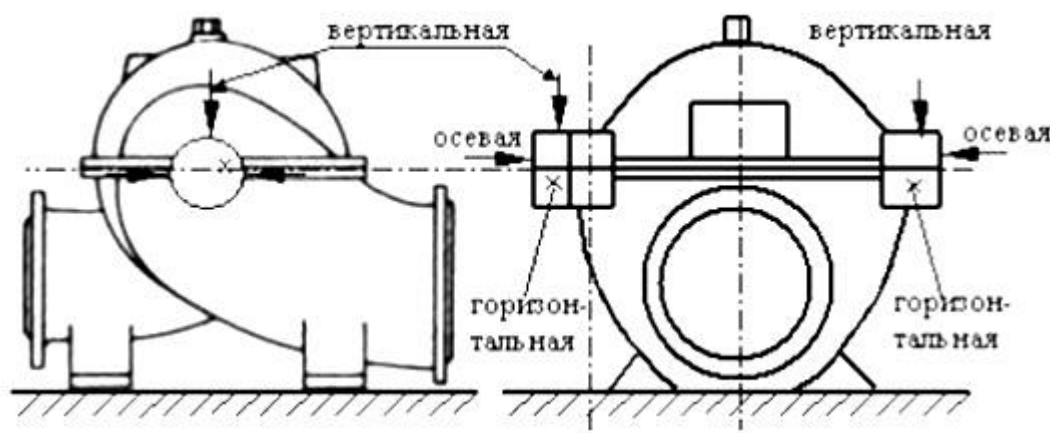


Рисунок 3.3 – Точки измерения вибрации на опоре подшипника

Места измерения вибрации на вертикальном насосном агрегате соответствуют точкам 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рисунок 3.4).

Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов для номинальных и ненормальных режимов

Величина среднего квадратичного значения виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния агрегата	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 4,5 до 7,1 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно	Длительная
Свыше 7,1 до 11,2 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 11,2	Неудовлетворительно	Недопустима
Примечание. При режимах перекачки, отличных от номинального, и интенсивности вибрации насоса при этом свыше 7,1 до 11,2 мм/с длительность эксплуатации магистральных и подпорных насосов ограничивается до замены рабочих колес насосов на колеса соответствующей подачи		

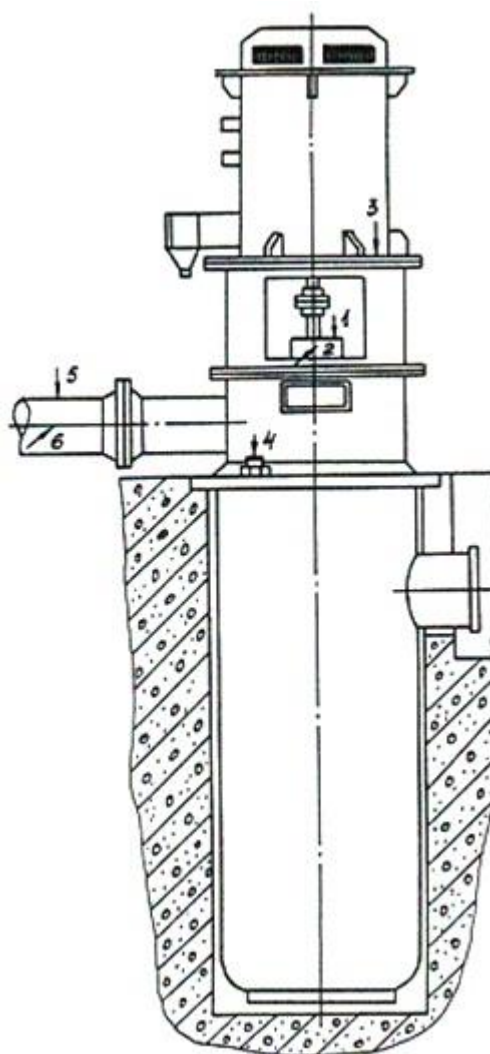


Рисунок 3.4 – Точки измерения вибрации на вертикальном насосном агрегате

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосов со встроенными подшипниками типа НГПА, ЦНС), вибрация измеряется на корпусе, над подшипником в точке, расположенной как можно ближе к оси вращения ротора (рисунок 3.5).

Для проведения вибродиагностических контролей аппаратура должна соответствовать ГОСТ ИСО 2954.

В таблице 3.2 приведены предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации вспомогательных насосов [7].

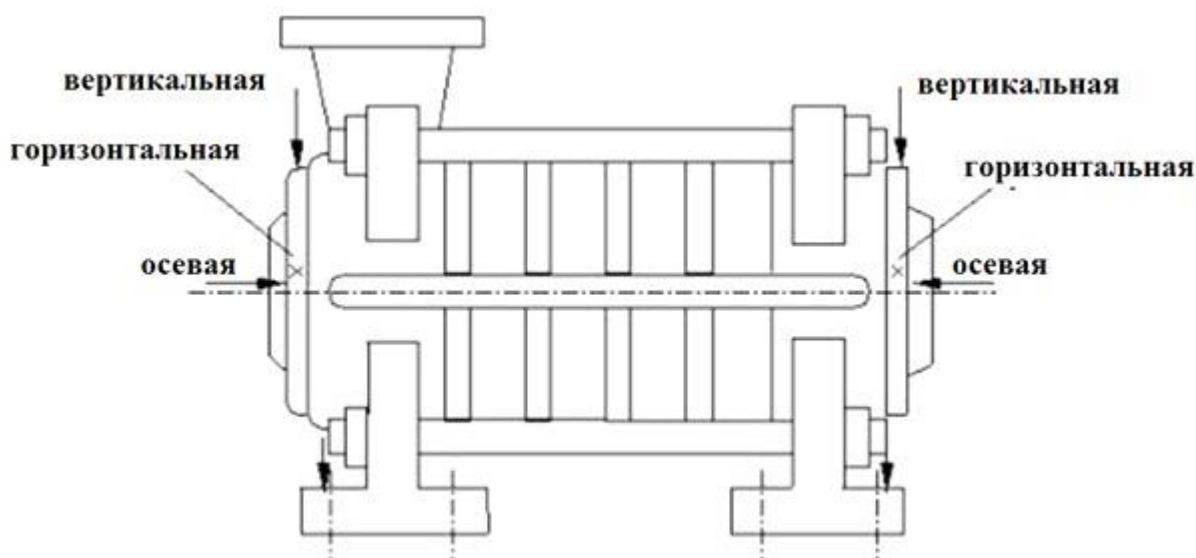


Рисунок 3.5 – Точки измерения вибрации на корпусе подшипника насоса без выносных опор

Таблица 3.2 – Предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации вспомогательных насосов

Высота оси вращения ротора, мм	Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с
От 80	1,8
От 80 до 132	2,8
От 132 до 225	4,5
Свыше 225	7,1

3.4.2 Параметрическая диагностика

Цель обследования МНА, ПНА по эксплуатационным параметрам (параметрический контроль) – оценка эффективности работы МНА, ПНА: определение фактического напора насоса, фактического КПД насоса, фактического кавитационного запаса (на момент обследования и за предшествующий период эксплуатации) и сравнение полученных данных с базовыми или паспортными значениями, выдача заключения.

Параметрический контроль проводится перед разборкой МНА, ПНА.

Эксплуатационные параметры насоса МНА, ПНА определяются по результатам измерений, полученным при проведении испытаний или по данным штатных систем контроля параметров насосного агрегата АСУ ТП объекта.

Обследование насосов проводится в рабочем диапазоне подач на установившихся режимах перекачки нефти и нефтепродуктов, существующих в момент проведения работ, предоставленных заказчиком.

До начала обследования насосного агрегата проводится наружный осмотр насосных агрегатов, измерение диаметров трубопроводов на входящем и выходящем патрубках насоса.

При проведении параметрического контроля определяются:

- КПД насосного агрегата;
- давление на входе и выходе насоса;
- напряжение, ток, мощность;
- частота вращения ротора насоса;
- подача;
- плотность, вязкость, температура перекачиваемого продукта;
- температура подшипников;
- температура корпуса насоса;
- параметры системы смазки (давление (в т. ч. перед подшипниками), температура).

КПД насосного агрегата, мощность, подача, напор, а также оценка соответствия проводится согласно РД-23.080.00-КТН-063-11.

Средства измерений следует использовать таким образом, чтобы предельная погрешность результатов испытаний на номинальном (заданном) режиме не превышала значений $\pm 3\%$ для всех параметров, кроме частоты вращения ($\pm 1\%$) и КПД ($\pm 5\%$).

По результатам выполнения измерений и расчетов фактических эксплуатационных параметров насоса и электродвигателя МНА, ПНА проводится сравнение их с паспортными (базовыми), дается заключение с учетом оценки работоспособности насоса согласно РД-75.200.00-КТН-037-13 [7].

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.3 Термодинамический метод

Термодинамический метод основывается на том, что рабочие процессы в гидравлической машине (центробежном насосе) характеризуются энтропией, которая представляет собой преобразование энергии в тепло и рассеивания полезной энергии в окружающую среду. Объемные, гидравлические и механические потери в насосе преобразуются в тепловую энергию и устанавливают величину применения подведенной к насосу энергии, т.е. КПД.

Способы нахождения КПД центробежного агрегата дают возможность установить этот параметр, в случае если отсутствует информация по подаче, и есть значения перепадов температур жидкости на входе и выходе гидромашины и теплофизические константы перекачиваемой жидкости.

Внутренний коэффициент полезного действия насоса различается с полным КПД на величину, которая зависит от механических потерь и наружных утечек. Помимо этого, определение КПД насоса термодинамическим методом вызывает дополнительную погрешность из-за воздействия теплообмена между корпусом насоса и окружающей средой.

Метод диагностирования основывается на сравнении фактических характеристик с базовыми. Графические характеристики магистральных насосов приведены на рисунке 3.6.

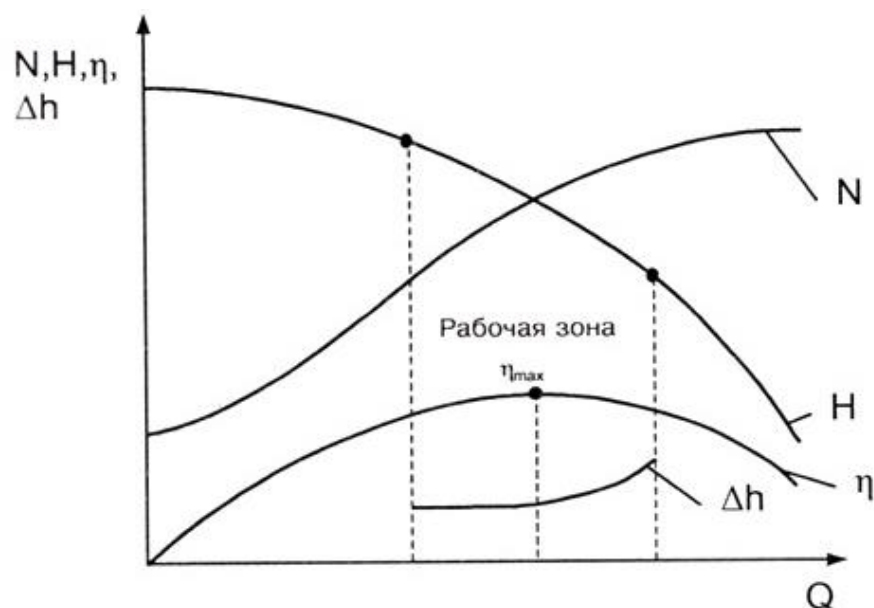


Рисунок 3.6 – Типовая характеристика магистрального насоса

Характеристикой центробежных насосов являются зависимости развиваемого напора H , потребляемой мощности N , коэффициента полезного действия η и допустимого кавитационного запаса ΔH от подачи Q [15].

3.4.4 Комплексная диагностика

При построении системы комплексной диагностики технического состояния очень важным является определение комплекса параметров, по которым будет осуществляться диагностика. Необходимо чтобы комплекс параметров был не очень большим, для того чтобы не усложнять выполнение диагностической системы сверхразумных пределов, кроме того количество контролируемых параметров должно быть необходимым и достаточным в целях реализации достоверности диагностики.

Комплексным диагностированием НА необходимо контролировать:

- механические параметры с помощью измерения вибраций и виброакустических помех со стороны насоса и трубопровода;
- тепловые параметры за счет измерения теплового поля НА;
- электрические параметры с помощью измерения частичных разрядов на работающем агрегате и определение параметров изоляции после отключения НА.

Кроме того нужно осуществлять контроль за технологическими параметрами по давлению и утечкам нефти на выходе насоса и давлению масла в подшипниковых узлах электродвигателя и насоса.

В настоящий момент существует универсальная комплексная система непрерывного контроля HYDROSCAN (MCM Enterprise Ltd). Данной системой используется сканирующее устройство, телеметрически «опрашивающие» датчики контроля температуры, радиочастотные датчики, два индуктивных датчика величины воздушного зазора, датчики Холла, акустические датчики – микрофоны, вибродатчики ускорения с оптической телеметрической системой передачи данных.

Помимо этого с помощью комплексной системы непрерывного контроля измеряют температуру воздуха в зазоре, наблюдают за подшипниками, щеточно-контактным аппаратом, КПД и кавитацией. Трудность сканирующей системы окупается экономией при эксплуатации.

Таким образом, система HYDROSCAN контролирует телеметрически механические, тепловые, электрические, магнитные, радиотехнические, акустические и технологические параметры [42].

3.4.5 Функции подсистемы контроля, диагноза и прогнозирования технического состояния насосных агрегатов

Функционально подсистема КДП относится к средствам технической диагностики оборудования НПС.

Целью автоматизированной подсистемы КДП является обеспечение эффективного и надежного диагностирования технического состояния на НПС, текущий контроль и прогнозирование состояния НА.

Цели диагностирования и прогнозирования достигаются посредством измерения, сбора, машинной обработки и последующего анализа вибрационных и параметрических характеристик НА.

Критерием контроля технического состояния НА являются предельно допустимые отклонения диагностических признаков от установленных норм.

Подсистема контроля, диагноза и прогноза технического состояния выполняет информационные функции. Источниками информации являются первичные преобразователи и средства измерения вибрационных и технологических параметров объекта (НА).

Функционально подсистема КДП должна обеспечивать выявление следующих состояний работы и неисправности НА:

- агрегат в исправном состоянии;
- дисбаланс ротора двигателя;
- дисбаланс ротора насоса;

- расцентровка валов двигателя и насоса;
- зазоры в переднем и заднем подшипниковом узле двигателя больше нормы;
- зазоры в переднем и заднем подшипниковом узле насоса больше нормы;
- задиры в переднем и заднем подшипниковом узле двигателя;
- задиры в переднем и заднем подшипниковом узле насоса;
- нарушение радиально-упорного подшипника насоса;
- овальность передней и задней цапфы двигателя;
- ослабление жесткости в сечении ротора;
- овальность передней цапфы насоса;
- межвитковое замыкание обмоток ротора;
- агрегат работает в предкавитационном режиме;
- неравномерный износ зубьев зубчатой полумуфты;
- оценка величины напора магистрального насоса;
- оценка КПД агрегата.

Функции подсистемы КДП можно разбить на внутрисистемные функции и функции назначения. При этом к внутрисистемным функциям относятся функции сбора, контроля, управления режимами работы, внешних связей, а к функциям назначения – функции обработки, диагностики, прогнозирования, учета, выдачи информации в систему ТОР.

Функции сбора должны обеспечивать измерение и сбор информации по контролируемым параметрам с первичных преобразователей виброизмерительной аппаратуры и средств измерений системы автоматики НПС.

Функции контроля должны обеспечивать текущий контроль технического состояния оборудования НПС на основе интегральных оценок (с выдачей аварийного сигнала), оценку технического состояния агрегата на основе данных спектрального анализа и контроль работоспособности комплекса технических средств подсистемы.

Функции внешних связей и управления режимами работ должны обеспечивать управление сборами информации, первичную загрузку программных модулей, диспетчеризацию процесса работы подсистемы, передачу результатов обработки между уровнями подсистемы и в систему ТОР, передачу запросов пользователя на реализацию отдельных функций.

Функции обработки должны обеспечивать выполнение задач статистической обработки первичной информации, дискретного преобразования, формирования диагностических признаков работы оборудования и известительных сообщений о работе подсистемы.

Функции диагностики должны обеспечивать определение технического состояния насосных агрегатов на основе анализа вибрационных и эксплуатационных характеристик.

Функции прогнозирования должны обеспечивать оценку изменения технического состояния с заданным упреждением.

Функции учета должны обеспечивать хранение информации об изменении технического состояния на (результаты диагноза, прогнозирования, выявленные неисправности).

3.4.5.1 Назначение комплекса задач подсистемы КДП

Комплекс задач подсистемы КДП предназначен для автоматического измерения и контроля вибрационных и эксплуатационных характеристик нефтяного насосного агрегата, анализа технического состояния и установления неисправностей на ранней стадии возникновения, прогнозирования технического состояния.

Подсистема КДП является составной частью АСУ магистрального нефтепровода с решением задач как на уровне АСУ ТП, так и на уровне АСУП УМН.

Подсистема КДП создается двухуровневой:

1. Нижний уровень – уровень НПС. На данном уровне обеспечивается выполнение функций измерения вибрационных и эксплуатационных параметров; функций оперативного контроля технического состояния насосных агрега-

тов, спектрального анализа и предварительной обработки диагностической информации.

2. Верхний уровень – уровень АРДП, ЦДП, отдела и служб главного механика. На данном уровне обеспечивается выполнение функций контроля работоспособности комплекса технических средств подсистемы КДП, решение задач диагностирования и прогнозирования, учета диагностической информации и взаимодействие с системой технического обслуживания и ремонта. Функции подсистемы КДП можно разбить на внутрисистемные функции и функции назначения. При этом к внутрисистемным функциям относятся функции сбора, контроля, управления режимами работы и внешних связей, а к функциям назначения – функции обработки, диагностирования, прогнозирования, учета для выдачи информации в систему ТОР.

При выполнении указанных функций решаются задачи, приведенные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Перечень и характеристики задач

№ п/п	Наименование функций, задачи	Уровень решения	Периодичность	Пользователь
1	2	3	4	5
1	Сбор			
1.1	Сбор контролируемых параметров	нижний	непрерывно	система автоматики НПС задача 6.1.1
1.2	Обработка вибрационной информации	средний	по регламенту (15 мин.)	задача 1.3
1.3	Формирование диагностических признаков работы оборудования	средний	по регламенту	задача 6.1.2
2	Контроль			
2.1	Контроль технического состояния оборудования НПС			
2.1.1	Оперативное выявление предаварийного состояния контролируемого оборудования	нижний	непрерывно	система автоматики НПС
2.2	Контроль работоспособности КТС подсистемы	нижний	непрерывно	служба КИПиА, ТМ

Продолжение таблицы 3.3

3	Диагностика			
3.1	Диагностирование насосного агрегата по вибрационным характеристикам			
3.1.1	Определение базово-эксплуатационных характеристик	АСУТП	по ситуации	задача 3.1.2
3.1.2	Определение нормировочных коэффициентов	АСУТП	2 часа	задача 3.1.3
3.1.3	Нормирование признаков	АСУТП	2 часа	задача 3.1.4, 3.1.5
3.1.4	Определение эффективного значения вибрации и сравнение с нормирующим значением	АСУТП	2 часа	диспетчер АРДП
3.1.5	Диагностика изменения технического состояния	АСУТП	2 часа	задача 4.1.1, 4.1.4 диспетчер АРДП
3.1.6	Внерегламентный режим запроса на диагностирование (по задаче 3.1)	АСУТП	по ситуации	задача 6.1.3 диспетчер АРДП
3.2	Диагностирование НА по эксплуатационным параметрам			
3.2.1	Подготовка информации для вычисления КПД и напора	АСУТП	2 часа	задача 3.2.2
3.2.2	Анализ состояния НА для данного режима работы нефтепровода	АСУТП	2 часа	задача 3.2.3
3.2.3	Определение напора и КПД НА для данного состояния нефтепровода	АСУТП	сутки	задача 3.2.4, 4.1.4
3.2.4	Диагностика состояния НА по коэффициентам эффективности	АСУТП	сутки	задача 4.1.3, 4.1.4
4	Прогнозирование			
4.1	Прогнозирование работоспособности НА			
4.1.1	Определение вероятности безотказной работы элементов НА	АСУТП	сутки	задача 4.1.2
4.1.2	Определение среднего времени безотказной работы НА	АСУТП	сутки	задача 4.1.4
4.1.3	Прогнозирование работоспособности НА по напору и КПД	АСУТП	сутки	задача 4.1.4
4.1.4	Формирование массивов результатов диагностирования и прогнозирования	АСУТП	сутки	задача 6.1.4

Продолжение таблицы 3.3

5	Учет			
5.1	Учет изменения технического состояния контролируемого оборудования	АЦДП (АСУТП)	сутки	система ТОР диспетчер ЦДП задачи АСУП
6	Внешние связи			
6.1	Обмен данными между уровнями			
6.1.1	Передача данных измерений с нижнего на средний уровень	нижний	по регламенту	задача 1.2
6.1.2	Передача данных обработки со среднего уровня на уровень АСУТП	средний	2 часа (по ситуации)	задача 6.1.3
6.1.3	Прием результатов обработки на уровне АСУТП	АСУТП	2 часа (по ситуации)	задача 3.1.3
6.1.4	Передача данных на уровень АЦДП (АСУТП)	АСУТП	сутки (по ситуации)	задача 6.1.5
6.1.5	Прием результатов обработки на уровне АЦДП (АСУТП)	АЦДП	сутки	задача 5.1

В подсистеме КДП объектом управления является магистральный насосный агрегат нефтеперекачивающей станции.

Периодичность решения задач комплекса приведена в таблице 3.3.

Задачи нижнего уровня подсистемы решаются в реальном масштабе времени. Общая продолжительность задач верхнего уровня не должна превышать 2 часов.

Решение комплекса задач автоматизированным способом прекращается при следующих условиях: отказ технологических средств АРДП, в том числе из-за отсутствия энергоснабжения.

При частичном отсутствии информации по какой-либо НПС решение задач по остальным объектам не снимается.

Задачи подсистемы КДП информационно связаны с ПДК АСУ ТП и подсистемой ТОР основного оборудования НПС АСУТП.

Решение комплекса задач при работе по основному регламенту осуществляется в автоматическом режиме для всех НПС контролируемого участка нефтепровода.

По требованию диспетчера ЦДП или АРДП может осуществляться диагностирование технического состояния насосных агрегатов отдельной НПС.

3.4.5.2 Выходная информация

Перечень и описание выходных документов (сообщений) приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Перечень выходных документов

№ п/п	Наименование документа (сообщения)	Форма представления	Периодичность выдачи	Срок выдачи	Пользователь
1	2	3	4	5	6
1	Справка о техническом состоянии насосных агрегатов НПС	видеограмма табуляграмма	2 часа (по запросу)	на четный час	службы ГМ РНУ
2	Справка о функциональной работоспособности насосных агрегатов НПС	табуляграмма запись в БД АСУП	сутки	по регламенту	служба ГМ УМН система TOP
3	Справка о параметрической работоспособности насосных агрегатов НПС	табуляграмма запись в БД АСУП	сутки	по регламенту	служба ГМ УМН система TOP
4	Справка о вибрационном состоянии насосных агрегатов НПС	видеограмма табуляграмма	2 часа (по запросу)	на четный час (по запросу)	службы ГМ РНУ

Перечень и описание структурных единиц выходной информации приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Перечень структурных единиц выходной информации

Наименование документа (сообщения)	Реквизиты выходного сообщения	Единица измерения	Формат/тип, размер	Источник информации
1	2	3	4	5
Справка о техническом состоянии насосных агрегатов НПС	1. Наименование НПС	-	A (30)	Классификатор-справочник НПС УМН
	2. Номер насосного агрегата сквозной (станционный)	-	9 (2)	Технологическая схема НПС
	3. Заключение о техническом состоянии агрегата	-	A (20)	Задача 3.1.5
	4. Перечень неисправностей	-	A (70)	Задача 3.1.5 Классификатор неисправностей
Справка о функциональной работоспособности насосных агрегатов НПС	1. Наименование НПС	-	A (30)	Классификатор-справочник НПС УМН
	2. Номер насосного агрегата сквозной (станционный)	-	9 (2)	Технологическая схема НПС
	3. Среднее время безотказной работы агрегата	час	9 (5)	Задача 4.1.2
	4. Перечень неисправностей	-	A (70)	Задача 3.1.5 Классификатор неисправностей
	5. Вероятность безотказной работы элементов	-	9 (1), 9 (3)	Задача 4.1.1
Справка о параметрической работоспособности насосных агрегатов НПС	1. Наименование НПС	-	A (30)	Классификатор-справочник НПС УМН
	2. Номер насосного агрегата сквозной (станционный)	-	9 (2)	Технологическая схема НПС
	3. Подача насоса	м ³ /ч	9 (5)	БД АСУТП
	4. Давление на входе в насос	кг/см ²	9 (2), 9 (1)	БД АСУТП
	5. Давление насоса	кг/см ²	9 (2), 9 (1)	БД АСУТП
	6. Мощность агрегата	кВт	9 (5)	БД АСУТП
	7. Напор насоса	м	9 (3), 9 (1)	Задача 3.2.3
	8. КПД агрегата	-	9 (2)	Задача 3.2.3
	9. Оценка качества: - напора	-	9 (1), 9 (2)	Задача 3.2.4
	- КПД	-	9 (1), 9 (2)	Задача 3.2.4
	10. Оценка прогнозируемого качества: - напора	-	9 (1), 9 (2)	- Задача 4.1.3
	- КПД	-	9 (1), 9 (2)	Задача 4.1.3

Продолжение таблицы 3.5

Справка о вибрационном состоянии насосных агрегатов НПС	1. Наименование НПС	-	А (30)	Классификатор-справочник НПС УМН
	2. Номер насосного агрегата сквозной (станционный)	-	9 (2)	Технологическая схема НПС
	3. Подача насоса	м ³ /ч	9 (5)	БД АСУТП
	4. Давление на входе в насос	кг/см ²	9 (2), 9 (1)	БД АСУТП
	5. Давление насоса	кг/см ²	9 (2), 9 (1)	БД АСУТП
	6. Мощность агрегата	кВт	9 (5)	БД АСУТП
	7. Вибрация	мм/с	9 (2), 9 (1) X12	Задача 3.1.4
	8. Оценка	-	А (17) X12	Задача 3.1.4

3.4.5.3 Входная информация

Входная информация может быть разделена на оперативную и нормативно-справочную.

Оперативной является информация, поступающая с преобразователей и средств измерения контролируемых параметров и из системы АСУТП. Сюда также относится запрос на внерегламентное диагностирование, поступающий от диспетчера управляющего вычислительного комплекса (УВК) АСУТП.

Нормативно-справочной является информация, хранящаяся в массивах данных.

3.4.5.3 Алгоритм решения задач подсистемы

В данном разделе описан общий алгоритм решения комплекса задач подсистемы КДП в соответствии с функциями, выполняемыми подсистемой. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 3.7.

Весь комплекс задач, обеспечивающий функционирование подсистемы КДП, решается в трех разнородных программных средах:

- в машинных (системно-независимых) кодах микро-ЭВМ «Электроника МС 1201.01» (устройство сбора и обработки);
- под управлением ОС НА УВК АСУТП;
- под управлением ОС НА ЭВМ АСУП.

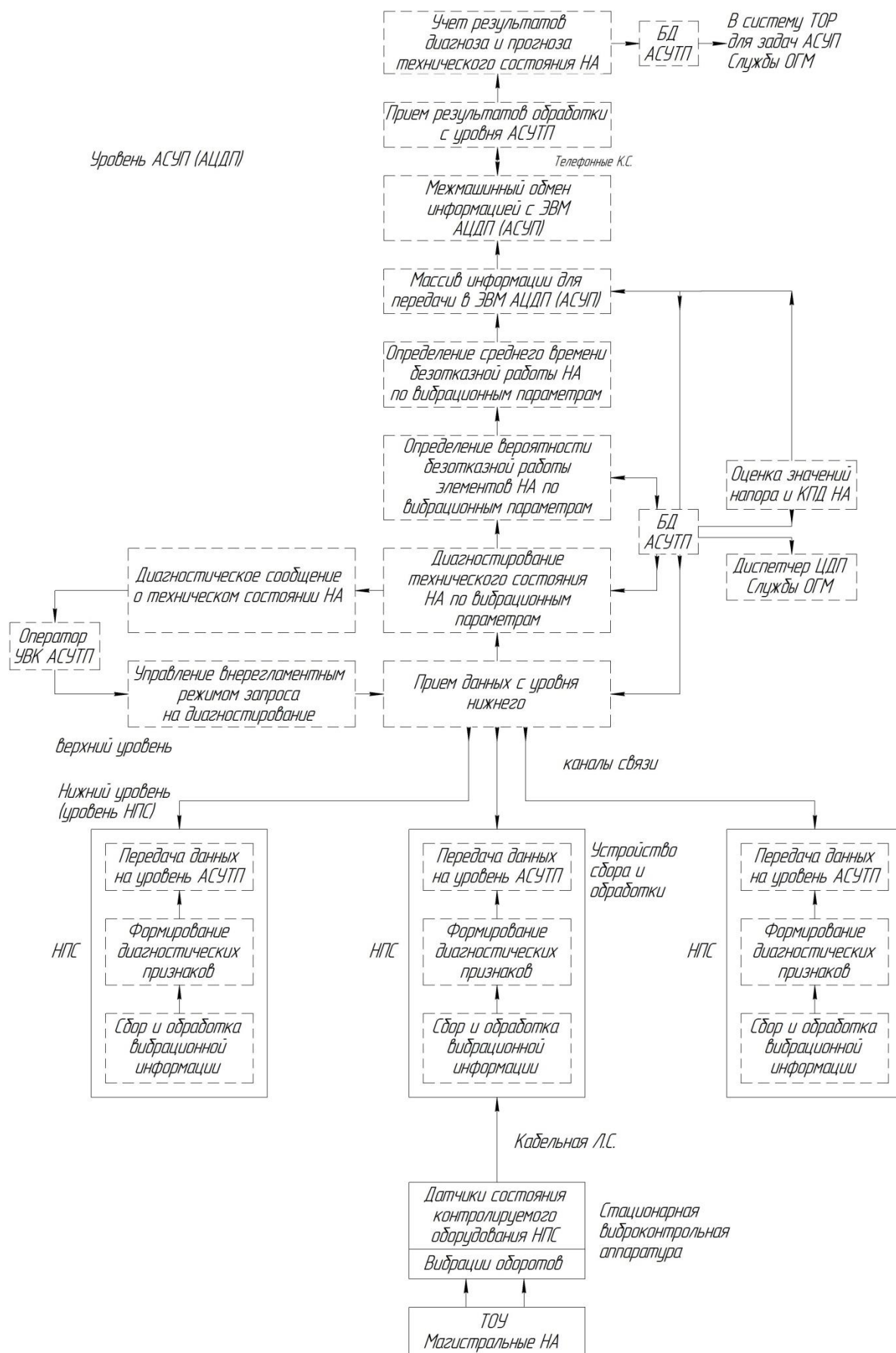


Рисунок 3.7 – Общая блок-схема функционирования подсистемы КДП при обслуживании участка НПС

Обмен информацией между этими средами происходит на уровне обмена данными и носит различный характер.

Обмен информацией между устройством сбора и обработки и УВК АСУТП осуществляется по каналам связи и имеет вид односторонней передачи данных от устройства сбора к УВК АСУТП по запросу с УВК АСУТП.

Необходимость передачи данных в соответствии с алгоритмами работы устройств связи накладывает существенные ограничения на объемы передаваемых данных, скорость передачи, способы кодировки информации, а также требует разработки нестандартного программного обеспечения для обмена данными.

Подсистема КДП обслуживает участок, состоящий из нескольких НПС. На каждой НПС устанавливается устройство сбора и обработки. Опрос всех устройств происходит автоматически в цикле каждые 2 часа (регламентный режим). Кроме того, по инициативе оператора УВК АСУТП такой опрос может быть произведен вне регламента.

Обмен информацией между УВК АСУТП и ЭВМ АЦДП (АСУП) носит характер межмашинного обмена данными. При межмашинном обмене для обеих ЭВМ применяются стандартные программные средства межмашинной связи (драйверы межмашинного обмена информацией).

В соответствии с функционированием подсистемы КДП в разнородных программных средах все задачи программного комплекса подсистемы можно условно разделить на 3 блока:

- задачи, решаемые в устройстве сбора и обработки, относятся к нижнему уровню подсистемы и осуществляют сбор, первичную обработку вибрационной информации по четырем насосным агрегатам для каждой НПС и передачу результатов обработки на верхний уровень;
- задачи, решаемые на УВК АСУТП, относятся к верхнему уровню подсистемы и осуществляют диагностирование и прогнозирование работы НА и передачу результатов обработки в ЭВМ АЦДП (АСУП);

– задачи, решаемые на УВМ АЦДП (АСУТП), относятся к верхнему уровню подсистемы и осуществляют обмен информацией с УВК АСУТП.

Задачи сбора и обработки в качестве входной информации используют амплитудные значения напряжения, пропорциональные вибрации, поступающие по 12-ти каналам (для каждого НА) из стационарной виброизмерительной аппаратуры (нижний уровень подсистемы), а также массив из 20-ти матриц эталонных значений состояний вибропараметров НА (в соответствии с 20-ю различными состояниями НА), хранящихся в ППЗУ АВДУ. Результаты обработки информации по каждому НА и массива эталонных значений состояний вибропараметров представляются в виде 20-ти диагностических признаков состояния и в таком виде передается в УВК АСУТП. Такое кодирование позволяет передавать на верхний уровень подсистемы вместо массивов спектральных составляющих вибрации объемом свыше 1 кбайт (по 4-м НА) массив диагностических признаков объемом около 170 байт. Ограничения по объемам информации связаны с пропускной способностью и существующей скоростью передачи данных каналами связи. Задачи устройства сбора решаются непрерывно в цикле. По окончании выполнения каждого очередного цикла решения (ориентировочно через 12 минут) буфер выходных данных, предназначенный для передачи в УВК АСУТП, обновляется. При получении запроса на передачу данных с верхнего уровня выполнение цикла прерывается на время передачи данных, сформированных по окончании предыдущего цикла.

Задачи УВК АСУТП реализуют основную часть функции подсистемы КДП. Целесообразность такого связана с тем, что ряд задач верхнего уровня подсистемы использует в качестве входной информации информацию из АСУТП. Кроме этого, задачи уровня УВК АСУТП в качестве входной информации используют массивы диагностических признаков по каждой НПС, принимаемые со среднего уровня подсистемы, и массивы нормативно-справочной информации (НСИ). Из АСУТП в подсистему поступает информация о состоянии нефтепровода, а также эксплуатационные параметры насосного оборудования, необходимые для диагностирования. К НСИ относятся массивы эталонных

значений состояний вибропараметров, неисправностей (состояний), значений технических характеристик агрегата, значений параметрических характеристик, порогов распознавания уровней развития неисправностей и вибрации, характеристик вероятностей безотказной работы элементов классификатор НПС.

Массив эталонных значений состояний вибропараметров НА полностью идентичен соответствующему массиву в ППЗУ устройства сбора и используется для обратного декодирования информации, поступающей со среднего уровня подсистемы. Решение задач уровня УВК АСУТП осуществляется последовательно в соответствии с общим алгоритмом функционирования подсистемы. По периодичности решения задачи уровня УВК АСУТП делятся на 2 вида:

- решаемые раз в 2 часа;
- решаемые раз в сутки.

Весь комплекс задач уровня АСУТП состоит из 2-х групп:

- задачи диагностирования и прогнозирования изменения технического состояния НА по уровням вибрации;
- задачи определения эксплуатационных параметров насосного агрегата.

В режиме 2-х часов решаются задачи вибродиагностики изменения технического состояния. Сюда относятся прием виброинформации от устройств сбора нижнего уровня в виде диагностических признаков, определение базово-эксплуатационных характеристик агрегатов, определение нормировочных коэффициентов, нормирование признаков, диагностика изменения технического состояния НА по порогам распознавания технического состояния (пределов изменения диагностического признака для заданного технического состояния).

Задачи диагностики изменения технического состояния решаются также и вне регламента – они запускаются каждый раз при опросе нижнего уровня подсистемы. Результатом работы задач диагностики изменения технического состояния НА является массив нормированных диагностических признаков для

всех диагностируемых НА, соотнесенный с порогами распознавания и выдача соответствующего диагностического сообщения. На базе двух часовых массивов формируется массив суточной информации, который используется для решения задач прогнозирования работоспособности. Результаты решения задач вибродиагностики также выдаются оператору УВК АСУТП (на экран терминала и/или печатающее устройство).

Задачи прогнозирования работоспособности НА решаются в суточном режиме (сюда относятся определение вероятности безотказной работы элементов, определение среднего времени безотказной работы).

Результаты решения задач диагностирования и прогнозирования передаются 1 раз в сутки (по регламенту) задачей межмашинного обмена в ЭВМ АЦДП (АСУП) для учета с целью использования их системой ТОР.

Задачи определения эксплуатационных параметров решаются с периодичностью один раз в сутки, сбор информации осуществляется постоянно. Задачи связаны с вычислением значений напора насоса и КПД агрегата, оценок качества напора и КПД по эксплуатационным параметрам, поступающим из АСУТП.

Решение данных задач передаются один раз в сутки (по регламенту) задачей межмашинного обмена в ЭВМ АЦДП (АСУП). Прогнозирование параметров насосного агрегата проводится на основании оценок качества напора и КПД агрегата с периодичностью 15 суток. Результаты прогнозирования передаются по регламенту в ЭВМ АЦДП (АСУП).

Задача межмашинного обмена данными с ЭВМ АЦДП (АСУП) передает данные в виде единого пакета, включающего выходную информацию задач, и использует для передачи данных стандартные программные средства, входящие в состав по УВК АСУТП.

Задача подсистемы КДП, решаемая на ЭВМ АЦДП (АСУП), осуществляет функцию учета принимаемой (при помощи стандартных средств межмашинного обмена) информации. Выходная информация задач подсистемы КДП

служит входной информацией для системы ТОР и служб ГМ УМН.

Целью системы диагностического обслуживания является обеспечение надежной эксплуатации и промышленной безопасности технологического оборудования и трубопроводов. На основе данных полученных системой возможно оценить ресурс отдельных видов оборудования. Далее рассмотрены показатели эксплуатационной надежности. Оценка этих показателей является обязательным условием создания высоконадежных машин.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Показатели эксплуатационной надежности

4.1 Определение надежности и термины

Под надежностью понимается свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, которые характеризуют способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [11].

Надежность это комплексное свойство, включающее безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств в зависимости от назначения и условий применения объекта.

Жизненный цикл объектов трубопроводного транспорта нефти можно условно разделить на три группы (периоды эксплуатации) (рисунок 4.1):

- период приработки (t_1);
- период стабилизации (t_2);
- период износа (t_3).

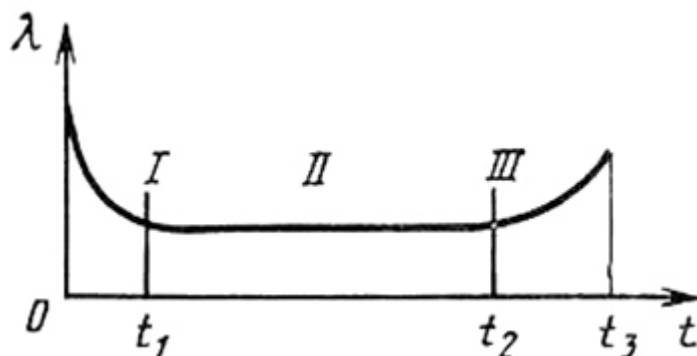


Рисунок 4.1 – Изменение интенсивности отказов

Интенсивность отказов быстро увеличивается в начальный период, что вызвано крупными дефектами изготовления и монтажа, затем быстро снижается и после окончания I периода (3–4 года) стабилизируется. После 10–20 лет эксплуатации (II период) происходит снова рост интенсивности отказов (начинаясь III период), отказы в этот период обусловлены старением и износом.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Показатели эксплуатационной надежности			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.								61	124	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ71				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Надежность обычно измеряется вероятностью, вычисленной статистическими методами через определенные количественные значения, и выражается некоторым положительным числом, меньшим единицы. Чем ближе к единице количественное значение, тем выше показатель надежности. Так, при вероятности $P = 0,999$ надежность системы или элемента обеспечивается в 999 случаях из 1000 циклов воздействия (силовых или временных); при $P = 0,950$ вероятность отказа следует ожидать в 50 случаях из тех же 1000 циклов воздействия; при $P = 0,5$ вероятность надежной работы системы (элемента) составляет 50:50 и сводится к формуле «или да, или нет», т.е. вероятность отказа может наступить уже при первом цикле воздействия. Однако такое количественное выражение не характеризует показатель надежности со всесторонней полнотой.

Другим существенным фактором в определении надежности является положение о сохранности эксплуатационных показателей объекта (системы, узла, элемента) в «заданных пределах», иначе говоря, в определенных условиях. Эти условия задаются техническими требованиями к объекту (системе, узлу, элементу). Поэтому эксплуатационные условия ограничивают определенными рамками, и, если отказ произошел за пределами этих ограничений, объект нельзя считать ненадежным [12].

Объект – это система, узел или элемент, имеющие определенные показатели надежности.

Узлом называется совокупность элементов, объединенных конкретным функциональным назначением, а системой – совокупность узлов, обеспечивающих общую функциональную предназначенность.

Объект характеризуется определенным типом состояния:

- исправное состояние – полное соответствие требованиям нормативно-технической и конструкторской документации (НТиКД): исправный объект обязательно работоспособен;
- неисправное состояние – несоответствие хотя бы одному требованию НТиКД: неисправность наступает в результате повреждения при превышении

					<i>Показатели эксплуатационной надежности</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

уровней внешних воздействий, установленных НТиКД; при незначительном повреждении работоспособность объекта сохраняется;

– работоспособное состояние – полное соответствие значениям параметров, установленных НТиКД для обеспечения заданных функций;

– неработоспособное состояние – несоответствие хотя бы одному параметру из ряда, установленного НТиКД для обеспечения заданных функций: неработоспособное состояние возникает в результате значительного повреждения, при котором объект перестает выполнять свое функциональное назначение (например, деформация приводного вала редуктора) [11].

Событие, при котором происходит нарушение работоспособного состояния объекта, называется отказом.

Классификационными признаками отказов являются: условия возникновения (эксплуатация, хранение, транспортирование), причины появления (разрушение, износ), происхождение отказа (конструкционный, производственный, эксплуатационный), характер протекания (явный, скрытый, внезапный, частичный, постепенный, полный), частота возникновения (единичный, систематический, перемежающийся), взаимосвязь с внешним воздействием (зависимый, независимый), последствия для системы (опасный, безопасный, тяжелый, легкий), сложность (простой, сложный), прогнозируемость (прогнозируемый, непрогнозируемый).

Надежность – сложное свойство объекта. Различают потенциальную надежность объекта, которая достигается в процессе его разработки и конструирования, и фактическую надежность, которая достигается в процессе изготовления объекта и зависит от целого ряда факторов, характеризующих технологический уровень производства.

Потенциальная надежность объекта представляет собой верхний предел этого показателя, который может быть достигнут для данного объекта. Он определяется как произведение потенциальных надежностей конструкции P_k комплектующих элементов P_o и производственных процессов P_n [12]:

$$P_o = P_k \cdot P_o \cdot P_n. \quad (1.1)$$

					<i>Показатели эксплуатационной надежности</i>	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потенциальная надежность конструкции Π_k определяется как вероятность того, что технически заданные параметры оборудования будут оставаться в пределах заданных факторов, если не произойдет внезапного отказа.

Потенциальная надежность комплектующих элементов $\Pi_э$ определяется как вероятность того, что элементы будут работать нормально в течение заданного времени при заданных режимах и определенных внешних условиях [12]:

$$\Pi_э = K_{и} \cdot K_y \cdot K_o, \quad (1.2)$$

где $K_{и}$ – коэффициент, учитывающий интенсивность отказов элементов данного типа за заданный промежуток времени;

K_y – коэффициент, учитывающий условия применения (температура, влажность, режимы нагружения и т.п.);

K_o – коэффициент, характеризующий тип оборудования (силовое, насосное, подъемное).

Потенциальная надежность производственных процессов $\Pi_{п}$ определяется как вероятность того, что отдельные технологические операции завершаются без недопустимых дефектов. Чем совершеннее производственный процесс, тем полнее реализуются потенциальные возможности объекта.

Однако в процессе производства достичь верхнего предела надежности, потенциально присущего разрабатываемому объекту не удастся. На практике разрыв между потенциальной и практической надежностью может быть достаточно ощутимым, что объясняется возникновением скрытых и явных дефектов в процессе производства, приводящих на этапе эксплуатации к отказам. Как показывает статистика, число таких отказов может достигать 40...85 % от их общего числа [12].

4.2 Показатели эксплуатационной надежности

Показатель надежности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, которые составляют надежность объекта.

Оценка показателей эксплуатационной надежности обуславливается сочетанием количественных и комплексных свойств объекта. С количественной

					Показатели эксплуатационной надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

точки зрения эти показатели характеризуются безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью и сохраняемостью; с комплексной – коэффициентами готовности, неготовности, оперативной готовности, технического использования и сохранения эффективности системы [11].

4.3 Назначение показателей надежности

Как было показано, надежность – это комплекс некоторых свойств изделия, которые обуславливаются его безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью и сохраняемостью. Это означает, что комплекс свойств не может быть определен прямым измерением, но оценивается рядом количественных и комплексных показателей. Оценка этих показателей является обязательным условием создания высоконадежных машин.

Для оценки восстанавливаемых и невосстанавливаемых групп изделий используются разные комплексы показателей надежности. Применение того или иного из этих показателей зависит от конкретной задачи.

Свойства долговечности и ремонтпригодности изделий характеризуются средними количественными показателями, причем средний (технический) ресурс изделия в наибольшей степени характеризует его долговечность, а среднее время восстановления работоспособного состояния – ремонтпригодность объекта. Сохраняемость изделий характеризуется свойством сохранения работоспособности в момент поступления к потребителю, что определяется входным показателем предприятия [12].

4.4 Методы оценки показателей надежности

Оценка надежности оборудования выполняется двумя методами:

– исследуются отказы отдельных элементов, что позволяет определить характеристики надежности каждого элемента, выявить влияние различных факторов, повлекших отказ;

– исследуется суммарный поток отказов, что позволяет определить характеристики надежности отдельных агрегатов по факту возникновения отказа независимо от его причин.

Агрегаты с более сложными кинематическими связями могут быть оценены комбинированным методом, когда к одному узлу агрегата применяется поэлементный подход в оценке характеристик надежности, а другой оценивается по суммарному потоку отказов.

Оценку надежности оборудования выполняют в два этапа:

- сбор статистической информации;
- статистический анализ и определение показателей надежности.

Статистические данные об отказе должны быть непрерывными, полными и достоверными.

Достоверность информации можно достичь с помощью точного учета времени работы, возникновения отказа, его устранения, трудоемкости и т.п. Регистрацию такой информации обеспечивают тщательной отработкой системного сбора, высокой дисциплиной и квалификацией персонала.

Полноту информации достигают путем детализации регистрируемых факторов, которые характеризуют режим работы и условия эксплуатации.

При эксплуатации сведения об отказах регистрируются в специальных журналах неисправностей. Данные сведения и есть основные исходные материалы для статистического анализа. В определенных случаях данные дополняют организацией опытной эксплуатации оборудования. Качественный сбор и накопление информации возможны лишь при условии продуманной системы регистрации наблюдений и передачи результатов этих наблюдений на центральный пункт хранения информации для обобщения и предварительной обработки.

Вся полученная информация обобщается и подвергается предварительной обработке.

Сущность предварительной обработки состоит в выполнении оценки статистических выборок по достоверности, полноте и непрерывности. Качество выборки проверяется на:

- наличие грубых ошибок;
- частоту регистрации отказов и перемены условий эксплуатации;
- объединение статистических данных, которые получены в разное время и на разном оборудовании для повышения точности оценок надежности;
- частоту регистрации и полной информации с учетом подконтрольной эксплуатации [12].

					<i>Показатели эксплуатационной надежности</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

5 Расчетная часть

В качестве одного из элементов прогнозирования рассмотрен участок нефтепровода. В процессе исследования проведен анализ показателей надежности на прочность и устойчивость трубопровода. В качестве дефекта выбран один коррозионный дефект из множества возможных дефектов. Произведен расчет коррозионного дефекта с целью выявления его опасности, степени развития и возможной дальнейшей эксплуатации трубопровода.

5.1 Исходные данные

Данные для расчета нефтепровода представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Параметры	Значения
$d_{\text{Трнар}}$ – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Марка стали	12ГСБ
t_0 – температура при сварке замыкающего стыка	-24
$t_{\text{эк}}$ – температура эксплуатации трубопровода	22
ρ – средняя плотность нефти, т/м ³	0,810
P_1 – рабочее давление насосной станции кгс/см ²	46
Тип грунта	Пылеватый песок
$\rho_{\text{и}}$ – радиус естественного изгиба трубопровода, м	1200
h_0 – глубина заложения трубопровода до верхней образующей, м	1
категория участка трубопровода	III
L – длина коррозионного дефекта, м	0,08
$t_{\text{к}}$ – глубина коррозионного дефекта, м	0,009

5.2 Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость

5.2.1 Определение толщины стенки трубопровода

Для расчета используется СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (Актуализированная редакция) [1].

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						68
Консульт.								124
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					НИ ТПУ гр. 2БМ71	

Расчетную толщину стенки трубопровода определяем по формуле:

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

где $n = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012 табл. 14);

$P = 4,5$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_H = 1,22$ м – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяемое по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

где $m = 0,99$ – коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 1);

$k_1 = 1,34$ – коэффициент надежности по материалу (СП 36.13330.2012 табл. 10);

$k_H = 1,155$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 12);

$R_1^H = 510$ МПа – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимаемый равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = R_1^H$, МПа.

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,99}{1,34 \cdot 1,155} = 326,23 \text{ МПа},$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,22}{2(326,23 + 1,1 \cdot 4,5)} = 0,00912 \text{ м} \approx 10 \text{ мм}.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)},$$

где ψ_1 – коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние труб, определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1},$$

где $\sigma_{прN}$, МПа – продольное осевое сжимающее напряжение, которое определяется от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб по формуле:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_n},$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_n = 1220$ мм – диаметр трубы.

Δt – расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного и отрицательного температурного перепада определяем по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \text{ град},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \text{ град},$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 326,23}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,6^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 326,23}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,4^\circ\text{C}.$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,2}{0,01} = -50,21 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{прN} = (-)$ МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Необходимо рассчитать коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-50,21|}{326,23} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-50,21|}{326,23} = 0,91.$$

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,22}{2(326,23 \cdot 0,91 + 1,1 \cdot 4,5)} = 0,010004 \text{ м} \approx 11 \text{ мм}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего большего значения $\delta_n = 16 \text{ мм}$, предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

5.2.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверка на прочность производится из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

где σ_{npN} , МПа – продольное осевое напряжение, которое определяется от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{2\delta_n},$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,188}{2 \cdot 0,016} = -173,28 \text{ МПа}.$$

ψ_2 – коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1},$$

где $\sigma_{кц}$, МПа – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, которое определяется по формуле:

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,188}{2 \cdot 0,016} = 183,77 \text{ МПа,}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{183,77}{326,23}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{183,77}{326,23} = 0,59.$$

Вычисляем комплекс $\psi_2 \cdot R_1$:

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,59 \cdot 326,23 = 192,48 \text{ МПа.}$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

$$|-173,28| \leq 192,48.$$

5.2.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}},$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}},$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$, МПа – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}},$$

где R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = R_2^H = 350$ МПа;

$\sigma_{кц}^H$, МПа – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{4,5 \cdot 1,188}{2 \cdot 0,016} = 167,06 \text{ МПа.}$$

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho},$$

где $\rho = 1200$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{пр1}^H = 0,3 \cdot 167,06 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,4 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1200}$$

$$= -73,58 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{пр2}^H = 0,3 \cdot 167,06 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,4 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1200}$$

$$= -283,01 \text{ МПа;}$$

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр}^H = -283,01$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{167,06}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 350} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{167,06}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 350} = 0,65.$$

Вычисляем комплекс $\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$, МПа:

$$0,65 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 350 = 216,67 \leq |-283,01|$$

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

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \text{ МПа:}$$

$$\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 350 = 333,33 \geq 167,06.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций не выполняются. Для выполнения условий увеличиваем радиус упругого изгиба трубопровода, и принимаем $\rho = 3300$ м. Тогда дальше пересчитываем:

- $\sigma_{\text{пр}1}^H = -140,22$ МПа;
- $\sigma_{\text{пр}2}^H = -216,37$ МПа,

проверяем условие прочности:

$$216,67 \geq |-216,37|$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

5.2.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{\text{кр}},$$

где S , N или MH – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;

$N_{\text{кр}}$, N или MH – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Для прямолинейных участков трубопровода и участков, которые выполнены упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F,$$

где $\Delta T = t_{\text{э}} - t_{\text{зам}}$, $\Delta T = 22 - (-24) = 46$ град;

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

F – площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \text{ м}^2,$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (1,22^2 - 1,188^2) = 0,0605 \text{ м}^2;$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 183,77 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 46] \cdot 0,0605 = 9,1 \text{ МН}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \text{ Н или МН},$$

где P_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J – осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4), \text{ м}^4,$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (1,22^4 - 1,188^4) = 0,01097 \text{ м}^4,$$

$q_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}.$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гр}}).$$

Таблица 5.2 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

Грунт	$\varphi_{\text{гр}}, \text{ градус}$	$f_{\text{сп}} = \text{tg} \varphi_{\text{гр}}$	$c_{\text{сп}}, \text{ кПа}$	$\gamma_{\text{гр}}, \text{ кН/м}^3$
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2	25,5
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3	23,0
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5	21,2
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7	20,5

Продолжение таблицы 5.2

Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12	19,7
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20	19,0
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40	16,8
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4	7,0

Таблица 5.3 – Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$	Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$
Торф влажный	0,5÷1,0	Песок слежавшийся	5÷30
Плывун	1÷5	Глина тугопластичная	5÷50
Глина размягченная	1÷5	Гравий	10÷50
Песок свеженаасыпанный	2÷5		

где $C_{гр} = 4 \text{ кПа}$ – коэффициент сцепления грунта (табл. 5.2);

$P_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{гр} = 31 \text{ градус}$ – угол внутреннего трения грунта (табл. 5.2).

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n},$$

где $n_{гр} = 0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр} = 20,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта (табл. 5.2);

$h_0 = 1 \text{ м}$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{np}.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2),$$

где $n_{св} = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} (1,22^2 - 1,188^2) = 4513,25 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{\text{и}} = n_{\text{св}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot g \cdot (K_{\text{ип}} \cdot \delta_{\text{ип}} \cdot \rho_{\text{ип}} + K_{\text{об}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}), \text{ или } q_{\text{и}} = 0,1 \cdot q_m,$$

где $K_{\text{ип}} = K_{\text{об}} = 2,30$ – коэффициент, который учитывает величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{\text{ип}} = 0,635 \text{ мм}$, $\rho_{\text{ип}} = 1046 \text{ кг/м}^3$ – толщина и плотность изоляции соответственно;

$\delta_{\text{об}} = 0,635 \text{ мм}$, $\rho_{\text{об}} = 1028 \text{ кг/м}^3$ – толщина и плотность оберточных материалов соответственно.

$$q_{\text{и}} = 0,95 \cdot \pi \cdot 1,22 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 108,2 \text{ Н/м;}$$

$$q_{\text{и}} = 0,1 \cdot 4513,25 = 451,33 \text{ Н/м.}$$

Принимаем большее значение $q_{\text{и}} = 451,33 \text{ Н/м}$.

Нагрузка от веса нефти, которая находится в трубе единичной длины:

$$q_{\text{пр}} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

$$q_{\text{пр}} = 810 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 1,188^2}{4} = 8807,99 \text{ Н/м,}$$

$$q_{\text{тр}} = 4513,25 + 451,33 + 8807,99 = 13772,57 \text{ Н/м,}$$

$P_{\text{гр}}$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 20500 \cdot 1,22 \left[\left(1 + \frac{1,22}{8}\right) + \left(1 + \frac{1,22}{2}\right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{31^\circ}{2}\right) \right] + 13772,57}{\pi \cdot 1,22}$$

$$= 18250,27 \text{ Па;}$$

$$P_0 = \pi \cdot 1,22 \cdot (4000 + 18250,27 \cdot tg31) = 57360,33 \text{ Па;}$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 20500 \cdot 1,22 \cdot \left(1 + \frac{1,22}{2} - \frac{\pi \cdot 1,22}{8}\right) + 13772,57 = 36399,76 \text{ Н/м;}$$

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{57360,33^2 \cdot 36399,76^4 \cdot 0,0605^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,01097^3} = 33280167,1 \text{ Н.}$$

Вычисляем комплекс:

$$m \cdot N_{кр} = 0,99 \cdot 33,3 = 32,967 \text{ МН;}$$

Проверяем:

$$S = 9,1 \text{ МН} < m \cdot N_{кр} = 32,967 \text{ МН.}$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом определяется по формуле:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \text{ МН,}$$

где $k_0 = 5 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (табл. 5.3).

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 1,22 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,01097} = 234,82 \text{ МН;}$$

Вычисляем комплекс $m \cdot N_{кр}$, МН:

$$0,99 \cdot 234,82 = 232,47 \text{ МН} > 9,1 \text{ МН.}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков трубопровода обеспечено.

Проверяем общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, которые выполнены с упругим изгибом.

Вычисляются параметры для определения коэффициента β_N по номограмме:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_\beta \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}}, Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}},$$

где R_β – радиус упругого изгиба трубопровода, который соответствует рельефу дна траншеи.

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{3300 \cdot \sqrt[3]{\frac{36399,76}{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,01097}}} = 0,00012;$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{57360,33 \cdot 0,0605}{36399,76 \cdot 0,01097}}}{\sqrt[3]{\frac{36399,76}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,01097}}} = 116,73.$$

Коэффициент – $\beta_N = 24,5$ [16, рис.4.2].

Криволинейные участки трубопровода, которые выполнены упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие рассчитываем по формулам:

$$N_{кр}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J}.$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_{\beta}$$

$$N_{кр}^{(3)} = 24,5 \cdot \sqrt[3]{36399,76^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,01097} = 35,31 \text{ МН};$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 36399,76 \cdot 3300 = 45,04 \text{ МН}.$$

$$S = 9,1 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^{(3)} = 34,96 \text{ МН}.$$

$$S = 9,1 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^{(4)} = 44,59 \text{ МН}.$$

Так как $S < m \cdot N_{кр}^{(3)}$ и $S < m \cdot N_{кр}^{(4)}$, следовательно условие устойчивости для криволинейных участков выполняется.

5.3 Расчет нефтепровода с коррозионным дефектом

1. Рассчитаем первоначальную площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S_0 = L \cdot \delta = 0,08 \cdot 0,016 = 0,00128 \text{ м}^2,$$

где L – длина коррозионного дефекта, м;

δ – толщина стенки трубопровода, м.

2. Рассчитаем площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S = \frac{2}{3} \cdot L \cdot t_k = \frac{2}{3} \cdot 0,08 \cdot 0,009 = 0,00048 \text{ м}^2,$$

где t_k – глубина коррозионного дефекта, м.

3. Рассчитываем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot 0,08^2}{1,22 \cdot 0,016}} = 1,124$$

где D – диаметр трубопровода, м.

4. Определяем напряжение текучести:

$$\bar{\sigma}_T = 1,1 \cdot \sigma_T = 1,1 \cdot 350 = 385 \text{ МПа},$$

где σ_T – предел текучести стали, $\sigma_T = 350$ МПа.

5. Определяем кольцевое напряжение в трубе:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M^{-1}} \bar{\sigma}_T = \frac{12,8 - 4,8}{12,8 - 4,8 \cdot 0,89} \cdot 385 = 361,16 \text{ МПа}.$$

Поскольку напряжение $\sigma_{\text{кц}}$ не должно превышать напряжения предела текучести, определяемого при напряжении $\sigma_T = 350$ МПа:

$$\bar{\sigma}_T = \frac{\sigma_T \cdot (S_0 - S \cdot M^{-1})}{S_0 - S} = \frac{350 \cdot (12,8 - 4,8 \cdot 0,89)}{12,8 - 4,8} = 373,1 \text{ МПа}.$$

Проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.

6. Определим коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

$$\alpha_\sigma = 1 + \frac{2 \cdot \frac{t_k}{\delta} \cdot (1,12 - 0,48 \cdot \frac{t_k}{L} + 0,13 (\frac{2\varphi}{\pi})^2 \frac{t_k}{L} (3 \frac{t_k}{L} - 2 \frac{t_k}{\delta}))}{1 - \frac{t_k}{\delta} (1 - 0,75 \frac{t_k}{L})} = 2,39,$$

где φ – угловая координата точки на контуре трещины.

7. Рассчитаем коэффициент концентрации напряжений в предположении треугольной формы:

$$\alpha_\sigma = \left(1 + 2 \cdot \frac{t_k}{L}\right) \cdot \left(\frac{\delta}{\delta - t_k}\right) = \left(1 + 2 \cdot \frac{0,009}{0,08}\right) \cdot \left(\frac{0,016}{0,016 - 0,009}\right) = 2,8.$$

При дальнейших расчетах используем среднее арифметическое коэффициента:

$$\alpha_\sigma = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2} = \frac{2,39 + 2,8}{2} = 2,6.$$

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Вычисляем среднее напряжение в зоне коррозионного повреждения при давлении 4,5 МПа и расчетном кольцевом напряжении $\sigma_T = 183,77$ МПа:

$$\bar{\sigma}_T = \frac{183,77 \cdot (12,8 - 4,8 \cdot 0,89)}{(12,8 - 4,8)} = 195,9 \text{ МПа};$$

Кольцевая деформация:

$$\varepsilon_p = \frac{\bar{\sigma}_T}{E} = \frac{195,9}{2,06 \cdot 10^5} = 0,000951;$$

Упруго-пластический коэффициент напряжений:

$$\varepsilon \cdot K_s = 2 \cdot \frac{\sigma_T}{\bar{\sigma}_T} = 2 \cdot \frac{350}{195,9} = 3,57;$$

$$K_\varepsilon = \frac{\alpha_\sigma^2}{K_s} = \frac{2,6^2}{3,57} = 1,89;$$

Пластическая деформация:

$$\varepsilon_e = \varepsilon_p \cdot K_\varepsilon = 0,000951 \cdot 1,89 = 0,001797;$$

Общая деформация:

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_p + \varepsilon_e = 0,000951 + 0,001797 = 0,002748;$$

$$\varepsilon = 2 \cdot \varepsilon_0 = 2 \cdot 0,002748 = 0,005496 = 0,55 \text{ \%}.$$

Число допустимых циклов $N_{\text{ц}} = 4000$.

Срок службы $i = 4000/360 = 11$ лет.

Предельная длина дефекта:

$$L = 1,12 \sqrt{\left[\left(\frac{t_k/\delta}{\frac{1,11t_k}{\delta} - 0,167} \right)^2 - 1 \right] \sqrt{D\delta}} = 0,112 \text{ м}.$$

Вывод: для нефтепровода диаметром 1,22×0,016 м при рабочем давлении 4,5 МПа, для обеспечения дальнейшей эксплуатации, максимально допустимая длина дефекта составляет 0,112 м, а глубина повреждения коррозионного пятна не должна превышать 0,0016 м. В данном случае глубина коррозионного пятна равна 0,009 м, что составляет 56 % от толщины стенки трубопровода. Данное повреждение является значительным концентратором напряжения ($\alpha_\sigma \sim 2,6$), который значительно уменьшает срок службы трубопровода. Следовательно, данный участок трубопровода необходимо заменить.

					Расчетная часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственным процессам.

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных геологической, технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных измерительных работ и др. В таблице 6.1 представлены нормы времени на выполнение операций по ремонту трубопровода.

Таблица 6.1 – Нормы времени выполнения технологических операций

Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
Первый этап работы				
Уточнение положения трубопровода			2	4 чел.
Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал	м ³	80	5	6 чел.
Разработка совмещенной траншеи	м ³	18	2	6 чел.
Планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны			1	2 чел.
Сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе	шт.	4	4	4 чел.
Вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи	шт.	3	4	6 чел.
Сварка секций труб в нитку	шт.	2	2	4 чел.
Очистка, нанесение изоляционного покрытия	м ²	22	2	6 чел.
Укладка трубопровода в траншею	шт.	2	2	6 чел.
Частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом	м ³	8	0,5	6 чел.
Очистка внутренней полости трубопровода	м ²	22	2	6 чел.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.		Романюк В.Б.						82
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ зр. 2БМ71			

Продолжение таблицы 6.1

Испытание на прочность и герметичность			3	6 чел.
Подключение электрохимзащиты	шт.	3	1	6 чел.
Отключение заменяемого и подключение нового участка к действующему нефтепроводу	шт.	4	1	6 чел.
Второй этап работы				
Опорожнение, промывка заменяемого трубопровода	м ²	22	2	6 чел.
Подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи			3	6 чел.
Резка трубопровода на части	шт.	4	3	6 чел.
Транспортирование труб к месту складирования	шт.	3	4	6 чел.
Засыпка траншеи минеральным грунтом	м ³	12	2	6 чел.
Техническая рекультивация плодородного слоя почвы	м ²	50	4	6 чел.
Итого продолжительность работ			49,5	

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 6.2 – Линейный календарный график ремонта трубопровода

Наименование операции	сутки	Дни (часы)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
подготовительные	1												
земляные	3												
демонтажные	10												
рекультивация	1												

6.2 Расчет сметной стоимости работ

6.2.1 Методика расчета

Затраты на проведение ремонта трубопровода в соответствии с их экономическим содержанием формируются по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые взносы;
- амортизационные отчисления;

- прочие расходы.
- 1. К материальным расходам относятся затраты на приобретение:
 - сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
 - запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
 - топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
 - работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
 - на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

2. К расходам на оплату труда относятся:

- Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.
- Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

– Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

– Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

– Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

3. Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30 %).

4. Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

5. В состав прочих затрат включаются:

– налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);

– платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;

– расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);

– расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);

– оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;

– плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);

– уплата процентов за банковский кредит;

– затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;

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

- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Согласно плана проведения работ определяем затраты на материалы. Расчет стоимости материалов на проведение ремонтных работ приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Количество	Цена за единицу, тыс. руб.	Стоимость материалов, тыс. руб.
Труба стальная Ду1220	6 шт.	10,2	61,2
Электроды	50 кг	0,02	1
Термоусаживающаяся манжета	6 шт.	1,2	7,2
Транспортные расходы			0,41
Итого			69,81

Далее определим затраты на оплату труда в период ремонта трубопровода с учетом премии и районного коэффициента, расчет заработной платы представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, тыс. руб.
Машинист трубоукладчика	6	6	166,6	108	140,34
Машинист экскаватора	2	6	176,1	108	61,46
Машинист бульдозера	3	6	153,4	108	92,19
Машинист сварочного агрегата	4	6	155,5	84	74,36
Электросварщик	5	6	177,7	120	189,7

Продолжение таблицы 6.4

Линейный труповодчик	6	6	124,8	120	227,64
Машинист ДЭС	1	5	122,2	84	17,4
Машинист наполнительного агрегата	2	6	155,5	84	37,18
Сварщик-газорезчик	2	6	154,6	120	53,11
Итого					893,38

Страховые взносы определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30 %). В данном случае они составляют 155,37 тыс. руб.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основ- ных фондов	Количе- ство	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Норма аморти- зации, %	Сумма амортиза- ции, тыс. руб.
		одного объ- екта	всего		
Трубоукладчик К-594	6	1712	10272	20	821,76
Одноковшовый экскаватор ЭО- 4121	2	1391	2782	20	333,84
Бульдозер ДЗ- 110	3	1440,22	4320,66	20	518,48
Передвижная сварочная уста- новка УС-43	4	185,11	740,44	10	29,62
Оборудование подогрева стыка ПС	1	559,61	559,61	10	16,79
Внутренний центратор ЦВ	1	267,5	267,5	10	8,03

Продолжение таблицы 6.5

Очистная машина ОМ	1	365,94	365,94	20	29,28
Итого:					1757,8

Таблица 6.6 – Накладные расходы

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1. Материальные затраты	69,81	10	6,98
2. Затраты на оплату труда	893,38	10	89,34
3. Страховые взносы	153,37	10	15,34
4. Амортизационные отчисления	1757,8	10	175,78
Итого накладных расходов			287,44

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия таблица 6.7 и построена диаграмма сметной стоимости работ (рисунок 6.1).

Таблица 6.7 – Смета затрат на ремонт

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Материальные затраты	69,81
2. Затраты на оплату труда	893,38
3. Страховые взносы	153,37
4. Амортизационные отчисления	1757,8
5. Накладные расходы	287,44
Итого основные расходы	3161,8

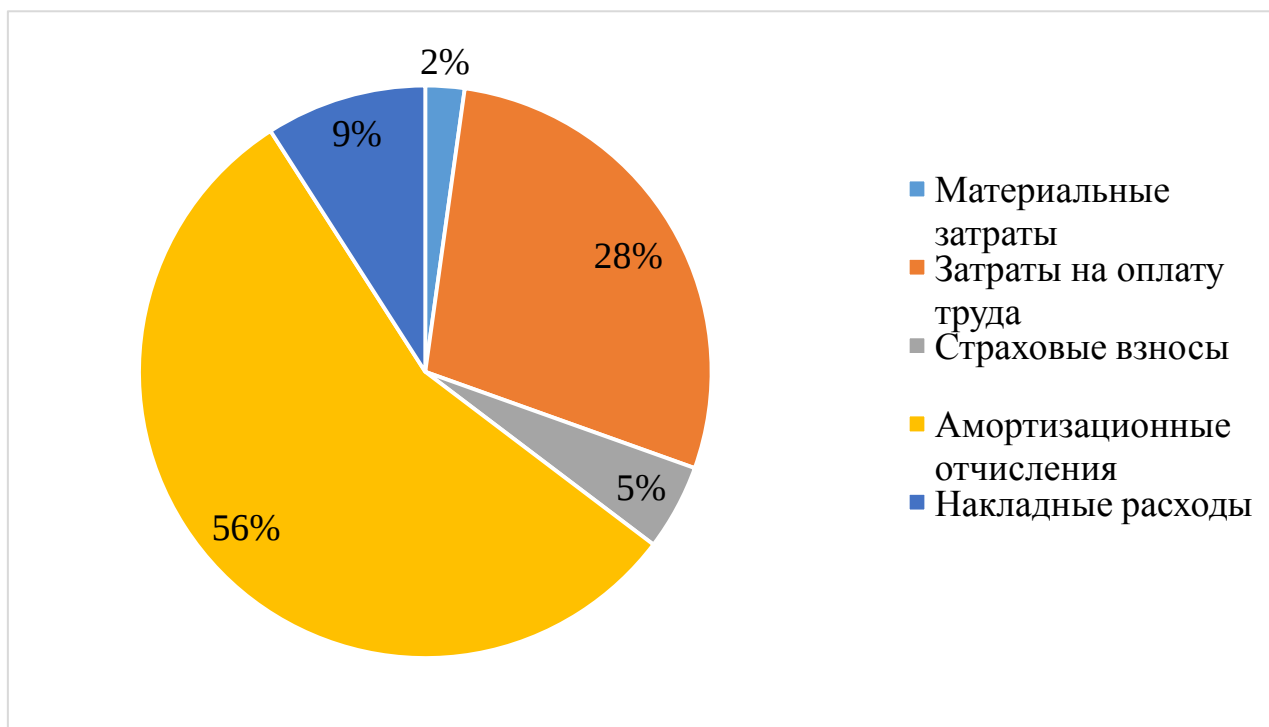


Рисунок 6.1 – Диаграмма сметной стоимости выполнения ремонтных работ

В данном разделе была представлена нормативная продолжительность цикла работ и линейный календарный график по ремонту трубопровода, проведен расчет затрат на материалы, амортизационные отчисления и затраты на оплату труда специалистов и построена диаграмма сметной стоимости выполнения работ. В результате вычислений получили, что на проведение мероприятия по ремонту нефтепровода потребуется 3161,8 тысяч рублей.

7 Социальная ответственность

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

Объекты магистральных нефтепроводов и установленное на них оборудование должны соответствовать проектной документации. Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов и их объектов должны проводиться по утвержденным графикам (годовым, месячным), разработанным эксплуатирующей организацией. От характеристик надежности зависит эффективная и надежная работа оборудования трубопроводного транспорта нефти. Данные характеристики закладываются при проектировании и строительстве трубопровода и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

7.1 Производственная безопасность

Трудовая деятельность человека протекает в условиях определенной производственной среды, которая при несоблюдении требований может оказывать неблагоприятное влияние на работоспособность и здоровье человека.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при техническом обслуживании и ремонте оборудования приведены в таблице 7.1.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.		Черемискина М.С.						90
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ зр. 2БМ71			

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ оборудования трубопроводного транспорта нефти [18]

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)	Источник фактора, наименование видов работ		Нормативные документы
	Подготовительные работы: земляные работы, погрузоч- но-разгрузочные работы, очистные работы.	Основные работы: сварочно- монтажные работы, изоляционные ра- боты.	
Вредные факторы:			
1. Отклонение па- раметров микро- климата на откры- том воздухе	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [21] Р 2.2.2006-05 [22] ГОСТ 12.4.011-89 [19]
2. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.029-80 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [25]
3. Повреждения в результате контак- та с насекомыми.	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 [41] ГОСТ 12.4.011-89 [19]
4. Повышенная за- газованность воз- духа рабочей сре- ды	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [29]
Опасные факторы:			
1. Механические травмы	+		ГОСТ 12.4.011-89 [19] ГОСТ 12.2.003-91 [20]
2. Поражение электрическим током		+	ГОСТ 12.1.038-82 [27]
3. Ожоги при сварке		+	ГОСТ 12.1.038-82 [27] ГОСТ 12.4.011-89 [19]
4. Пожаро- и взрывоопасность		+	ГОСТ 12.1.004-91 [28]

7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

7.2.1 Вредные производственные факторы

1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Работы по ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти производят на открытом воздухе как в теплый, так и в холодный период года.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата (такие как температура, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величина атмосферного давления) в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к перегреванию или охлаждению организма человека [21].

Для оценки нагревающего микроклимата (вне зависимости от периода года) используется интегральный показатель – тепловая нагрузка среды (ТНС-индекс). В таблице 7.2 приведены величины ТНС-индекса применительно к человеку, одетому в комплект легкой летней одежды с теплоизоляцией 0,5-0,8 кло (1 кло = 0,155°C – м²/Вт).

Таблица 7.2 – Класс условий труда по показателю ТНС-индекса (°C) с нагревающим микроклиматом независимо от периода года и открытых территорий в теплый период года (верхняя граница) [22]

Категория работ*	Класс условий труда					Опасный (экстрем.)
	Допустимый*	Вредный				
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Ia	26,4	26,6	27,4	28,6	31,0	31,0
Iб	25,8	26,1	26,9	27,9	30,3	30,3
IIa	25,1	25,5	26,2	27,3	29,9	29,9
IIб	23,9	24,2	25,0	26,4	29,1	29,1
III	21,8	22,0	23,4	25,7	27,9	27,9

В таблице 7.3 приведены величины ТНС-индекса при работе в помещениях с охлаждающим микроклиматом применительно к работникам, одетым в комплект "обычной одежды" с теплоизоляцией 1 Кло [22].

Таблица 7.3 – Классы условий труда по показателю температуры воздуха при работе с охлаждающим микроклиматом [22]

Категория работ*	Общие энерготраты, Вт/м*	Классы условий труда					
		Оптимальный	Допустимый	Вредный**			
		1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Ia	68 (58-77)	по СанПиН*	по СанПиН*	18	16	14	12

Продолжение таблицы 7.3

Іб	88 (78-97)	по СанПиН*	по СанПиН*	17	15	13	11
Іа	113 (98-129)	по СанПиН*	по СанПиН*	14	12	10	8
Іб	145 (130-160)	по СанПиН*	по СанПиН*	13	11	9	7
ІІІ	177 (161-193)	по СанПиН*	по СанПиН*	12	10	8	6

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: гидроизолирующие костюмы, тулупы, сапоги, рукавицы, шапки, каски защитные. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [19].

2. Повышенный уровень шума

Шум является одним из наиболее распространённых неблагоприятных факторов производственной среды, воздействие которого на работающих сопровождается развитием у них преждевременного утомления, снижением производительности труда, ростом общей и профессиональной заболеваемости, а также травматизмом. Шум на производстве создают различные механизмы и машины. Шум также может возникать при работе электромагнитных устройств, при истечении воздуха и газов [24].

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления [25].

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77: снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств); глушители.

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши; противозумный шлем; наушники [24].

3. Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах работ, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а также накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении обслуживания и ремонта необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду (противоэнцефалитный костюм, москитная сетка, перчатки);
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день [41].

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Воздушная среда, содержащая вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда.

Основными опасными производственным факторами являются испарение, утечка газа, такие как метан, одорант, газоконденсат. При ремонте участка нефтепровода, имеют место случаи получения тяжелых травм. Как правило, это связано с несоблюдением правил техники безопасности рабочих при производстве работ.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для нефти данный параметр составляет 10 мг/м³. Концентрация паров углеводородов в воздухе рабочей зоны при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, допускается не выше предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м³. Предельно допустимая концентрация (ПДК) содержания метана (CH₄) в воздухе рабочей зоны – 7000 мг/м³.

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

В качестве коллективного средства защиты используются герметизирующие устройства, знаки безопасности. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [29].

7.2.2 Опасные производственные факторы

1. Механические травмы

При проведении земляных, погрузочно-разгрузочных работ возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с высокогабаритной техникой. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и соблюдать все требования к машинам, указанных в ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ [30].

К использованию допускаются машины в работоспособном состоянии. Перечень неисправностей и предельных состояний, при котором запрещается эксплуатация машин, определяется эксплуатационной документацией [20].

До начала работ с использованием машин необходимо определить рабочую зону машины, границы опасной зоны, средства связи машиниста с рабочими, обслуживающими машину, и машинистами других машин.

При использовании машин в режимах, установленных эксплуатационной документацией, уровни шума, вибрации, запыленности, загазованности не должны превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003-2014 [25], ГОСТ 12.1.012-2004 [31], ГОСТ 12.1.005-88 [29].

2. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с электрооборудованием. Наиболее частыми причинами электротравматизма на производстве являются:

- неисправное электрооборудование (провода, рубильники, двигатели);
- отсутствие или недостаточность защитного заземления;

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

– прикосновение к металлическим конструкциям и частям оборудования, находящимся под током вследствие соприкосновения их с оголенными проводами, а также к самим оголенным проводам;

– отсутствие индивидуальных и коллективных средств защиты [27].

В зависимости от исхода воздействия тока на организм человека электрические удары делятся на четыре степени:

I – судорожное сокращение мышц без потери сознания;

II – судорожное сокращение мышц, потеря сознания;

III – потеря сознания, нарушение сердечной и/или дыхательной деятельности;

IV – клиническая смерть, то есть отсутствие дыхания и кровообращения.

По истечении периода клинической смерти (обычно 4–5 минут) наступает биологическая смерть – прекращение биологических процессов в клетках и тканях организма и распад белковых структур. Причинами смерти человека в результате поражения электрическим током могут быть: прекращение работы сердца, прекращение дыхания и электрический шок [27].

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

– инструктаж персонала;

– аттестация оборудования;

– соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [27].

3. Ожоги при сварке

При ремонте магистральных трубопроводов применяется ручная электродуговая сварка.

Поражение электрической дугой возможно в следующих случаях:

- При прикосновении человека, который не изолирован от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, которые находятся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Меры обеспечения безопасности при сварке:

- Электродуговая сварка происходит при очень высокой температуре, поэтому, во избежание ожогов, не прикасаться к неостывшим деталям голыми руками.
- Одежда во время работы обязательно должна быть сухой, иначе может произойти поражение электрическим током.
- Для защиты глаз используют только специальной маской с фильтрующими стеклами.
- Никогда не производить сварку рядом с местами хранения горючих веществ [19].

4. Пожаро- и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки, а также возгорание леса связи с различ-

ными естественными природными явлениями и человеческим фактором. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением [28].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

К средствам тушения пожара относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, войлок (кошма), пожарные рукава. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [28].

7.3 Экологическая безопасность

Все работы по эксплуатации объектов и систем МН (МНПП) должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных НД в области охраны окружающей среды [33]. Воздействие на окружающую среду магистрального трубопровода представлено в таблице 7.4.

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.4 – Воздействие магистрального трубопровода на окружающую среду [34]

Воздействие	Источник воздействия	Последствие
Воздействие на приземный слой атмосферы	Утечки нефти через негерметичные соединения или при разрывах нефтепровода; сжигание нефти и нефтепродуктов, разлитых на поверхности при аварии на нефте- и нефтепродуктопроводах; утечки и испарения в процессе ранения и сливно-наливных операций, пожары на нефте- и нефтепродуктопроводах.	Подавление роста растительности, превышение предельно допустимой концентрации и вредных веществ в воздухе.
Воздействие на почвенно-растительный комплекс и рельеф местности	Строительно-монтажные работы при прокладке трубопровода и его эксплуатации.	Развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, снижение биологической продуктивности почвенно-растительного комплекса, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.
Воздействие на животный мир	Загрязнение и разрушение почвенно-растительного комплекса и загрязнение воздушной среды, препятствия при миграции: надомные трубопроводы, транспорт и средства механизации.	Сокращение поголовья животных.
Воздействие на поверхностные и подземные воды	Утечки нефти и нефтепродуктов из резервуаров при авариях трубопроводов, устройство береговых и подводных траншей.	Ухудшение качества воды и условий обитания водных организмов и растений, активизация русловых процессов.

Источники воздействия на окружающую среду устраняются проведением внутритрубной диагностики, капитальным ремонтом внешней изоляции, заменой обнаруженных дефектных участков.

Исходя из вышеперечисленных причин для исключения аварийных выбросов опасных веществ, приняты следующие технические решения:

- техническая диагностика нефтепроводов путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов "Калипер", "Ультраскан", "Магнескан" и др.;
- определение сроков первоочередной ликвидации дефектных участков;

- плановая замена дефектных участков нефтепроводов;
- выборочная проверка состояния наружной изоляции и плановый капитальный ремонт нефтепроводов с наружной изоляцией.

Эти мероприятия позволяют существенно сократить количество аварий на линейной части и предотвратить экологическую катастрофу.

Цель безопасности и экологичности при ремонте и эксплуатации трубопровода – исключение или максимальное ограничение вредных воздействий аварии на эти объекты, рациональное использование природных ресурсов, их восстановление и воспроизводство.

Эксплуатирующая организация должна разрабатывать мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, обеспечивать обезвреживание выбросов и сбросов загрязняющих веществ, обезвреживание и безопасное размещение отходов производства и потребления – в соответствии с Федеральным законом, проводить мероприятия по восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий – в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

В целях обеспечения выполнения плана мероприятий по охране окружающей среды, мероприятий по восстановлению природной среды, а также в целях соблюдения природоохранных требований в эксплуатирующей организации должен быть организован производственный экологический контроль в соответствии с Федеральным законом [34].

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе эксплуатации магистрального нефтепровода должны быть направлены на:

- предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земельных ресурсов, предотвращение или снижение загрязнения атмосферного воздуха;
- предотвращение развития и снижение активности опасных природных процессов (эрозии, дефляции, карстообразования, активизации курумов, морозобойного растрескивания многолетнемерзлых грунтов, наледообразования, об-

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

валов, оползней, подтопления территории, пучения, солифлюкции, термоэрозии, развития термокарста) в охранной зоне магистрального нефтепровода и на прилегающих территориях;

- снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания;
- исключение нарушений путей массовой миграции животных, попадания их на объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт или столкновения с проводами;
- защиту животных от воздействий электромагнитных полей, шума, вибрации;
- снижение объемов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и сбрасываемых в водные объекты;
- снижение объемов и токсичности отходов производства и потребления [34].

При эксплуатации магистрального нефтепровода на участках пересечения водных преград, заболоченных и обводненных территориях должны выполняться требования ГОСТ 17.1.3.05 [35] и ГОСТ 17.1.3.10 [36].

При эксплуатации магистрального нефтепровода, расположенных на лесных землях, должны выполняться требования Лесного кодекса Российской Федерации.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Практика эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или нефтепродукта наружу. Статистические данные причин возникновения аварий приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах [39]

№ п/п	Причины возникновения аварий	Процент от общего числа аварий
1	Внутренние и внешние коррозионные повреждения, расслоение металла трубы, трещины усталостного характера, некачественный монтаж при строительстве	46
2	Внешние воздействия техногенного характера	31
3	Ошибочные действия обслуживающего персонала	19
4	Ошибки при проектировании	2
5	Другие причины	2

На магистральных трубопроводах могут возникнуть такие чрезвычайные ситуации как пожары, взрывы, аварийные разливы нефти.

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом её паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более.

В зависимости от объема разлившейся нефти (нефтепродуктов) и площади разлива на местности в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 613 [39], выделяются ЧС следующих категорий:

- локального значения;
- муниципального значения;
- территориального значения;
- регионального значения;
- федерального значения.

Для ликвидации аварий магистрального трубопровода, с разгерметизацией нефтепровода и выходом нефти, необходимо:

- остановить перекачку нефти;
- закрыть береговые задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода;
- установить ограждения, препятствующие распространению нефти и организовать сбор разлившейся нефти;
- определить место и характер повреждения магистрального нефтепровода;
- определить объемы ожидаемой утечки;
- организовать доставку людей и технических средств к месту аварии;
- организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка магистрального трубопровода одним из способов, указанных ПЛА;
- испытать отремонтированный участок нефтепровода [38].

Аварийно-восстановительные службы должны выполнять следующие функции:

- оперативно ликвидировать аварии;
- содержать в постоянной готовности к аварийно-восстановительным работам все технические средства;
- повышать уровень профессиональной подготовки ремонтного персонала путем обучения, тренировок и т.д.;
- содержать все объекты линейной части в состоянии, отвечающем требованиям «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», «Правилам охраны магистральных нефтепродуктопроводов»;
- осуществлять контроль за состоянием трассы на своем участке путем регулярного патрулирования;
- проводить плановые мероприятия на своем участке трубопроводов с целью недопущения и предупреждения аварий (участие и надзор за всеми работами, выполняемыми другими службами и организациями в охранной зоне,

проведение мероприятий технического обслуживания и ремонта согласно графику);

- своевременно пополнять запасы запчастей и горюче-смазочных материалов [38].

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [40].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям; выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При проведении технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта нефти необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

Для обеспечения безопасной работы сотрудников и экологической безопасности необходимо использовать исправное оборудование и соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием. Также содержать все объекты линейной части в состоянии, отвечающем требованиям «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», «Правилам охраны магистральных нефтепродуктопроводов».

Заключение

Магистральные нефтепроводы предназначены для длительного непрерывного использования. Поддержание работоспособности трубопроводов в течение всего периода эксплуатации можно обеспечить при помощи технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта нефти.

Система ТОР включает в себя следующие задачи:

- 1) контроль за техническим состоянием оборудования;
- 2) проведение профилактических работ;
- 3) проведение капитальных аварийно-восстановительных ремонтов.

Контроль за техническим состоянием оборудования проводится с целью определения характера неисправностей и потребностей в профилактике и ремонте. Чем раньше будут выяснены причины неисправностей, тем быстрее можно будет восстановить работоспособность оборудования.

Вторая из задач заключается в предупреждении отказов линейной части и оборудования. Профилактические работы включают в себя регулировку и профилактические ремонты. Такие ремонтные работы проводятся с заменой элемента или устройства, или с его восстановлением. Планирование профилактических работ сохраняет работоспособность системы со значительно малыми затратами с одновременными предупреждениями возникновения опасных аварийных ситуаций.

Аварийно-восстановительные работы проводятся вследствие возникновения отказов. В ходе чего осуществляют восстановление ЛЧ и оборудования НПС.

Контроль за техническим состоянием оборудования трубопроводного транспорта нефти осуществляется методами диагностики. Основные объекты диагностики это собственно трубопровод, насосно-силовые агрегаты и резерву-

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Заключение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.								106	124	
Консульт.								НИ ТПУ зр. 2БМ71				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

ары. В настоящее время наибольшее внимание уделяют диагностики с использованием аппаратных средств, современными являются роботизированные методы диагностики.

С помощью диагностики можно провести анализ дефектов, их опасность, степень развития и сделать заключение по планированию работы. Наиболее эффективным методом является комплексная диагностика. Чем больше полученной информации, тем точнее результат, следовательно, быстрое принятие решений и прогнозирования, а также экономии средств при проведении ремонта.

В ходе выполнения работы были выяснены вопросы по организации ремонтных работ оборудования по перекачке нефти, проведен анализ технологической цепочки по ремонту, монтажу и пуску оборудования после ремонта, подробно рассмотрена экспертная система технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта нефти, а также изложены технологии применения современных технических средств диагностирования в магистральном трубопроводном транспорте.

При проведении диагностики нефтепровода диаметром 1220 мм была обнаружена усталостная трещина длиной $L = 0,08$ м и глубиной $t_k = 0,009$, для того чтобы принять решение по дальнейшей эксплуатации провели расчет как трещина будет влиять на трубу. Результат диагностики определил техническое состояние трубопровода. В качестве прогноза проведен анализ показателей надежностей. Приведенные расчеты показали: максимально допустимые размеры трещины можно определить из расчета равенства напряжения в трубе, равного пределу текучести и напряжению текучести в вершине повреждения. Для трубопровода диаметром 1220×16 мм при рабочем давлении 4,5 МПа, для обеспечения дальнейшей эксплуатации, максимально допустимая длина дефекта составляет 0,112 м, а глубина повреждения коррозионного пятна не должна превышать 0,0016 м. Следовательно, данный участок трубопровода необходимо заменить.

					Заключение	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемой литературы

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
2. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³.
3. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
4. ГОСТ Р 54907-2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.
5. РД-75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.
6. Лисин Ю.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. / под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017.
7. РД-19.100.00-КТН-036-13 Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования. Часть 2. Методики выполнения.
8. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.
9. СТО Газпром 2-3.5-1111-2017 Линейная часть магистральных газопроводов. КИПиА и телемеханика. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта.
10. СТО Газпром 2-3.5-1035-2016 Диагностическое обслуживание технологического оборудования и трубопроводов компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа и станций охлаждения газа ПАО «Газпром». Основные положения.

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Список используемой литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.								108
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						124
					НИ ТПУ эр. 2БМ71			

11. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.

12. Быков И.Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин: Учебное пособие / И.Ю. Быков, Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2004. – 196 с.

13. ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.

14. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.

15. Китаев С.В. Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа: [Электронный ресурс] / Эл. уч.-метод. комплекс – Уфа: УГНТУ, 2016. – Режим доступа: http://doidpo.rusoil.net/pluginfile.php/15820/mod_resource/content/1/Fundamentals%20of%20technical%20diagnostics/teor/theme1_1.html (дата обращения: 21.03.2019).

16. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 стр.

17. Курочкин В.В. Эксплуатационная долговечность нефтепровода / В.В. Курочкин, Н.А. Малюшин, О.А. Степанов, А.А. Мороз. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231с.

18. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

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

20. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

21. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
22. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
23. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
24. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
25. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
26. РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».
27. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.
28. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
31. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность.
32. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
33. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
34. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.
35. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера.
36. ГОСТ 17.1.3.10-83 Охрана природы (ССОП). Гидросфера.
37. "Лесной кодекс Российской Федерации" (редакция, действующая с 01.01.2019) (с изм. на 03.08.2018).
38. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.

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

39. Приказ Министра МЧС России от 08.07.2004 №329 Об утверждении критериев информации о чрезвычайных ситуаций.

40. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».

41. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

42. Луковников В.И. Концепция построения системы комплексной диагностики насосных агрегатов / В.И. Луковников, М.А. Бордовский // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2001. – №1. – С.35-40.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

Приложение А

Expert system for the maintenance and repair of oil pipeline transport equipment

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Бочкарева Татьяна Юрьевна		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Новикова Вера Станиславовна	-		

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.			Приложение А			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.								112	124	
Консульт.		Новикова В.С.						НИ ТПУ зр. 2БМ71				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Abstract

The graduation papers contain: pages – 124, figures – 12, tables – 20, appendix – 1. The list of literature consists of 42 books.

Keywords: main pipeline, maintenance, equipment repair, diagnostics of equipment, tank farm, oil pumping stations.

The object of the research is the mechano-technological equipment of the main pipeline transport of oil and petroleum products.

The purpose of the work is the organization of a complex of works on the organization of a system for the maintenance and repair of equipment for pumping oil, an analysis of the technological chain for repair, mounting and launch of the equipment after repair.

In the course of the study, calculations were made of the pipe wall thickness, strength and stability calculations. There are measures for the protection of labor and the environment, the technical and economic part.

As a result of the study, a diagnostics was carried out on the technical condition of the pipeline, as a forecast, an analysis was made of the reliability indicators of the pipeline section. Based on the results obtained, corrosion damage to the pipeline section was identified; this section should be replaced.

The novelty of the work lies in the use of an expert system for the maintenance and repair of oil pipeline transport equipment. The expert system includes not only the use of hardware, but also software.

The practical significance of the results of the work lies in the fact that the compilation of the characteristics of non-destructive methods of monitoring equipment is used for further decisions on the operation of equipment.

Introduction

The expert system includes a database, a decision algorithm, selected decision methods and a set of decision rules.

The expert system is aimed at the following states:

- 1) genesis of the state;
- 2) diagnostics of the current technical condition;
- 3) prediction of state changes;
- 4) maintenance and repair planning;
- 5) condition monitoring during further operation of the equipment.

Objects of pipeline transportation of oil and oil products can be divided into areal and extended.

Area objects: reservoir parks, oil pumping stations, a system of cleaning and diagnostics.

Extended objects: the linear part of the main pipeline, fittings, power lines.

Maintenance of pipeline transportation facilities includes diagnostics, determination of operational reliability indicators, repair or assignment of safe technological pumping modes based on the results of monitoring the technical condition of the equipment.

Currently, the attention is paid to diagnostics using hardware; robotic diagnostic methods are modern ones.

With the help of diagnostics, it is possible to analyze defects, its danger, degree of development and draw a conclusion on work planning.

The most effective method is a comprehensive diagnosis. The more information received, the more accurate the result. Therefore, quick decision-making and forecasting, as well as cost savings during repair are made.

Relevance of the work. Improving the resource efficiency of pipelines is achieved by timely warning the deterioration of the equipment. The implementation of this principle is based on the implementation of a set of measures to improve expert systems for the maintenance and repair of pipeline transport equipment.

					Приложение А	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The purpose of the work is the organization of a complex of works on the organization of a system for the maintenance and repair of equipment for pumping oil, an analysis of the technological chain for repair, installation and commissioning of equipment after repair.

The methodology of the work is based on carrying out comprehensive monitoring of pipeline transport equipment by non-destructive methods, diagnosing oil pipeline transportation facilities, carrying out repairs or assigning safe technological pumping modes based on the results of monitoring the technical condition of pipelines, making decisions and forecasting.

					Приложение А	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Composition of oil pipeline transportation equipment

The structure of trunk pipelines includes:

- pipeline (from the point of exit from the field of prepared commodity products to long-distance transport) with branches and loopings, valves, transitions through natural and artificial obstacles, connection points for pumping stations, start-up stations and receiving devices for cleaning;
- installation of electrochemical protection of pipelines against corrosion, lines and structures of technological communication, means of automation and tele-mechanics;
- power lines, which are intended for maintenance of pipelines and power supply devices and remote control of stop valves and installations for electrochemical protection of pipelines, communication networks;
- fire protection, anti-erosion and protective construction of pipelines;
- tanks for storage and degassing of condensate, earth barns for emergency release of oil, oil products, condensate and liquefied hydrocarbons;
- buildings and structures of the linear pipeline operation service;
- along roads and helipads, and access roads to them, identification and warning signs of the location of pipelines;
- head oil pumping stations and intermediate oil pumping stations, pumping stations and filling stations, tank farms;
- points for heating oil and oil products;
- pointers and warning signs.

The list of equipment and structural elements mounted on tanks:

- receiving-distributing devices on the inner side of the tank;
- devices for scouring bottom sediments;
- siphon tap, drain;
- metering hatch, light, viewing, manhole, installation;

					Приложение А	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- breathing and safety valves with built-in flame arresters for vertical steel tanks;
- ventilation pipes for vertical steel tanks with a pontoon;
- equipment of the control system of the tank farms, which includes instruments for monitoring, signaling and protecting the reservoir;
- pipelines and generators of fire extinguishing systems;
- tank cooling system piping;
- tank protection system against corrosion;
- lightning protection system, protection against static electricity and grounding.

Tank equipment and systems are installed on tanks depending on its type.

Oil pumping stations of the main oil pipeline are divided into head and intermediate.

The head oil pumping station is designed to receive oil from the installations of its preparation in the field or from other sources and the subsequent injection of oil into the main oil pipeline.

The structure of the technological facilities of the head pumping station includes: tank farm, retaining pumping, metering station, main pumping station, pressure control unit, filter traps, nodes with safety devices and technological pipelines.

The remaining oil pumping stations of pipeline are transitional. They support a pressure head sufficient for further transfer in the pipeline, and can be with or without capacity.

The structure of the technological structures of the intermediate station without capacity includes: main pumping station, filter-mud traps, pressure control unit, emergency pump system and technological pipelines.

2 System maintenance and repair of equipment

The system of maintenance and repair of equipment for instrumentation and automation and remote control of the linear part of the main pipeline is a set of inter-related tools, documentation and measures necessary to ensure reliable and safe operation of equipment for instrumentation and automation and remote control, maintain and restore its operation and reduce operating costs.

The system of maintenance and repair is designed to maintain the level of reliable and safe operation of objects of instrumentation and automation and remote control of the linear part of the main pipeline, established by interstate and national standards.

The system of maintenance and repair includes:

- planned maintenance with continuous round-the-clock monitoring (operational service);
- scheduled maintenance with periodic control;
- current repair (planned and unplanned);
- scheduled overhaul;
- verification (calibration) of measuring instrument.

Maintenance and repair of instrumentation and automation equipment and TM are carried out in accordance with the regulatory and technical documentation, operating instructions and operating manual.

The maintenance and control of the technical condition of the equipment of instrumentation and automation equipment and TM are carried out directly at their locations. Current and overhaul repair of instrumentation and automation and remote control, depending on the complexity of the necessary work is performed at their locations, as well as in terms of repair bases or repair organizations.

					Приложение А	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 Basic forms of equipment maintenance

The main directions of development and improvement of the repair service at the enterprises:

- increasing the level of internal factory centralization and specialization of the repair service;
- development of the implementation of repair work with a guaranteed quality level, certified by the issuance of a guarantee passport;
- increasing the technical equipment of repair personnel with a wide use of mechanization tools, specialized tools and accessories when carrying out repair work;
- introduction of progressive forms and methods of repair.

Currently, there are four basic forms of maintenance equipment. Each of the approaches has certain advantages and disadvantages.

1. Service to failure.

Advantages:

- there are no high requirements for service personnel;
- overhaul interval of the equipment may be higher compared to the outage.

Disadvantages:

- impossibility of planning the timing of repairs;
- high probability of occurrence of extensive damage and long repair;
- need for a large number of material-production parts.

2. The system of preventive maintenance.

Advantages:

- can be used for periodically operating equipment.

Disadvantages:

- may occur sooner or later of what is actually needed;
- may cause deterioration of work (defects in workmanship and installation).

					Приложение А	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Maintenance by actual condition.

Advantages:

- increase in productivity due to elimination of emergency situations and unreasonable equipment downtime;
- planning repair work allows you to significantly save time and money;
- ongoing monitoring.

Difficulties:

- highly qualified personnel (both operational and vibration diagnostics);
- coordinated interaction of various services (operation, repairmen, group of vibration diagnostics).

4. Proactive (preventive).

Advantages:

- all the virtues of maintenance service according to actual condition;
- eliminate causes, not effects;
- maximum efficiency.

Difficulties:

- even higher qualification of the staff compared to the maintenance of the actual state.

3 Diagnostics of oil pipeline transportation facilities

Analysis of the operating conditions of various equipment and systems of industrial objects shows the presence of natural factors that have a destructive effect on the elements of equipment. Such factors include mechanical and hydro-abrasive wear, molecular-mechanical wear, corrosion and erosion, volumetric and elastic deformation of the material, the formation of microcracks as a result of material fatigue, relaxation and destruction of metals. There are also subjective factors that contribute to the accelerated failure of individual parts of nodes. For example, poor quality manufacturing and installation of equipment, work with loads higher than acceptable, non-compliance with the technology maintenance and repair.

The purpose of the diagnostic service system is to ensure reliable operation and industrial safety of process equipment and pipelines.

The goal is achieved by optimizing the organizational structure of the diagnostic service system, its distribution to all stages of the life cycle of process equipment and pipelines, and the integrated solution of interrelated tasks.

The tasks of the diagnostic service of process equipment and pipelines.

At the design (development) stage, the task of the diagnostic service system is to obtain structures adapted for diagnosing (testability) with modern methods and means and / or having appropriate diagnostic support.

At the construction stage (reconstruction, modernization, overhaul), the task of the diagnostic service system is to form the initial data on the process equipment and pipelines necessary for monitoring the technical condition and performing industrial safety expertise.

At the stage of operation of process equipment and pipelines, the tasks of the diagnostic service system are:

- monitoring the technical condition and maintaining the required values of monitored parameters and technical characteristics;
- prevention of accidents and incidents related to the technical condition of process equipment and pipelines;

					Приложение А	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- prioritizing the withdrawal of objects for repair;
- diagnostic maintenance of repair work;
- extension of service life;
- analysis and synthesis of information on the technical condition of the diagnostic service facilities and the actual duration of their service;
- development and introduction of new technologies, methods and diagnostic tools.

At the stage of utilization (conservation), the task of the diagnostic service system is to establish the possibility of reuse of process equipment, its elements, pipeline elements, etc.

Timely detection of faults and developing defects due to the influence of these factors is possible based on the methods of technical diagnostics. She also studies signs of defects, methods and means by which a diagnosis can be made, i.e. a conclusion is made about the cause and location of the defect.

Conclusion

The main oil pipelines are intended for long continuous use. Maintenance of pipelines during the entire operation period can be ensured by means of maintenance and repair of equipment for pipeline transportation of oil.

The system of maintenance and repair includes the following tasks:

- 1) control over the technical condition of the equipment;
- 2) preventive maintenance;
- 3) carrying out major emergency repairs.

Monitoring the technical condition of the equipment is carried out in order to determine the nature of the malfunction and the need for maintenance and repair. The sooner the causes of faults are clarified, the sooner the equipment can be restored.

The second of these tasks is to prevent linear part and equipment failures. Maintenance work includes adjustment and maintenance. Such repairs are carried out with the replacement of an element or device, or with its restoration. Preventive maintenance planning keeps the system up and running at a significantly low cost while simultaneously preventing severe emergency situations.

Emergency recovery operations are carried out after the occurrence of failures. In the course of which the restoration of the linear part and equipment of oil pumping stations is realized.

Monitoring the technical condition of the equipment for pipeline transportation of oil is carried out by diagnostic methods. The main objects of diagnostics are the pipeline itself, pumping power units and tanks. Currently, the attention is paid to diagnostics using hardware; robotic diagnostic methods are modern ones.

With the help of diagnostics, it is possible to analyze defects, their danger, degree of development and draw a conclusion on work planning. The most effective method is a comprehensive diagnosis. The more information received, the more accurate the result, therefore, quick decision making and forecasting, as well as cost savings during repairs.

					Приложение А	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

In the course of the work, questions were clarified on the organization of repair work on equipment for pumping oil, an analysis of the technological chain for the repair, installation and commissioning of equipment after repair was carried out, an expert system for the maintenance and repair of equipment for pipeline transportation of oil was considered in detail, and the technologies for using modern technical equipment were reviewed diagnostic tools in the main pipeline transport.

When diagnosing an oil pipeline with a diameter of 1220 mm, a fatigue crack was found with a length of $L = 0.08$ m and a depth of $t_k = 0.009$, in order to make a decision on further operation, it was calculated how the crack will affect the pipe. The diagnostic result determined the technical condition of the pipeline. As a forecast, reliability indicators were analyzed. The calculations showed that the maximum allowable crack size can be determined from the calculation of the equality of stress in the pipe, equal to the yield strength and yield stress at the top of the damage. For a pipeline with a diameter of 1220×16 mm at a working pressure of 4.5 MPa, to ensure further operation, the maximum permissible length of the defect is 0.112 m, and the damage depth of the corrosion spot should not exceed 0.0016 m. Therefore, this section of the pipeline must be replaced.

					Приложение А	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		