

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

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

УДК 622.692.4.004.5

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Бочкарева Т.Ю.		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.о. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>	
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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Бочкаревой Татьяне Юрьевне

Институт	природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

### 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 18%

### 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 (с точным указанием обязательных чертежей):

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

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

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

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Бочкарева Татьяна Юрьевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3А	Бочкаревой Татьяне Юрьевне

<b>Институт</b>	природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	ТХНГ
<b>Уровень образова- ния</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазо- вое дело»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является магистральный трубопровод, применяемый для транспортировки нефти.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)</li> </ul>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты.</li> </ul> <p>1.2. Анализ опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты).</li> </ul>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны;</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<p>2. Экологическая безопасность на магистральных трубопроводах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия на атмосферу;</li> <li>– анализ воздействия на гидросферу.</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода. Утечка токсичных и вредных веществ и их влияние на человеческие организмы. Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>3. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- разработка мероприятий по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий и схемы оповещения в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.</li> </ul>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>4. Специальные правовые нормы трудового законодательства:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- особенности трудового законодательства применительно к работе в условиях вредных и опасных факторов;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Бочкарева Татьяна Юрьевна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 124 листа, 8 рисунков, 30 таблиц, 49 источников.

Техническое обслуживание и ремонт, диагностика оборудования, линейная часть МН, резервуарный парк, насосные агрегаты.

Объектом исследования является оборудование трубопроводного транспорта нефти.

Цель работы – оптимизация процессов по организации ремонтных работ оборудования по перекачке нефти, анализ технологической цепочки по ремонту, монтажу и пуску оборудования после ремонта.

В процессе исследования была проведена диагностика по техническому состоянию нефтепровода, в качестве прогноза проведен анализ показателей надежности на статическую и малоцикловую прочность участка трубопровода, обоснована необходимость замены данного участка.

Новизна работы заключается в использовании экспертной системы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти.

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

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю</i>			<b>Реферат</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					6	124
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2Б3А</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

## Abstract

The graduation papers contains: pages – 124, tables – 30, figures – 8. The list of literature consists of 49 books.

Maintenance and repair, diagnostics of equipment, Main Pipeline Linear Part (MPLP), tank farm, Pumping units.

Object of the research are the equipment of pipeline transport of oil.

The research objectives are optimization of processes for the organization of repair work for oil transfer equipment; to spend analysis of technological chain of repair, mounting and launch of the equipment after repair.

In the course of the research, the technical condition of the oil pipeline was diagnosed. We carried out a predictive analysis of reliability indicators for the static strength and low-cycle strength of a pipeline section, and We justified the need to replace this section of the pipeline.

The novelty of the work is the use of an expert system for maintenance and repair of pipeline oil transportation equipment.

The practical significance of the results of the work is that the compiled characteristics of non-destructive methods of monitoring equipment can be used to further solve problems in the operation of equipment.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю</i>			<b>Abstract</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					7	124
<i>Консульт.</i>						<b>Кафедра ТХНГ 2Б3А</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

## Список сокращений

- АЭ – акустическая эмиссия
- ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль
- ЖБР – железобетонный резервуар
- ЖБРПК – железобетонный резервуар с плавающей крышей
- КИП – контрольно-измерительные приборы
- КПД – коэффициент полезного действия
- КР – капитальный ремонт
- КСА – контрольно-сигнальная виброаппаратура
- МДП – местный диспетчерский пункт
- МН – магистральный нефтепровод
- МТ – магистральный трубопровод
- НА – насосный агрегат
- НПС – нефтеперекачивающие станции
- ПАЭ – преобразователи акустической эмиссии
- ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция
- ППР – планово-предупредительный ремонт
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей
- СКЗ – среднее квадратическое значение
- ТО – техническое обслуживание
- ТОР – техническое обслуживание и ремонт
- ТР – текущий ремонт

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю.</i>			<b>Список сокращений</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					8	124
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2Б3А</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						



2.4.2	Контроль герметичности обратных клапанов.....	52
3	Техническое обслуживание и ремонт оборудования трубопроводного транспорта нефти .....	56
3.1	Техническое обслуживание и ремонт линейной части МН.....	58
3.2	Техническое обслуживание и ремонт основного и вспомогательного оборудования нефтеперекачивающих станций .....	61
3.2.1	Стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования НПС	61
3.2.2	Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования НПС по техническому состоянию.....	67
3.3	Техническое обслуживание и ремонт резервуаров .....	70
4	Расчетная часть.....	81
4.1	Рост усталостных трещин .....	81
4.2	Модель зарождения макроскопических трещин.....	82
4.3	Расчет на статическую и малоцикловую прочность нефтепровода .....	84
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	88
5.1	Расчет нормативной продолжительности выполнения работ .....	88
5.2	Расчет сметной стоимости работ.....	90
5.2.1	Методика расчета.....	90
6	Социальная ответственность .....	97
6.1	Производственная безопасность .....	97
6.1.1	Анализ вредных и опасных факторов .....	98
6.2	Экологическая безопасность.....	108
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	112
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	116
	Заключение .....	119
	Список используемой литературы .....	121

					<b>Содержание</b>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 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.

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов ухудшение состояния должно своевременно предупреждаться. Для реализации данного принципа должна основываться на выполнении комплекса мер по совершенствованию экспертных систем технического обслуживания и ремонта трубопроводов и оборудования, основанных на проведении периодического контроля трубопроводной системы неразрушающими методами, диагностики объектов трубопроводного транспорта нефти, проведении ремонта либо назначении безопасных технологических режимов перекачки по результатам контроля технического состояния трубопроводов, принятия решений и прогнозирования.

Отказы магистральных нефтепроводов (МН) могут привести к частичному либо полному прекращению перекачки, также нарушают нормальную работу промыслов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз. Аварии МН, сопровождающиеся разливами нефти и нефтепродуктов, наносят значительный ущерб окружающей среде, способный привести к пожарам и взрывам с катастрофическими последствиями. По данной причине обеспечение надежной работы МН является одной из главных задач при их эксплуатации.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю.</i>			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					11	124
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2БЗА</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Повышение роли диагностики при эксплуатации оборудования объектов транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов обусловлено необходимостью повышения эффективности и экономичности эксплуатации оборудования, сокращения сроков ремонта и увеличения надежности функционирования систем, с одной стороны, а также значительным «старением» парка эксплуатируемых агрегатов, с другой. Своевременное выполнение работ по диагностированию состояния оборудования позволяет:

- предупредить аварии и отказы нефтегазоперекачивающих агрегатов и другого оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС);
- прогнозировать техническое состояние объектов и их ресурс;
- объективно оценить степень безопасности эксплуатации объекта;
- повысить эффективность и снизить в конечном счете затраты на эксплуатацию оборудования.

В данной работе рассмотрены различные методы диагностики оборудования трубопроводного транспорта нефти. А также в данной работе представлен порядок контроля качества ремонта трубопроводов.

**Цель выпускной квалификационной работы:** оптимизация процессов по организации ремонтных работ оборудования по перекачке нефти, анализ технологического процесса по ремонту, монтажу и пуску оборудования после ремонта.

**Задачи выпускной квалификационной работы:**

1. рассмотреть экспертную систему технического обслуживания и ремонта оборудования трубопроводного транспорта нефти, включающую средства оценки текущего и 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 на статическую и малоцикловую прочность участка трубопровода.

					<b>Введение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

## 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 Вайнштока С.М., Новоселова В.В., Прохорова А.Д., Шаммазова А.М. и других (2004). В данном источнике подробно рассмотрены методы ТО и ремонта линейной части МН, резервуаров и оборудования.

На основе работы «Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов» Лисина Ю.В. (2011) 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: РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз, РД 39-0147103-342-89 Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов, РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Разраб.		Бочкарева Т.Ю			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					13	124
Реценз.						Кафедра ТХНГ 2БЗА		
И.о.зав.каф.		Бурков П.В.						

# 1 Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти

## 1.1 Состав линейной части трубопровода

В состав линейной части магистральных нефтепроводов входят:

- трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной товарной продукции к дальнему транспорту) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, узлами приема и запуска очистных устройств, переходами через естественные и искусственные препятствия, а также блокировочные трубопроводы, установки электрохимической защиты (ЭХЗ) нефтепроводов от коррозии, средства телемеханики нефтепроводов, линии и сооружения технологической связи;
- линии электропередач, которые предназначены для обслуживания нефтепроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой, также установками ЭХЗ нефтепроводов;
- противопожарные средства, защитные и противоэрозионные сооружения нефтепроводов;
- емкости для хранения и разгазирования конденсата, а также земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации нефтепроводов;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, которые расположены вдоль трассы нефтепровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения нефтепроводов;
- пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- указатели и предупредительные знаки [1].

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Бочкарева Т.Ю			<b>Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти</b>		
Руковод.		Рудаченко А.В.					
Консульт.							
И.о.зав.каф.		Бурков П.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						14	124
					Кафедра ТХНГ 2БЗА		

## 1.2 Состав оборудования резервуарного парка

Оборудование и конструктивные элементы, устанавливаемые на резервуарах, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Оборудование и конструктивные элементы резервуаров [2]

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
1	2	3	4	5
Дыхательный клапан	+	-	-	+
Предохранительный клапан	+	-	-	+
Вентиляционный патрубок	-	+	+	-
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство	-	-	-	+
Приемо-раздаточный патрубок*	+	+	+	-
Пеногенератор	+	+	+	-
Система подслоного пенотушения	+	+	+	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крышей	-	-	+	-
Система орошения резервуара	+	+	+	-
Кран сифонный	+	+	+	-
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)	-	-	-	+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+

### 1.3 Состав оборудования насосных станций

Нефтеперекачивающие станции (НПС) необходимы для создания и поддержания напора в трубопроводе, достаточного для транспортировки нефти. Главное назначение каждой НПС состоит в том, чтобы с помощью насосов увеличить напор нефтяной эмульсии из сечения трубопровода с низким напором, после чего нефть вводится в сечение нефтепровода с высоким напором. Главными объектами НПС являются насосные агрегаты (НА), резервуары, камеры приема и запуска очистных устройств и поточных средств диагностики, системы подводящих и распределительных трубопроводов, узлы учета нефти с фильтрами, кроме того системы смазки, энергоснабжения, отопления, водоснабжения, вентиляции, автоматики и телемеханики и др.

Насосные станции разделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). ГНПС предназначены для того чтобы принимать нефть с установок ее подготовки на промысле или других источников и дальнейшей закачки нефти в магистральный нефтепровод. ПНПС обеспечивают поддержание напора в трубопроводе, которого будет достаточно для последующей перекачки [3].

Элементы, входящие в состав ГНПС и ПНПС, условно подразделяются на две группы:

I. Элементы технологического (основного) назначения, к которым относятся: резервуарный парк (РП); подпорная и магистральная насосная; узел учета нефти с фильтрами; технологические трубопроводы с запорной арматурой; камеры приема и запуска очистных устройств; узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами.

II. Элементы подсобно-хозяйственного (вспомогательного) назначения, к которым относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, которые обеспечивают водоснабжение станции; котельная с тепловыми сетями; комплекс сооружений отводящих промышленные и бытовые стоки; пожарное депо; мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов (КИП) и др. [3].

					<i>Состав оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

## 2 Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти

Одним из составляющих экспертной системы является диагностика оборудования трубопроводного транспорта нефти. Опыт эксплуатации оборудования и использование существующих методов контроля его состояния показывают, что необходимо использовать различные виды диагностики на остановленном, вскрытом и работающем оборудовании. Классификацию методов диагностики можно проводить по целому ряду исходных критериев, однако в целом все существующие методы технического диагностирования можно разделить на две основные группы: физические и параметрические.

Физические методы базируются на фиксации изменений физических характеристик объекта или материала, являющиеся следствием его эксплуатации. Физические методы называют методами неразрушающего контроля. Эти методы, в свою очередь, подразделяют на активные и пассивные, а также на методы контроля в нерабочем и рабочем состояниях.

К активным методам неразрушающего контроля относят методы, измеряющие изменение физического поля (ультразвуковая дефектоскопия, магнитный и радиографический контроль, капиллярный методы, визуально-оптический метод и метод вихревых токов). С помощью активных (или локальных) методов можно обнаружить дефект лишь на ограниченной площади, а с помощью пассивных (или интегральных) можно оценивать состояние всего крупногабаритного агрегата в целом.

К пассивным методам относятся те, в которых используются свойства физического поля, возбуждаемого самим контролируемым объектом. К пассивным относятся: тепловизионный, виброакустический методы, метод акустической эмиссии (АЭ) [4].

					Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю			<b>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					17	124
Консульт.						Кафедра ТХНГ 2БЗА		
И.о.зав.каф.		Бурков П.В.						

Физические методы контроля объектов в рабочем состоянии позволяют выявить недопустимые износы и повреждения в сопряженных подвижных деталях механизма (подшипниках, кривошипных узлах).

Использование методов неразрушающего контроля в нерабочем состоянии диагностируемого объекта позволяет определить скрытые механические повреждения и дефекты в отдельных деталях.

Для контроля технического состояния объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов используются, в основном, следующие методы: магнитный, ультразвуковой, радиационный, вихретоковый, капиллярный, визуально-оптический, тепловизионный, виброакустический.

К параметрическим методам следует отнести не только собственно параметрическую диагностику, основанную на контроле параметров работающих агрегатов, но и вибрационную, т.к. параметрические методы включают несколько каналов контроля различных процессов, в том числе и вибрацию агрегатов и их отдельных узлов [4].

## **2.1 Диагностика линейной части трубопровода**

### **2.1.1 Методы контроля и диагностирования нефтепроводов**

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:

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

– 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].

В зависимости от принципа работы средств контроля используются следующие методы:

- визуально-измерительный;
- акустико-эмиссионный;
- капиллярный;
- магнитопорошковый;
- магнитометрический;
- ультразвуковой.

С помощью визуально-измерительного контроля выявляют недопустимые видимые дефекты (задиры, царапины, забоины, риски, деформации, трещины, вмятины, прогибы, выпучины, коррозионные язвы, коррозионный износ, изменения исходной формы), а также косвенные признаки дефектов и отказов (утечки, запах нефти и нефтепродуктов), и определяют геометрические харак-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

теристики выявленных дефектов и толщины стенки трубопроводов. Он выполняется с помощью линеек, штангенциркулей и приборов, прошедших метрологическую поверку (ультразвуковых толщиномеров).

Особое внимание во время контроля обращается на выявление трещин в основном металле нефтепроводов, а также в сварных швах, соединяющих их с патрубками насосов, задвижками, регуляторами давления, обратными клапанами и другим оборудованием.

Толщина стенки должна определяться во всех местах с дефектами и по длине трубопровода не менее чем через каждые 20 м. Измерения производят в 4-х точках одного сечения, начиная от нижней образующей трубы через 90°.

Кроме того, толщину стенки определяют на околошовных зонах (по кольцевому шву равномерно более 3 измерений и на 1 м с каждой стороны продольного шва не менее 3 измерений).

Критерии отбраковки трубопроводов по результатам визуального и инструментального контроля приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии отбраковки трубопроводов [4]

Описание дефекта	Недопустимые дефекты
Дефект геометрии без примыкания к сварным швам и дополнительных дефектов	Глубиной большей или равной 3,5 % от диаметра трубы
Дефект геометрии, примыкающем или расположенным на сварном шве	Глубиной не менее 6 мм
Дефект геометрии вместе с риской, задиром, трещиной	Все дефекты
Потеря металла (внешняя или внутренняя)	Глубиной большей или равной 20 % от толщины стенки трубы
Риска, царапина, заDIR	Глубиной большей или равной 0,2 мм
Трещина в теле трубы или в сварных швах	Все дефекты

Продолжение таблицы 2.1

Расслоения с выходом на поверхность	Все дефекты
Смещение кромок	Большей или равной 20 % от номинальной толщины стенки, все не менее 3 мм
Недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, которые не соответствуют требованиям СНиП 2.05.06-85* и работают под давлением не менее 2,0 МПа	Тройники полевого изготовления, переходники, сварные секторные отводы; плоские и иные заглушки и днища; патрубки с арматурой, которые не соответствуют действующим нормам и правилам; заплаты вварные и накладные всех видов и размеров

При обнаружении дефектов с размерами, не определяющимися измерительным контролем, обследуемые участки нефтепроводов подвергаются контролю неразрушающими методами.

Для осуществления акустико-эмиссионного контроля на трубопроводе устанавливаются преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ), через каждые 60–80 м от задвижки (на подземных участках для этого выполняется шурфовка). При наличии на трубопроводе оборудования (насосов, регуляторов давления, обратных клапанов) устанавливается расстояние между ПАЭ в пределах 20–30 м.

Диагностирование трубопровода осуществляется созданием в нем избыточного давления в несколько циклов согласно графику нагружения (рисунок 2.1).

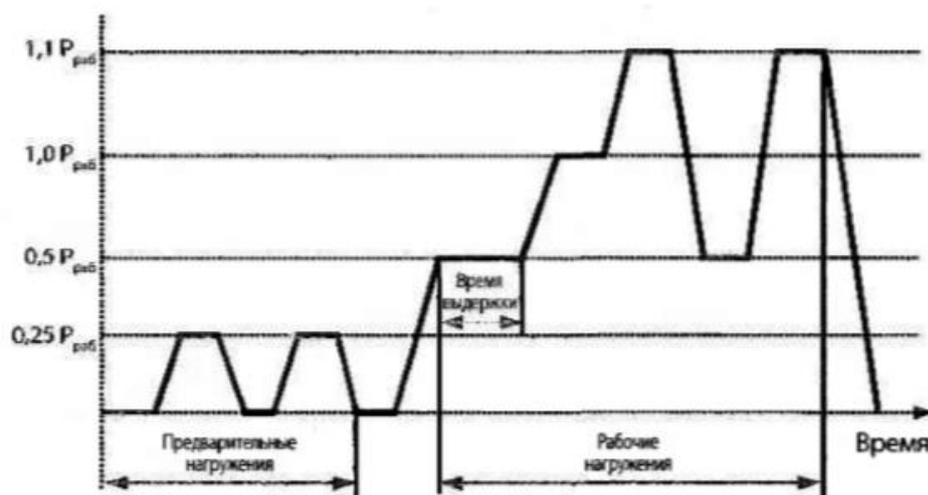


Рисунок 2.1 – График нагружения оборудования [4]

Нагружения внутренним давлением разделяются на предварительное и рабочее. Предварительное нагружение осуществляется повышением давления от 0,6 до 0,65 проектной величины ( $P_{пр}$ ) с дальнейшей выдержкой при данном давлении и возвращением давления к исходной величине. В процессе предварительного нагружения проверяют работоспособность аппаратуры и выполняют настройку, уточняют уровень шума, выявляют посторонний источник сигналов. Ориентировочное время предварительного нагружения составляет около 0,5 ч.

Рабочее нагружение осуществляется в соответствии с рисунком 2.1. Первый цикл нагружения предусматривает увеличение давления от  $0,6 P_{пр}$  до  $0,8 P_{пр}$ , после чего оно удерживается в течение 0,3 ч и снижается до  $0,65 P_{пр}$ . Затем после выдержки в течение около 0,5 ч осуществляется второй цикл нагружения, в ходе которого давление повышается до  $0,9 P_{пр}$ , выдерживается 0,3 ч и снижается до  $0,8 P_{пр}$ . Далее после перерыва продолжительностью около 0,5 ч производится третий цикл нагружения, предусматривающий увеличение давления до  $P_{пр}$ , выдержку трубопровода под ним и последующее уменьшение давления. Общая продолжительность нагружения трубопровода должна составлять не менее 12 ч [4].

Если длина трубопровода не позволяет осуществить его полное диагностирование за один раз, то его разбивают на два и более участков.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При проведении контроля регистрируются акустические сигналы трубопровода с одновременным их просмотром на экране монитора, а также их классификацией по степени опасности и оценкой.

Нагружение объекта внутренним давлением досрочно прекращается, в случае если регистрируемый источник АЭ достигает сигнала IV класса (катастрофический источник). В данном случае трубопровод немедленно разгружают, выявляют источник АЭ, выполняют дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) и ремонт трубопровода с заменой дефектного участка.

Капиллярному (цветному) контролю подлежат нефтепроводы и сварные соединения с выявленными дефектами, сигналов АЭ II, III, IV классов, а также концентраторов напряжений. Данным методом выявляют дефекты, которые выходят на поверхность труб (трещины, расслоения, закаты).

По результатам контроля капиллярным методом трубопроводы и сварные соединения считаются годными к эксплуатации, если индикаторные следы дефектов отсутствуют.

Магнитопорошковый контроль применяют в тех же случаях, что и капиллярный. С его помощью выявляют поверхностные и подповерхностные трещины.

При обнаружении любого размера трещин участок трубопровода бракуется.

При магнитометрическом контроле на контролируемые зоны трубопроводов горизонтальными и вертикальными линиями наносят сетку размером 100×100 мм. Для труб диаметром > 700 мм размер сетки увеличивают до 200×200 мм. По направлению потока перекачиваемого продукта трубу делят на две половины – левую и правую, отсчет каждой половины начинается сверху буквенным обозначением, вертикальные линии обозначаются цифрами [4].

Диагностирование проводят сканированием с помощью датчика вдоль горизонтальных (вертикальных) линий. При пересечении датчика вертикальных (горизонтальных) линий записываются показания прибора.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Количественной оценке уровня концентрации напряжения подлежат зоны, в которых сумма (разность) абсолютных значений напряженности разноименных (одноименных) знаков, находящихся рядом (в одной или двух сеток), составляет  $\geq 170$  А/м.

Для этого определяют интенсивность изменения (градиент) нормальной составляющей напряженности магнитного поля рассеяния  $K_{ин}$  при переходе через линию  $H_p = 0$ , либо в месте, где резко изменяется значение  $H_p$  по формуле

$$K_{ин} = 0,5 \cdot \frac{|\Delta H_p|}{l_k}, \quad (1)$$

где  $|\Delta H_p|$  – модуль разности значений напряженности магнитного поля  $H_p$  между двумя контрольными точками, которые расположены по обе стороны от линии  $H_p = 0$  на равных отрезках  $l_k$  [4].

Величина  $K_{ин}$  характеризует интенсивность изменения намагниченности металла в зоне концентрации напряжений. Места трубопроводов, а также сварных швов, в которых  $K_{ин}$  достигает значений больших или равных  $8,5 \cdot 10^3$  А/м<sup>2</sup>, подлежат визуально-измерительному контролю, а также диагностированию дополнительными методами неразрушающего контроля (ультразвуковым, радиографическим, магнитопорошковым, капиллярным) для обнаружения возможных дефектов.

Предельные значения интенсивности изменения магнитного поля рассеяния для трубопроводов, подверженных коррозионно-усталостному износу, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Величины  $K_{ин}^{пред}$  [4]

Наружный диаметр труб, мм	От 108 до 273	От 325 до 426	От 530 до 630	От 720 до 1220
Значения $K_{ин}^{пред}$ , кА/м <sup>2</sup>	20...25	18...20	18...22	16...20

Места, где величина  $K_{ин}$  достигает предельных значений  $K_{ин}^{пред}$ , при дальнейшем обследовании должны подвергаться обязательному визуально-измерительному, ультразвуковому и магнитометрическому контролю.

Ультразвуковой контроль применяется как дополнительный по результатам визуально-измерительного, магнитометрического, акустико-эмиссионного и капиллярного контроля. Обследованию данным методом подлежат:

- зоны с источниками АЭ III и IV класса;
- области концентраторов напряжений трубопроводов, выходящих по обе стороны за нулевую отметку более чем на  $4\delta$  ( $\delta$  – толщина стенки трубопровода);
- области концентраторов напряжений в зоне сварных швов на расстоянии  $4\delta$  в обе стороны от них;
- зоны с вмятинами, порами, задирами, поражениями и коррозионными язвами.

Ультразвуковым контролем выявляются дефекты, связанные с нарушением сплошности (раковины, поры, трещины, неметаллические включения, непровары и др.), а также измеряется толщина стенки труб.

Сведения о допустимых дефектах в сварных швах и технологических трубопроводах с давлением не более 10 МПа при ультразвуковом контроле (согласно ВСН 012-88) приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Нормы допустимых дефектов (обнаруженных несплошностей) при ультразвуковом контроле, эквивалентные контрольному отражателю в стандартном образце предприятия [4]

Толщина стенки трубопровода, мм	4...5,9	6...7,5	8...11,5	12...14,5	15...19,5	20...25,5
Ширина зарубки, мм	2	2	2	2	2,5	3
Высота зарубки, мм	0,8	1	1,5	2	2	2

Дефекты в трубопроводах по результатам ультразвукового контроля классифицируют на непротяженные, протяженные и скопления (цепочки). К непротяженным относят дефекты, длина которых не превышает: 5 мм – при толщине стенки труб 7,5 мм и менее, 10 мм – при  $8 \leq \delta \leq 11,5$  мм, 15 мм – при  $\delta \geq 12$  мм. Непротяженными дефектами являются одиночные поры и коррозионные язвы, компактные шлаковые включения.

К протяженным относятся дефекты, длина которых превышает вышеуказанные значения. Протяженными дефектами являются одиночные удлиненные неметаллические включения и поры, трещины, непровары, коррозионные повреждения.

Скоплением (цепочкой) считается три или более дефектов, если при перемещении искателя вдоль и поперек шва не разделяются (пересекаются) огибающие последовательность эхо-сигналов от данных дефектов при поисковом уровне чувствительности.

В результате ультразвукового контроля считаются годными к эксплуатации нефтепроводы и сварные соединения, которые не содержат:

- непротяженные дефекты, амплитуда эхо-сигнала которых больше амплитуды эхо-сигнала контрольного отражателя в стандартном образце предприятия (СОП), либо длина которых превышает 1/6 периметра трубопровода или шва;
- скопления (цепочки), амплитуда эхо-сигнала которых от любых дефектов, входящих в нее, больше амплитуды эхо-сигнала контрольного отражателя в СОП или суммарная длина дефектов, входящих в скопление (цепочку), составляет не менее 30 мм на любые 300 мм трубопровода или шва;
- протяженные дефекты в сечении, амплитуда эхо-сигнала которых больше амплитуды эхо-сигнала контрольного отражателя в СОП, либо длина которых более 50 мм, либо суммарная длина которых не менее 50 мм на любые 300 мм трубопровода или шва;

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

– протяженные дефекты в корне шва, амплитуда эхо-сигнала которых больше амплитуды эхо-сигнала от контрольного отражателя в СОП, либо длина такого дефекта превышает 1/6 периметра шва.

Участки трубопроводов с недопустимыми дефектами отбраковываются, после чего принимаются меры по ремонту или замене таких трубопроводов [4].

### **2.1.2 Методы и технические средства внутритрубной диагностики**

Основой по обеспечению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов является комплексная внутритрубная диагностика линейной части и по ее результатам проводится ремонт дефектов.

С использованием внутритрубных приборов-дефектоскопов, перемещаемых по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта, стало возможным проведение сплошного контроля трубопровода в течение всего срока службы, начиная от момента ввода в эксплуатацию. Такой контроль получил название дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК).

Необходимая полнота информации о дефектах достигается при реализации 4-уровневой системы диагностирования, предусматривающей определение:

- дефектов геометрии трубопровода (вмятин, гофров, овальности поперечного сечения), ведущих к уменьшению его проходного сечения;
- дефектов потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин, вырывов металла и т.п.), а также расслоений, включений;
- поперечных трещин в теле трубы, поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах;
- продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах [5].

На первом уровне диагностирования для получения информации об особенностях и дефектах геометрии трубопровода используют комплекс технических средств в составе скребка-калибра и внутритрубного профилемера. По результатам профилометрии, предприятие, эксплуатирующее участки нефтепро-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>27</i>

вода, устраняет сужения, которые уменьшают проходное сечение менее 85 % от наружного диаметра нефтепровода.

На втором уровне диагностирования для выявления таких дефектов, как потеря металла, расслоения, включения в стенке трубы, используют внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы типа WM с ультразвуковыми датчиками, радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы.

На третьем уровне диагностирования для выявления поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах используют внутритрубные магнитные дефектоскопы типа MFL или внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы типа CD с ультразвуковыми датчиками, наклонно расположенными в плоскости продольного сечения трубы.

На четвертом уровне диагностирования для выявления продольных трещин и трещиноподобных дефектов в стенке трубы и в продольных сварных швах применяют внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы типа CD с наклонно расположенными ультразвуковыми датчиками в плоскости поперечного сечения трубы [3].

## 2.2 Диагностика резервуаров

### 2.2.1 Задачи диагностики

В резервуарных парках риск отказов и аварий значительно больше, чем на иных объектах системы транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

Это обусловлено такими причинами как:

- высокая пожаровзрывоопасность хранящихся в них продуктов;
- значительная скорость развития коррозии;
- крупные размеры резервуаров и соответственно большая протяженность сварных швов, чье состояние трудно контролировать по всей длине;
- несовершенство геометрической формы корпусов резервуаров из-за чего образуется неравномерность поля напряжений;

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

- малоцикловая усталость, обусловленная перемещением отдельных участков стенки при заполнении – опорожнении резервуаров;
- неравномерные просадки фундаментов и оснований резервуаров;
- сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва;
- периодическое действие сверхпроектных нагрузок: резких перепадов температуры, сейсмических воздействий, шквального ветра, больших (выше расчетного) отложений снега.

Проанализировав статистику разрушения резервуарных конструкций можно сказать, что наибольшее количество аварий (около 40 %) происходят в первые пять лет эксплуатации нефтехранилищ. И менее 25 % аварий во время эксплуатации от пяти до двенадцати лет. Число разрушений увеличивается с истечением нормативного двадцатилетнего срока эксплуатации.

Последствиями аварий могут стать разрушение рядом стоящих резервуаров и расположенных вблизи объектов, пожары, человеческие жертвы и большие материальные потери. Также значителен экологический ущерб от загрязнения окружающей среды. Даже при малозаметных многолетних утечках хранимого продукта он может в тысячи раз превышать стоимость потерянной нефти (нефтепродукта).

К наиболее частым причинам аварий относятся:

- брак, который допущен при сварке в ходе монтажа;
- брак, который допущен при заводской сварке;
- использование при изготовлении днища и стенки резервуара листов из марки стали не соответствующей проекту, либо листов толщиной меньше проектной;
- неравномерная осадка фундаментов резервуаров и подводящих к ним трубопроводов;
- наличие дефектов в зоне вертикального сварного шва типа «угловатость»;
- уменьшение толщины днища и стенки из-за коррозии;

- коррозия опор несущих балок стационарной крыши и верхнего пояса;
- неравномерное распределение снега на РВСПК;
- повреждение корпуса резервуаров при стихийных бедствиях.

Причиной потерь нефти и нефтепродуктов является также негерметичность резервуаров.

В этой связи с помощью их дефектоскопии решаются следующие задачи:

- выявление скрытых дефектов стенки, крыши, днища и несущих конструкций покрытия;
- установление механических характеристик материалов, из которых они изготовлены;
- контроль за их геометрической формой;
- выявление дефектов сварных соединений;
- контроль герметичности резервуаров и их оборудования [6].

### **2.2.2 Методы диагностического обследования 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 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 отмости.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 [4].

Проведение технического диагностирования планируется с учетом срока эксплуатации резервуара и приводится в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Периодичность проведения технического диагностирования [3]

Тип резервуаров	Срок эксплуатации	Обследование	
		частичное	полное
РВС	< 20	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
	> 20	1 раз в 4 года	1 раз в 8 лет
ЖБР	< 20	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет

## 2.3 Диагностика насосных агрегатов

Контроль технического состояния насосных агрегатов нефтеперерабатывающих станций регламентируется, в основном, отраслевым руководящим документом РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 [7]. Рассмотрим основные виды контрольной диагностики насосов.

### 2.3.1 Вибрационная диагностика насосных агрегатов

Вибродиагностика контролирует текущее состояние подпорных и магистральных агрегатов в режиме непрерывного наблюдения за уровнем вибрации.

Распространение вибрационных методов для диагностики насосного оборудования можно обосновать рядом факторов. Это, в первую очередь, возмож-

ность установки датчиков вибрации на кожухе насоса, при малых габаритах и небольшой массе датчиков. Кроме того, существует возможность постоянного автоматизированного контроля за уровнем технического состояния объекта путем непрерывного измерения и оценки вибрации. При достижении определенных предельных величин осуществляется автоматическая передача сигнала для аварийной остановки агрегата.

Другим фактором, определяющим широкое распространение вибродиагностики, является высокая информативность параметров вибрации, позволяющая определять различные источники колебаний. Кроме того, проведение виброобследования агрегатов позволяет контролировать качество монтажных и ремонтных работ.

РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 [7] определяет следующие главные требования по контролю и измерению вибрации насосных агрегатов:

1. Все подпорные и магистральные насосные агрегаты оснащаются стационарной контрольно-сигнальной виброаппаратурой (КСА) для постоянного контроля текущих характеристик вибрации в операторной. Система автоматики НПС обеспечивает звуковую и световую сигнализацию в операторной при повышенной вибрации, а также при достижении аварийного значения вибрации автоматически отключает агрегаты.

2. Датчики КСА устанавливаются на всех подшипниковых опорах горизонтального подпорного и магистрального насосов для контроля вибрации в вертикальном направлении (рисунок 2.2). Для контроля вибрации в горизонтально-поперечном и вертикальном (осевом) направлениях (точки 1, 2 рисунок 2.3) устанавливают датчики в вертикальных подпорных насосах на корпусе опорно-упорного подшипникового узла. Система автоматики настраивается на подачу сигнала с достижением предупредительного или аварийного уровней вибрации насосов в контрольных точках (в качестве нормируемого и измеряемого параметра вибрации устанавливают среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот  $10 \div 1000$  Гц).

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

3. Значения уставок защиты и сигнализации по превышении вибрации устанавливаются согласно утвержденной карте уставок технологических защит, которые зависят от указанных в таблице 2.5 и 2.6 норм вибрации, режима работы насоса (подачи) и типоразмера ротора.

Таблица 2.5 – Нормы вибрации подпорных и магистральных насосов для номинальных режимов работы [4]

Величина СКЗ виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,3	Отлично	Длительная
От 2,3 до 4,5	Хорошо	Длительная
От 4,5 до 7,1	Удовлетворительно	Ограниченная
7,1 и более	Неудовлетворительно	Недопустимо

Таблица 2.6 – Нормы вибрации подпорных и магистральных насосов для ненормальных режимов [4]

Величина СКЗ виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,3	Отлично	Длительная
От 2,3 до 4,5	Хорошо	Длительная
От 4,5 до 7,1	Удовлетворительно	Длительная
От 7,1 до 11,2	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
11,2 и более	Неудовлетворительно	Недопустимо

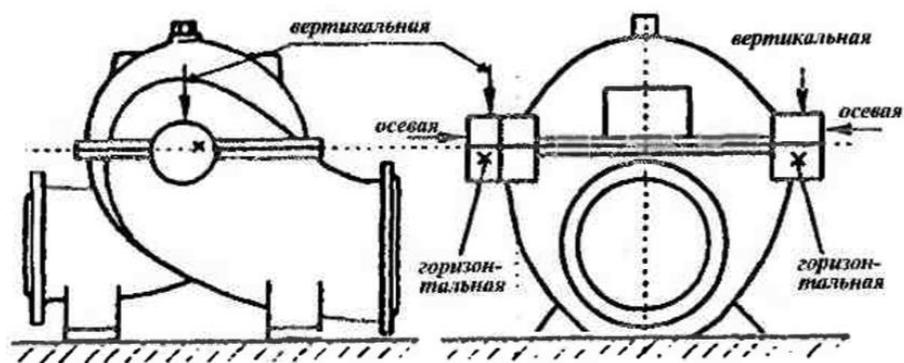


Рисунок 2.2 – Точки измерения на опоре подшипника [4]

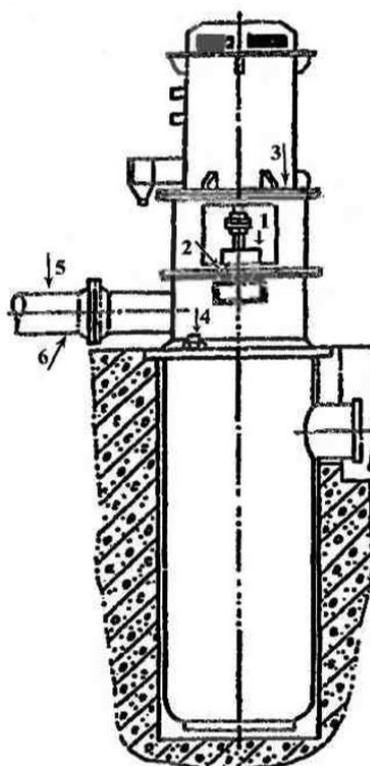


Рисунок 2.3 – Точки измерения вибрации на вертикальном НА [4]

За номинальный режим работы НА принимают диапазон подач  $0,8 \div 1,2$  от номинальной подачи ( $Q_{ном}$ ) соответствующего ротора (рабочего колеса). При использовании рабочих колес с предвключенным шнеком или осерадиальных, за номинальный режим принимают диапазон подач  $0,9 \div 1,1$  от номинальной подачи.

Изменение величины уставок по параметрам защиты и сигнализации насосного агрегата при повышении уровня вибрации нужно производить в соответствии с требованиями РД 153-39.4-087-01 [8], Регламента организации контроля за нормативными параметрами МН и НПС в диспетчерских пунктах

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

РНУ (УМН) и ОАО МН на объектах ОАО «АК „Транснефть"» и технологическим регламентом НПС.

В случае, когда насосный агрегат включают и отключают осуществляется блокировка защиты данного агрегата и иных работающих агрегатов по повышению вибрации во время выполнения программы пуска (остановки) НА.

4. В операторной местного диспетчерского пункта (МДП) по показателю «повышенная вибрация» предупредительная сигнализация должна соответствовать величине СКЗ 5,5 мм/с – при работе насосов в диапазоне номинальных подач, 8,0 мм/с – при работе насосов на режимах, которые отличаются от номинальных.

Выдача сигнала «аварийная вибрация» должна соответствовать СКЗ 7,1 мм/с – при работе насосов в диапазоне номинальных подач, 11,2 мм/с – при работе насосов при режимах, которые отличаются от номинальных. Аварийное значение вибрации начинается при достижении величины СКЗ виброскорости, которая соответствует оценке продолжительности эксплуатации «недопустимо», и требует незамедлительного отключения насосного агрегата.

5. Контроль вибрации вспомогательных насосов (маслонасосов, насосов систем откачки утечек, пожаротушения, водоснабжения и отопления) нужно осуществлять при помощи переносной аппаратуры 1 раз в месяц перед выводом в текущий ремонт.

Вибрация измеряется на подшипниковых опорах, а там, где нет выносных опор вибрация измеряется на корпусе насоса над опорой и на фундаментных болтах в вертикальном направлении. Также дополнительно проводятся измерения в осевом и горизонтально-поперечном направлениях для выявления причин повышенной вибрации.

Предельно допустимые нормы вибрации вспомогательных насосов представлены в таблице 2.7.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Таблица 2.7 – Предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации вспомогательных насосов [4]

Величина высоты оси вращения ротора (от фундаментной плиты), мм	СКЗ виброскорости, мм/с
До 80	1,8
От 80 до 132	2,8
От 132 до 225	4,5
Свыше 225	7,1

6. Для того чтобы получить дополнительную информацию при вибродиагностике подпорных и магистральных НА, а также в период временного отсутствия стационарно установленных средств измерения и контроля вибрации (калибровка, поверка, модернизация) нужно применять портативную (переносную) виброаппаратуру.

Каждое измерение вибрации переносной аппаратурой нужно проводить в строго фиксированных одних и тех же местах, которые очищаются от корпусной краски и грязи, и обозначенных маркером (краской) либо другой отметкой.

7. При использовании переносной виброаппаратуры вертикальную составляющую вибрации измеряют над серединой длины его вкладыша на верхней части крышки подшипника.

Горизонтально-осевая и горизонтально-поперечная составляющие вибрации горизонтальных НА измеряются ниже от оси вала насоса на 2–3 мм напротив середины длины опорного вкладыша (смотрите рисунок 2.2).

Положения измерения вибрации на вертикальном НА соответствуют точкам 1, 2, 3, 4, 5, 6 (смотрите рисунок 2.3).

У насосов, которые не имеют выносные подшипниковые узлы (насосы со встроенными подшипниками типа НГПНА, ЦНС), вибрацию измеряют на корпусе, над подшипником в точке, которая расположена ближе к оси вращения ротора (рисунок 2.4).

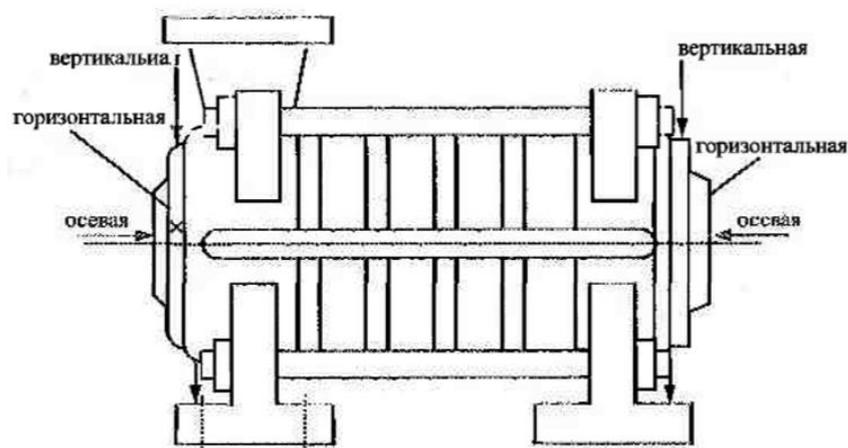


Рисунок 2.4 – Точки измерения вибрации на корпусе подшипника насоса без выносных опор [4]

8. Для того чтобы оценить жесткость крепления рамы к фундаменту вибрацию измеряют во всех местах крепления насоса к фундаменту. Измерения производят в вертикальном направлении на анкерных болтах (головках) либо на фундаменте рядом с ними на расстоянии менее 100 мм от них. Такое измерение проводят в плановом и неплановом вибродиагностическом контроле.

9. Для проведения вибродиагностических контролей используют аппаратуру (как для измерения СКЗ вибрации, так и универсальная виброанализирующая аппаратура) с помощью которой можно измерить спектральные составляющие вибрации и амплитудно-фазовые характеристики. Эта аппаратура должна соответствовать ГОСТ ISO 2954-2014 [9].

Кроме того, РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 [7] четко определяет критерии оценки общего технического состояния и работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации в результате проведения различных видов виброконтроля, а также базовые положения вибрационного контроля и обработки результатов вибродиагностики.

### 2.3.2 Параметрическая диагностика насосных агрегатов

В процессе эксплуатации техническое состояние НА изменяется вследствие накопления повреждений, а также износа узлов и деталей. Наиболее быстрому процессу износа подвергаются лопатки выходной и входной кромок

у рабочего колеса, металл корпуса насоса проточной части улиток, элементы торцовых уплотнений и щелевых уплотнений рабочего колеса. Скорость потери работоспособности насосного агрегата и его частей определяется индивидуальными отличительными чертами насоса, исходным состоянием (базовыми характеристиками), режимом эксплуатации, числом механических примесей, качеством конструкции насоса и т.д., т.е. индивидуальный подход и собственная база для сравнения текущих параметров насоса.

В результате износа оборудования растут объемные, гидравлические и механические потери, что приводит к уменьшению полного коэффициента полезного действия (КПД) и его составляющих, и к деформации характеристик насосного агрегата.

Параметрической диагностикой проводится оценка эксплуатационных параметров НА НПС. Данная методика при переходе к ТОР по фактическому техническому состоянию, предназначенная для диагностирования и прогнозирования общего технического состояния НА НПС, разработана ИПТЭР в качестве руководящего документа РД 39-0147103-342-89 [10]. Основные положения этой методики сводятся к следующему.

Диагностирование текущих эксплуатационных параметров НА основано на сравнении базовых и фактических характеристик насоса, которые получены за определенный промежуток времени и обработанные с помощью методов статистического анализа. Сравнение производят для всех режимов по статистически обработанным параметрам, на которых работал НА за сутки (в единой автоматизированной системе управления (ЕАСУ)) и для более 3–4 режимов через 2100...3000 ч наработки (диагностирование основано на контрольных измерениях эксплуатационных показателей).

Сравнив деформированные текущие характеристики насоса с базовыми, которые взяты с учетом технологического номера насосного агрегата, можно получить достаточно полную информацию.

Характеристики НА, которые получены после монтажа и капитального ремонта, называются базовыми. Они могут различаться с паспортными вслед-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

стве несоответствия условий измерения параметров и свойств перекачиваемой жидкости, фактическими и стендовыми гидравлическими обвязками насосного агрегата, а также из-за индивидуальных отклонений в изготовлении и монтаже каждого насоса. Исходя из этого для эффективной эксплуатации насосных агрегатов нужно сравнивать паспортные и базовые характеристики, в случае значительного их отличия, проводить доводку НА с дальнейшей корректировкой коэффициента аппроксимации, т.е. заново производить расчет коэффициента аппроксимации для базовых характеристик.

При диагностировании НА на основе контрольных измерениях эксплуатационных параметров, их значения, которые используются при диагностировании и прогнозировании, приводятся к номинальной частоте вращения ротора ( $n_n$ ), номинальной плотности перекачиваемой жидкости ( $\rho_n$ ), в случае различия фактического – к номинальному наружному диаметру рабочего колеса насоса данного типоразмера ( $D_n$ ). В случае необходимости, учитывается влияние вязкости перекачиваемой нефти на напорную и энергетические характеристики насоса.

Характеристики насосов аппроксимируются следующими аналитическими кривыми:

$$H = a_0 + a_1Q + a_2Q^2 + a_3Q^3; \quad (2)$$

$$N_{\text{наг}} = c_0 + c_1Q + c_2Q^2 + c_3Q^3, \quad (3)$$

где  $H$  – напор насоса, м;  $Q$  – подача насоса [4].

Значения КПД насоса определяется по формуле

$$\eta = \frac{\rho_n g Q H}{N_{\text{эл.дв.}}} \quad (4)$$

Для каждого НА, подлежащего диагностированию, необходимы следующие данные:

1) номинальный наружный диаметр рабочего колеса  $D_n$ , номинальная частота вращения ротора  $n_n$  и коэффициент быстроходности  $n_i$ , паспортные характеристики насосного агрегата – напорная и энергетические; тип двигателя и его КПД для номинальной мощности;

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2) эксплуатационные характеристики насосного агрегата, такие как: технологический номер насосного агрегата в данной комбинации включения насосов на НПС; фактический наружный диаметр рабочего колеса; мгновенные значения текущей подачи насоса  $Q$ , давления во входном патрубке  $P_{вх}$ , давления в нагнетательном патрубке  $P_{вых}$ , мощности, которую потребляет насосный агрегат  $N$ , текущей частоты вращения  $n$ ;

3) физические свойства нефти: плотность  $\rho_n$  и кинематическая вязкость  $\nu$ ;

4) дополнительная информация: название НПС; сквозной номер насосного агрегата во всей совокупности контролируемых НА; наработка НА со времени монтажа либо последнего капитального ремонта; год, месяц, число, час проведения диагностирования;

5) значения коэффициентов аппроксимации, которые входят в функции по формулам (2), (3), величины  $n_n$ ,  $D_n$ ,  $\eta_{эл.дв}$ ,  $Re_{пер}$ ,  $\rho_n$ , сквозной номер каждого НА, относящиеся к нормативно-справочной информации и хранящиеся в базе данных.

При подготовке к реализации методики на НПС проводится аттестация измерительных средств.

Составной частью средств автоматики НПС являются комплекты преобразователей расхода, давления на входе и выходе насосного агрегата, мощности, плотности и вязкости.

Подача насоса измеряется с помощью турбинных преобразователей расхода узла учета нефти НПС с точностью 0,25 %.

Давление на входе и выходе НА измеряется штатными первичными преобразователями давления с точностью 0,6 %.

Также допускается измерение подачи и давления другими средствами, которые могут обеспечить достаточную точность.

Мощность, которая потребляется НА, измеряется с помощью штатных первичных преобразователей мощности с точностью 0,6 %. Возможно определение мощности по счетчику потребляемой электроэнергии либо амперметру и вольтметру.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Частота вращения ротора насосного агрегата измеряется с помощью тахометров либо датчиков оборотов с погрешностью менее 1 %.

Наработка НА измеряется по счетчику наработки либо определяется по журналу учета работы агрегата.

Плотность перекачиваемой нефти измеряется с помощью поточных плотномеров с погрешностью 1 % [11].

Допускается определение плотности и вязкости нефти в химлаборатории НПС согласно действующим ГОСТам.

При измерении параметров должны соблюдаться следующие требования:

- 1) из расчетов исключаются значения текущих параметров, измеренные:
  - в первые 72 ч после монтажа либо ремонта насоса, т.к. в данное время происходит приработка деталей и быстрый рост зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса;
  - при запуске либо остановке контролируемого насосного агрегата или ближайших с ним агрегатов НПС;
  - при переключении измерительных линий на узлах учета нефти;
- 2) снятие показаний проводится только при стационарном режиме перекачки (стационарным считается такой режим, который характеризуется неизменными параметрами в течение четырех и более часов);
- 3) контроль стационарности режима осуществляют по подаче либо по давлениям на входе или выходе насосного агрегата (колебания контролируемого параметра не должны быть больше 3 % от среднего значения);
- 4) параметры измеряют при бескавитационном режиме работы НА и отсутствии перетока нефти через обратный клапан;
- 5) значения текущих параметров приводятся к номинальной частоте вращения и номинальной плотности перекачиваемой жидкости (плотность воды при 20°C);
- 6) для каждого текущего режима работы насосного агрегата по измеренным значениям вязкости перекачиваемой нефти, частоты вращения и наружно-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

го диаметра рабочего колеса определяется число Рейнольдса и сравнивается с переходным и граничным значениями;

7) при различии фактического наружного диаметра рабочего колеса от его паспортного значения.

Проверку адекватности базовых характеристик паспортным и выдачу рекомендаций по доводке насосного агрегата осуществляют сразу же после получения базовых характеристик.

При проведении параметрической диагностики в подсистеме СКУТОР сбор информации с целью определения усредненной величины эксплуатационных параметров каждого НА для всех текущих стационарных режимов производят постоянно с периодичностью, которая установлена в регламенте функциональных подсистем ЕАСУ. При изменении режимов набор данных производят заново. Сравнение текущих характеристик с базовыми и проверка значимости отклонения производятся 1 раз в сутки.

Диагностирование эксплуатационных параметров производят на основе контрольных измерений через 2100...3000 ч наработки. Сбор информации производят более чем на 3–4 режимах [11].

Каждый вид деформации характеристик имеет соответствующую определенную причину. В таблице 2.8 и на рисунке 2.5 представлены описания деформаций характеристик насосных агрегатов и вызывающие их причины.

Диагностирование текущего технического состояния насосного агрегата производят в случае значительного отклонения эксплуатационных характеристик от базовых. Вовремя выявленные причины обеспечивают эффективную эксплуатацию насосных агрегатов, увеличивают реальный ресурс работы НА, не допуская отказов, которые связаны с износом и разрушением узлов и деталей. Основанием для вывода НА в ремонт является присутствие значительного отклонения.

Таблица 2.8 – Причины деформаций характеристик насосов [4]

Вид деформации характеристик	Описание	Возможные причины
Рисунок 2.5а	Насос потребляет меньшую мощность и развивает меньший напор, КПД – без изменений по сравнению с базовыми (паспортными) значениями	Искажение отливки РК
		Уменьшенный диаметр РК КПД двигателя ниже паспортного
Рисунок 2.5б	Напор и КПД снижены, мощность – без изменения	Увеличение шероховатости проточной части корпуса насоса
		Грубая, некачественно обработанная поверхность межлопаточных каналов РК и корпуса
		Несимметрично установленное колесо относительно вертикальной оси улитки насоса
Рисунок 2.5в	Напор – без изменений, мощность – выше, а КПД ниже базовых значений	Дефекты подшипниковых узлов и их сборки
		Расцентровка частей НА
		Прогиб вала
		Работа около критических оборотов
		Контакт в уплотнении РК
		Загрязнение внутренней полости электродвигателя
		Повышенный температурный режим работы двигателя

Продолжение таблицы 2.8

Рисунок 2.5г	Насос развивает больший напор и потребляет большую мощность, КПД – без изменения по сравнению с базовыми значениями	Наружный диаметр РК увеличен
Рисунок 2.5д	КПД насоса резко снижается, падение напора имеет срывной характер по сравнению с базовыми характеристиками	Недостаточный подпор на входе в насос, кавитация
Рисунок 2.5е	При заданных значениях напора подача меньше базовой, КПД несколько ниже базовых значений	Увеличены (но не чрезмерно) утечки через уплотнения рабочего колеса и вала
Рисунок 2.5ж	Значения напора и КПД снижены, а мощности – выше базовых значений	Чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцовые уплотнения
		Пропускает обратный клапан
Рисунок 2.5и	Напорная характеристика ниже базовой, особенно в области малых и больших подач	Наличие крупнодисперсных включений газа в перекачиваемой жидкости (но менее 2...5 % по объему)
Рисунок 2.5к	Для всей области подач требуется больший допускаемый кавитационный запас	Износ входных кромок лопатки РК

Продолжение таблицы 2.8

Рисунок 2.5л	Мощностная характеристика – без изменений, напорная характеристика проходит круче, напор при $Q = 0$ выше, максимальный КПД снижается по величине и смещается в сторону меньших подач	Площади спирального отвода снижены по сравнению с расчетными
Рисунок 2.5м	Напорная характеристика более пологая, величина максимального КПД увеличивается и смещается в сторону больших подач	Перерасширение площади спирального отвода

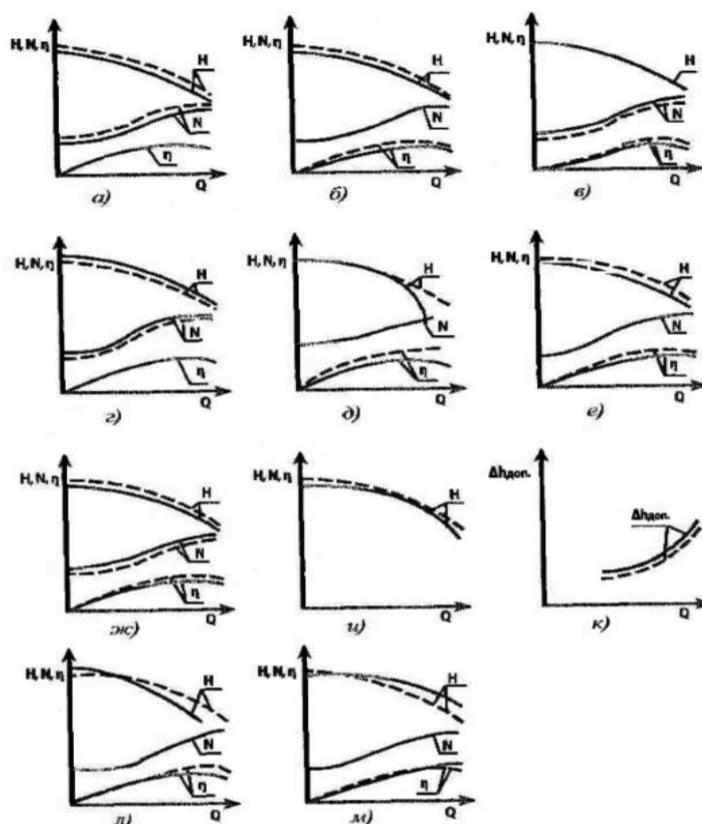


Рисунок 2.5 – Деформации характеристик: - - - - базовые характеристики;  
 ——— фактические (текущие) характеристики [4]

Проверка адекватности базовых характеристик паспортным проводится аналогично сравнению базовых и текущих характеристик. После того как выявлены причины неадекватности и доводки НА, согласно определенным причинам, способом наименьших квадратов вводят обработку базовых характеристик, определяют коэффициенты аппроксимирующих уравнений, передающиеся в базу данных. Содержание работ при диагностировании и их периодичность проведения представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Периодичность проведения диагностирования [10]

Содержание работ	Периодичность	Примечания
1. Сбор и подготовка информации для получения первоначальных базовых характеристик	После монтажа или капитального ремонта	Более 10 режимов в диапазоне подач от 0 до $Q_{max}$
2. Сравнение первоначальных базовых характеристик с паспортными. Выдача рекомендаций по доводке НА	То же	То же
3. Получение окончательных базовых характеристик для различных технологических номеров НА	После доводки НА	—//—
4. Сбор и подготовка текущих параметров	В течение суток (уровень АСУ ТП)	Для всех текущих стационарных режимов
	Через 2100...3000 ч наработки (при контрольных измерениях)	Для более 3...4 режимов
5. Проведение диагностирования текущего технического состояния НА	То же	То же

Продолжение таблицы 2.9

6. Выдача рекомендаций по дальнейшей эксплуатации насосного агрегата или выводу его в ремонт с приложением перечня возможных неисправностей	—//—	—//—
7. Прогнозирование технического состояния насосного агрегата	—//—	—//—

Далее методика требует сбора и статистической обработки информации для получения базовых и фактических характеристик НА.

После чего осуществляется пересчет усредненных параметров насоса при измерении частоты вращения ротора, вязкости нефти и наружного диаметра рабочего колеса.

Таким образом, порядок проведения диагностирования общего технического состояния НА сводится к следующему:

- согласно вышеизложенным указаниям производится сбор и статистическая обработка показателей с целью получения характеристик насосного агрегата при всех текущих стационарных режимах эксплуатации насосного агрегата;
- сравнение текущих и базовых характеристик проводится учитывая технологический номера насосного агрегата и основывают на проверке значимости отклонений приведенных значений параметров, которые характеризуют этот режим, от базовых характеристик НА;
- учитывая коэффициенты аппроксимации, по формулам вычисляются приведенные базовые значения напора, мощности и КПД для приведенного значения подачи к номинальной частоте вращения и базовой плотности жидкости;
- определяются и сравниваются нижние и верхние границы базовых и текущих параметров;

– в соответствии с таблицей 2.8 определяются возможные причины несоответствия текущих характеристик базовым и выдается диагностическое сообщение, учитывающее результаты вибродиагностики.

Основным показателем, который определяет вывод насосного агрегата в ремонт, является КПД. При эксплуатации техническое состояние НА изменяется из-за износа узлов и деталей. Вследствие износа возрастают все виды потерь, из-за чего происходит уменьшение КПД. Вследствие, изменение данного параметра позволяет осуществлять прогнозирование технического состояния НА.

При этом проводят разборку насоса и обследуют проточную часть корпуса и рабочего колеса, с помощью чего выявляют такие дефекты как:

- зауженное горло;
- отклонение размеров и площади спирального отвода от значений, которые указаны в конструкторской документации;
- дефект «языка»;
- большая шероховатость проточной части насоса и поверхности рабочего колеса;
- несоответствие размеров рабочего колеса конструктивным параметрам;
- расположение колеса несимметрично относительно спирального отвода;
- большой зазор между уплотнительным кольцом и ободом колеса либо несимметричность зазора по окружности;
- наличие зазора между корпусом насоса и уплотнительным кольцом [4].

Можно отметить, что оценка текущих эксплуатационных показателей (напора и КПД) должна выполняться по среднеарифметическому значению более 3-х замеров. Для того чтобы построить любые характеристики нужно обрабатывать более 5 точек (режимов), чтобы полностью охватить режим работы НА.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

### 2.3.3 Термодинамический метод диагностики насосных агрегатов

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 определяют величину использования подведенной к насосу энергии, т.е. КПД [12].

Методы определения КПД центробежного агрегата позволяют определить этот параметр при отсутствии информации по подаче, в случае если имеются значения перепадов температур жидкости на входе и выходе гидромашины и теплофизические константы перекачиваемой жидкости.

Внутренний КПД насоса различается с полным КПД на величину, зависящую от механических потерь и внешних утечек. Также при определении КПД насоса термодинамическим методом возникает дополнительная погрешность из-за влияния теплообмена между корпусом насоса и окружающей средой.

## 2.4 Диагностика арматуры нефтепроводов

При диагностировании арматуры контролируют ее герметичность, а также наличие дефектов в ее корпусе и деталях.

### 2.4.1 Контроль герметичности запорной арматуры

Опыт эксплуатации запорной арматуры показывает, что основное количество неисправностей связано с нарушением герметичности.

Для ее контроля используют: опрессовку, акустический метод, радиоизотопный метод.

В первом случае в отсеченном участке трубопровода создают избыточное давление не менее 0,4 МПа. Контроль за изменением давления ведется по показаниям манометров (класса точности не ниже 0,6 и со шкалой, рассчитанной на давление не менее чем на 30 % выше испытательного) не менее 30 мин. О не-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

герметичности затвора проверяемой запорной арматуры свидетельствует падение давления в отсеченном участке на большее или равное 0,1 МПа за 30 мин [4].

Контроль герметичности затвора при эксплуатации трубопроводной арматуры осуществляется при выполнении следующих требований:

- на линейной части магистральных нефтепроводов он должен быть двухсторонним (кроме переходов МТ через водные преграды, камер пуска и приема);
- в технологической обвязке НПС, переходов МТ через водные преграды, камер пуска и приема при последующей проверке должен осуществляться с противоположной стороны.

Сущность акустического метода определения негерметичности запорной арматуры заключается в анализе звукового поля, возникающего при протечках.

При диагностировании арматуры акустическим методом используются следующие основные параметры колебательного процесса: а) частота  $f$  (число колебаний в секунду); б) звуковая мощность (количество звуковой энергии, излучаемой арматурой в окружающее пространство в единицу времени); в) звуковое давление  $L$ .

В ходе диагностирования сравнивают величины уровня звукового давления в зависимости от частоты колебаний (спектра) исправной условно (герметичной) арматуры и арматуры, которая имеет определенное техническое состояние на момент обследования, при прочих равных условиях эксплуатации.

Для обеспечения большей достоверности диагностирования базовые шумовые характеристики необходимо получить для каждой конкретной арматуры (по типоразмеру и виду), установленной в трубопроводной обвязке НПС. Измерения следует проводить в одних и тех же точках и в результаты замеров вносить поправочные коэффициенты, учитывающие изменения состояния стенок колодца во время измерений, рабочее давление, вибрацию трубопровода, по-

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>50</i>

годные условия и другие факторы. Микрофоны (М) для измерения шума рекомендуется устанавливать на уровне оси трубы по обе ее стороны.

Измерять шум следует не менее трех раз в каждой точке и определять среднее арифметическое значение. Если расхождение между результатами последовательных измерений в рассматриваемой точке превысит 3...5 дБ, то замеры необходимо повторить.

Контроль герметичности затвора в процессе эксплуатации трубопроводной арматуры проводят акустическими течеискателями типа ULTRAPROBE-100, ИНСПЕКТОР-400 или другими аналогичными приборами.

Сущность радиоизотопного метода заключается в регистрации радиоактивного излучения от специально введенных в поток нефти изотопов.

Метод предусматривает заполнение участка трубопровода по одну сторону задвижки нефтью с добавкой радиоактивного изотопа и создание в нем избыточного давления  $P_1$  превышающего  $P_2$ . Если задвижка негерметична, то проникновение нефти с радиоактивным изотопом в смежную секцию трубопровода будет зафиксировано датчиком. Сила излучения, фиксируемого им, пропорциональна объему нефти, прошедшей через задвижку. Поэтому возможно оттарировать датчик таким образом, чтобы по силе излучения давать заключение о количестве нефти, пропускаемой задвижкой [4].

Процесс реализации радиоизотопного метода достаточно прост, оперативен (длится 3...5 мин), не связан с какими-либо врезками или трудоемкими монтажными работами. Однако его практическое применение весьма ограничено. Дело в том, что для каждого применения метода необходимо согласование с органами санитарного надзора, внутренних дел. Доставка изотопа к месту применения требует, как правило, специального транспорта и согласования с автоинспекцией. При реализации метода должно быть четко спланировано проведение работ, так как время заказа изотопа и его использования строго регламентировано периодом его полураспада.

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>51</i>

## 2.4.2 Контроль герметичности обратных клапанов

В данном случае могут быть применены радиоизотопный метод и метод анализа эксплуатационных характеристик насосного агрегата.

Схема, иллюстрирующая применение радиоизотопного метода, приведена на рисунке 2.6. Она предусматривает введение радиоактивного изотопа во всасывающую линию насоса 2 (в обвязке которого находится обследуемый обратный клапан ОК2) из баллона Б и последующий контроль наличия радиоактивного излучения с помощью датчика Д там, где при герметичном обратном клапане изотоп оказаться не может.

Сущность другого метода контроля негерметичности обратных клапанов заключается в анализе эксплуатационных характеристик насосного агрегата.

При негерметичном обратном клапане наблюдается несоответствие между развиваемым насосом давлением и потребляемой мощностью. Следовательно, осуществляя контроль за эксплуатационными параметрами насоса (напором и потребляемой мощностью) и сравнивая их значения с паспортными или базовыми, можно судить о степени негерметичности обратного клапана.

Описание недопустимых дефектов корпусных деталей арматуры и узла затвора, а также методов их контроля приведены в таблице 2.10.

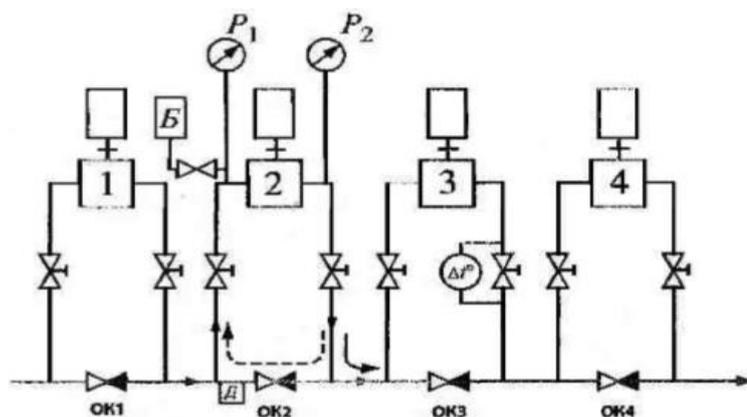


Рисунок 2.6 – Схема установки приборов для обнаружения негерметичности арматуры обратного клапана радиоизотопным методом: Б – баллон для ввода в обвязку насоса нефти с радиоизотопным элементом; Д – датчик радиоактивного излучения; —> – движение основного потока нефти после второго насоса; - -> – часть потока нефти, проходящего через негерметичный обратный клапан [4]

					<i>Диагностика объектов трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Таблица 2.10 – Методы контроля недопустимых дефектов корпусных деталей арматуры и узла затвора [4]

Элементы арматуры	Описание дефекта	Недопустимые размеры дефекта	Метод контроля для обнаружения дефекта
Необработанные поверхности корпуса, крышки, патрубков	Подповерхностные трещины, свищи	Не допускается	Капиллярный, магнитопорошковый
	Поверхностные трещины, наплавки, выполенные в процессе эксплуатации	Не допускается	Визуально-измерительный, капиллярный, магнитопорошковый
	Раковины	Одиночные в плане более 5 мм и глубиной более 15 % толщины стенки	Визуально-измерительный, ультразвуковой, капиллярный, магнитопорошковый
		Распределенные в плане более 3 мм и глубиной более 15 % толщины стенки, в количестве более трех на площади размером 100 на 100 мм при расстоянии между ними не более 15 мм	Визуально-измерительный, ультразвуковой

Продолжение таблицы 2.10

	Риска (царапина, задир)	Глубиной более 5 % толщины стенки	Визуально-измерительный
	Внутренние несплошности	Площадью более 20 мм <sup>2</sup> для толщин до 50 мм и более 30 мм <sup>2</sup> для толщин от 50 до 100 мм	Ультразвуковой
Обработанные поверхности корпуса, крышки, в том числе:			
– отверстия под запрессовку втулок или под сальниковую набивку	Трещины, наплавки, раковины	Не допускается	Визуально-измерительный
– сопрягаемые поверхности фланцевого соединения «корпус – крышка»	Трещины, наплавки Раковины	Не допускается В плане более 1 мм и глубиной более 1 мм	Визуально-измерительный Визуально-измерительный
Сварные швы корпусных деталей	Трещины, незаваренные кратеры, прожоги, свищи	Не допускается	Визуально-измерительный, ультразвуковой, радиографический

Продолжение таблицы 2.10

	Непровары, несплавления	Глубиной более 1 мм и длиной более 30 мм	Ультразвуковой, радиографический
	Подрезы	Глубиной от 0,5 мм и длиной от 150 мм	Визуально-измерительный
	Норы	Более 5 % толщины свариваемых деталей	Ультразвуковой, радиографический
	Шлаковые включения	Глубиной более 10 % толщины шва и длиной более 7 мм	Ультразвуковой, радиографический
	Несоответствие размеров	Несоответствие размеров, выходящие за пределы допуска на размер	Визуально-измерительный
Узел затвора в целом	Негерметичность	Величины протечек, превышающие допускаемые величины	Испытания на герметичность затвора
Узел затвора, в том числе уплотнительные поверхности узла затвора	Поверхностные несплошности, эрозионный износ	Не допускается	Визуально-измерительный

### 3 Техническое обслуживание и ремонт оборудования трубопроводного транспорта нефти

Система технического обслуживания и ремонта – это комплекс связанных между собой положений и норм, которые определяют порядок и организацию проведения работ по ТОР оборудования для данных условий эксплуатации для обеспечения показателей качества, предусматривающихся в нормативном документе.

Все мероприятия, которые проводятся во время эксплуатации МТ, подразделяются на две группы: плановые и внеплановые. Последние обычно связаны с ликвидацией отказов и заключаются в обнаружении отказа, ликвидации его последствий и восстановлении работоспособности трубопровода.

Плановые мероприятия проводят профилактически и реализуют в виде настроек, регулировок, замен, наладок и т.д.

Выделяются три основные проблемы профилактического обслуживания:

- 1) определение периодичности профилактики;
- 2) определение объемов профилактики;
- 3) организация выполнения профилактики [3].

При назначении сроков проведения профилактических работ исходят из наработки по отдельному виду оборудования (наработка – это продолжительность или объем работы, выполненный оборудованием), или же учитываются специфические условия, которые влияют на состояние оборудования (климатические и т.п.). На назначение периодичности профилактики влияют показатели надежности данного оборудования. В процессе эксплуатации оборудование находится в одном из трех состояний: исправном (неисправности нет), неисправном (возникла неисправность, а отказ не наступил), неработоспособном (отказ наступил). При этом первые два состояния (исправное и неисправное)

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Бочкарева Т.Ю</i>				<b>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						56	124
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2БЗА</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

являются работоспособными.

Содержание профилактического обслуживания или другими словами объем профилактики накапливается в процессе эксплуатации и определяется фактическим состоянием объекта.

Организация по выполнению профилактического обслуживания состоит в планировании процесса профилактики и его управлением. При этом планирование включает такие вопросы, как подготовка объекта к профилактике, распределение обслуживающего персонала, последовательность выполнения работ, материально-техническое обеспечение, квалификация и специализация персонала, взаимозаменяемость, а управление предусматривает диспетчеризацию работ, организацию рабочего места, организацию труда, количество и численность бригад и т.п.

В зависимости от решения данных проблем, выделяются следующие стратегии ТОР:

- 1) по потребности после отказа;
- 2) планово-предупредительная в зависимости от наработки;
- 3) планово-предупредительная по состоянию.

Стратегия ТОР после отказа заключается в ремонте объектов по потребности в случае возникновения отказа или поломки в случайный момент времени. Система обеспечивает практически полное использование ресурса отдельных деталей, так как элементы эксплуатируются до отказа. В это же время параметр безотказности оборудования остается небольшим в результате отсутствия работ по предотвращению отказов. Также аварийный ремонт сопровождается немаленькими материальными издержками.

Основу планово-предупредительной системы ТОР по наработке составляет плановый ремонт (обслуживание), который предупреждает отказы оборудования и осуществляется регламентно через определенный период времени. Основной недостаток данной стратегии ТОР это значительное недоиспользование ресурса деталей при их заблаговременной замене во время планового ремонта.

Данный вид системы ТОР повышает показатель безотказности, и в то же время снижает долговечность составных частей объекта [3].

Стратегия ТОР по состоянию на базе диагностирования состоит в плановом контроле состояния оборудования с установленной периодичностью и обслуживанием в зависимости от этого состояния. При этом повышается степень использования ресурса оборудования и показатель безотказности оборудования. Однако эта стратегия требует разработки способов и средств диагностирования, которые обладают большой информативностью.

В настоящее время при ТОР нефтепроводов в основном используется система ППР по наработке. При этом несмотря на большой объем работы и соответствующие трудозатраты не обеспечивается достаточная надежность оборудования, требования к которой резко увеличились при переходе на эксплуатацию по малолюдной технологии.

### **3.1 Техническое обслуживание и ремонт линейной части МН**

Система планово-предупредительных ремонтов (ППР) линейной части МН включает ТО и плановые ремонты. ТО заключается в технических осмотрах и ТО линейной части МН.

Технические осмотры линейной части трубопровода включают:

- патрулирование трассы, т.е. визуальное наблюдение для своевременного обнаружения опасных ситуаций, которые угрожают целостности и безопасности МТ либо безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех сооружений с применением технических средств, для определения их технического состояния [11].

В зависимости от особенностей эксплуатируемого нефтепровода, степени повреждений трассы и объектов на линейной части, износа трубопроводных систем и трудоемкости ремонтных работ различают такие виды плановых ремонтов как текущий и капитальный.

Текущий ремонт (ТР) выполняют для обеспечения либо восстановления исправности оборудования и сооружений магистрального нефтепровода и

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>58</i>

представляет собой замену или восстановление отдельных частей оборудования МТ.

Капитальный ремонт (КР) выполняют для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса линейной части, оборудования и сооружений магистрального нефтепровода с заменой или восстановлением любых составных частей МТ, включая базовые.

ТР сооружений линейной части МН обычно выполняется совместно с ТО по утвержденному графику.

КР – это плановый ремонт, выполняющийся в соответствии с рабочим проектом, который разработан проектной организацией, у которой имеется соответствующая лицензия. Также организация, которая выполняет ремонт, разрабатывает проект производства работ, утвержденный руководством эксплуатирующей организации (ОАО МН). Техническое задание на ремонт МТ предусматривает достижение таких же параметров, которые были у вновь построенного нефтепровода (рабочее давление, пропускная способность и др.).

Выборочным ремонтом является локальный ремонт линейной части трубопровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке трубопровода. Выборочный ремонт можно выполнять без остановки перекачки при давлении менее 2,5 МПа без подъема нефтепровода с сохранением его положения в траншее согласно требованиям действующих нормативных документов для конкретного метода ремонта.

В выборочный ремонт входит: ремонт участков, которые прилегают к узлам линейной арматуры; ремонт участков длиной до  $20 D_y$ ; ремонт протяженных участков методом последовательных захваток либо с использованием грунтовых опор; ремонт участков трубы с гофрами, с заменой «катушки», узлов линейной арматуры и др. [11].

Трассу трубопровода необходимо патрулировать для контроля состояния охранной зоны и прилегающей к ней территории, выявления факторов, создающих угрозу безопасности и надежности эксплуатации трубопровода. Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавли-

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

вает руководство эксплуатирующей организации в зависимости от условий местности и времени года и осуществляется:

- воздушным патрулированием не менее 2-5 раз в 7 дней;
- наземным патрулированием на транспортных средствах более 1 раза в 7 дней, а в зависимости от конкретных условий эксплуатации – ежедневно;
- наземное патрулирование, которое ежедневно выполняется обходчиками.

При патрулировании линейной части МТ особое внимание уделяют:

- наличие признаков утечек нефти;
- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- эрозии грунта;
- льдообразованию;
- образованию промоин и размывов;
- оползневым участкам;
- оседанию грунта над нефтепроводом;
- оголению нефтепровода;
- пересечению трубопроводом водотоков, железных и автомобильных дорог.

Об обнаруженных утечках нефти, различных неисправностях и повреждениях сооружений на трассе, которые угрожают нормальной работе трубопровода и безопасности людей или находящихся вблизи населенных пунктов, предприятий, и о нарушениях охранной зоны трубопровода, лица, которые выполняют патрулирование, обязаны немедленно сообщить непосредственному руководителю и диспетчеру.

Результаты патрулирования должны заноситься в журнал патрулирования.

Трассу трубопровода на местности необходимо обозначать опознавательными и предупредительными знаками в виде столбиков со щитами-указателями

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

высотой 1,5–2 м от поверхности земли, которые устанавливаются в пределах прямой видимости, но не менее чем через 500–1000 м, и также на углах поворота и пересечениях с другими нефтепроводами и коммуникациями [13].

### **3.2 Техническое обслуживание и ремонт основного и вспомогательного оборудования нефтеперекачивающих станций**

Техническая эксплуатация и обслуживание насосных агрегатов и вспомогательного оборудования – это совокупность организационно-технических мероприятий по систематическому надзору за оборудованием для поддержания его длительное время в надежном состоянии, выполняемых эксплуатационными службами.

Эксплуатация оборудования осуществляется путем межремонтного обслуживания (техническое обслуживание) и ремонтов. Техническое обслуживание (ТО) осуществляется в профилактических целях. В объем ТО входят эксплуатационный уход и мелкий ремонт. Для насосных агрегатов ТО включает в себя: наблюдение за состоянием агрегатов, запорной арматуры и трубопроводов; надзор за контрольно-измерительными приборами и системами автоматизации и их регулирование; наблюдение за нормальной работой системы смазки, охлаждения и уплотнений; периодический контроль технологических и технических показателей, предусмотренных инструкцией; подтяжку болтовых соединений, регулировку уплотнений, чистку оборудования, устранение мелких неисправностей и др. ТО осуществляется обычно в плановом порядке и позволяет удлинить срок службы оборудования.

#### **3.2.1 Стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования НПС**

Надежная работа НПС непосредственно связана с организацией межремонтного обслуживания и ремонта эксплуатируемой аппаратуры и оборудования. При этом расходы на поддержание исправности оборудования часто значительно выше его первоначальной стоимости.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Но, исходя из опыта эксплуатации, широко применявшаяся до настоящего времени система планово-предупредительного ремонта (ППР), которая регламентирует заранее установленные сроки и объемы ремонта, имеет существенные недостатки, основные из которых: невозможность поддержания требуемых показателей надежности, приводящих к невыполнению требований промышленной безопасности и сокращению объемов перекачки нефти; эксплуатация магистральных и подпорных НА с сниженными значениями КПД и напора; недоиспользование ресурса деталей, приводящие к увеличению общего количества и суммарной трудоемкости ремонтных работ.

Кроме того, анализ фактического состояния системы технического обслуживания и ремонта, выполненный по ряду предприятий, показывает очень большие отклонения фактического времени проведения ремонта по основному технологическому оборудованию.

Это можно объяснить тем, что действующие нормативные документы системы ППР, оборудования нефтеперекачивающих станций недостаточно учитывают техническое состояние машин при эксплуатации.

Для достижения уменьшения трудозатрат на ТОР более эффективным методом в настоящее время считается применение качественно нового подхода к системе планирования и организации ТОР, основывающегося на результатах контроля и оценки фактического технического состояния оборудования НПС. Сохраняя, в принципе, плановый характер организации ремонта и контроля технического состояния оборудования, такая система ТОР в перспективе должна опираться на широкое применение средств технической диагностики. Ее эффективность предопределяется сроками вывода в ремонт и объемами работ, которые определяются для каждого агрегата индивидуально путем математической обработки диагностических параметров его состояния [11].

С учетом вышеизложенного для выявления и предупреждения отказов выделяются следующие стратегии ТОР оборудования НПС: планово-предупредительная в зависимости от наработки; по потребности после отказа; по состоянию.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Стратегия ТОР после отказа заключается в том, что составные части и само оборудование НПС ремонтируют после возникновения отказа и поломки в любой момент времени. Трудоемкость восстановления в данном случае также величина случайная. Система может обеспечивать практически полное использование ресурса, отдельных деталей, из-за того что элементы эксплуатируются до отказа. Кроме того, в связи с отсутствием работ по предотвращению отказов показатель безотказности остается небольшим, а аварийный ремонт сопровождается высокими материальными издержками. При данной стратегии ТОР факт отказа может привести к серьезным последствиям, которые повлекут к сокращению перекачки, длительному простоему оборудования, ухудшению безопасности эксплуатации объектов.

Основу системы ТОР составляет плановый предупреждающий отказ, обслуживание (ремонт) оборудования, осуществляемое регламентно через заранее назначенные промежутки времени  $t_m$ . В случае если оборудование отказывает в случайный момент времени  $t_i$  в межремонтном периоде, то проводят внеплановый ремонт длительностью  $t_b$ .

Следующий плановый ремонт осуществляется через время  $t_m$  или время  $t_m + t_i$ , т.е. такая система ТОР имеет две разновидности: учитывая наработку до отказа в межремонтном периоде и не учитывая наработку до отказа. В первом случае необходимо постоянно корректировать графики ППР. По данной системе при планировании ТОР оборудования НПС используются календарный и регламентный методы.

Календарный метод заключается в проведении ТО в зависимости от срока службы оборудования (узла или элемента), т.е. календарного времени их эксплуатации. При этом интенсивность использования оборудования не учитывают. Данный метод применяют для оборудования, которое находится в эксплуатации в режиме ожидания (компрессоры, вентиляторы, задвижки и т.д.). Замена и ремонт по календарным срокам, не учитывая использование оборудования, ведет к неоправданным трудовым и материальным потерям.

Регламентный метод заключается в проведении ТО оборудования по достижении определенной наработки, в результате которой производят выработку ресурса. Организация ТО является достаточно простой, однако возможности экономии сил и средств используются не полностью.

Из-за высоких требований к безотказности агрегатов и систем НПС межремонтный ресурс необходимо назначать таким образом, чтобы все его узлы и детали отработали с вероятностью безотказной работы не менее  $\gamma_n = 95\%$  [11].

Из практического опыта и исследований можно увидеть, что традиционный метод замены узлов и деталей оборудования по отработке установленного межремонтного ресурса имеет целый ряд существенных недостатков. К этим недостаткам относятся: низкий коэффициент использования деталей из-за частой замены и выполнения неоправданного объема ремонтных работ; недоиспользование индивидуальных ресурсов большинства деталей; плохое влияние на надежность оборудования из-за увеличения интенсивности послеремонтных отказов. Также при этом методе замены возможны внезапные отказы и требуются большие обменные фонды запасных частей и значительные трудовые затраты для восстановления исправности оборудования.

Одним из радикальных путей увеличения надежности и эффективности использования деталей и узлов оборудования на перспективу является разработка и внедрение в практику эксплуатации трубопроводного транспорта метода обслуживания оборудования по техническому состоянию. При этом элемент подвергают замене только в случае, если значение прогнозируемого показателя данного элемента (агрегата) приблизилось к предельному уровню. Во всех других случаях продолжают эксплуатацию до очередной проверки состояния агрегата. При этом значительно уменьшаются трудозатраты на обслуживание, уменьшается расход дорогостоящих деталей и узлов. Принципиальная возможность и внедрение метода замены по техническому состоянию может обеспечить повышение средней наработки деталей и узлов между заменами в 1,5 – 2 раза, уменьшение удельных приведенных затрат на ТОР и восстановление работоспособности в 1,5 раза.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

Данная стратегия ремонта наиболее целесообразна для подпорных и магистральных НА, на чью долю приходится 90 – 96 % всей потребляемой электроэнергии НПС, и чьи отказы могут привести к серьезным последствиям. При реализации данной стратегии ТОР с постоянной периодичностью проводят проверку состояния НА, по результатам проверки оценивается состояние НА в момент контроля  $t_{ki}$  и прогнозируется его состояние к моменту последующего контроля  $t_{ki+1}$ . Проанализировав текущие прогнозные параметры состояния НА сопоставляя с предельно допустимыми определяется потребность его в ремонте на межпроверочном интервале времени  $(t_{ki}, t_{ki+1})$ . В данном случае проводят ремонт агрегата по потребности, характеризующейся заранее не регламентируемым сроком, а определением остаточного ресурса. Объем ремонта определяется потребностью в замене деталей и узлов, которые обуславливают предотказовое состояние оборудования. В случае возникновения отказа на периоде  $(t_{ki}, t_{ki+1})$  агрегат подвергается восстановительному ремонту [3].

Стратегия ТОР имеет две разновидности по состоянию: одна из которых характерна для ремонта по потребности без диагностирования состояния насосных агрегатов, когда отклонение параметра состояния превышает предельно допустимое значение; а вторая – для ремонта, по потребности с диагностированием состояния, когда отклонение фактического значения параметра состояния равно предельно допустимому.

Обслуживание и ремонт по состоянию с контролем параметров предусматривают непрерывный и периодический контроль и измерение показателей, которые определяют техническое состояние функциональных систем и изделий. Такими показателями для НА могут быть напор, вибрация, КПД, температура, сила тока, кавитационный запас и др.

Эта стратегия требует разработки способов и средств диагностирования, которые бы обладали большой информативностью.

Стратегия ТОР по состоянию обладает максимальными возможностями по управлению техническим состоянием оборудования НПС.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Реализация стратегии ТОР по «состоянию» требует знания характеристик надежности функциональных систем и изделий в процессе эксплуатации, четкой организации информационного обеспечения; наличие средств контроля и диагностики. В свою очередь, это повлечет перестройку технологии и организации эксплуатационных и ремонтных служб предприятий.

При каждой системе технического обслуживания и ремонта используют определенные управляющие показатели (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Управляющие показатели, используемые различными системами ТОР [3]

Управляющие показатели	Системы ТОР		
	по потребности	плановопредупредительная по наработке	ТОР по состоянию
Межконтрольная наработка (или периодичность обслуживания и ремонта)	–	+	+
Допускаемые без технических воздействий отклонения параметров состояния	–	–	+
Погрешность измерения параметров	–	–	+
Степень восстановления параметров при ремонте	+	+	+
Остаточный ресурс до ремонта	–	–	+
Полный срок службы	+	+	+

Совершенство любого метода обслуживания и ремонта определяется тем, насколько полно он может обеспечить взаимодействие объективно существующего процесса изменения технического состояния конкретного оборудования и процесса его технической эксплуатации.

Контроль фактического технического состояния оборудования требует совершенной системы диагностики, обучения персонала, организации единой автоматизированной системы сбора и анализа показателей надежности, разработки мероприятий по снижению погрешностей определения технологических параметров, создания системы метрологического обеспечения измерений и обработки сигналов и т.д. Без выполнения всех этих условий переход на новую систему ТОР невозможен.

### 3.2.2 Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования НПС по техническому состоянию

Система ремонта и технического обслуживания по фактическому техническому состоянию включает в себя своевременное проведение ТО, диагностического контроля технического состояния, выполнение работ при регламентных остановках и в случае отклонения диагностируемых параметров от установленных в нормативной технической документации восстановление исправного состояния оборудования.

Вид системы ТОР выбирают на основании технико-экономического обоснования для отдельного типа оборудования.

Рекомендуемые виды системы ТОР для различных типов оборудования НПС представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Рекомендуемые виды системы ТОР оборудования НПС [3]

Оборудование	Вид системы ТОР
Магистральные насосы	ТОР по техническому состоянию
Подпорные насосы	ТОР по техническому состоянию, ППР
Маслосистема	
Система охлаждения электродвигателей	
Система воздушного охлаждения масла	
Система воздушного охлаждения воды	

Продолжение таблицы 3.2

Система вентиляции	
Трубопроводная арматура: задвижки, обратные клапаны, клапаны СППК	
Система откачки утечек	
Блок регуляторов давления	
Узлы учета нефти	
Блок фильтров-грязеуловителей	
Устройство систем сглаживания волн давления (ССВД)	
Котлы и котельно-вспомогательное оборудование	ТОР по техническому состоянию, ППР
Инженерные коммуникации	
Магистральные, подпорные и насосы собственных нужд, трубопроводная арматура, все вспомогательные и технологические системы в случае, если они не эксплуатировались более 0,5 года и не были законсервированы	ППР

Системы телемеханики, автоматизации и АСУ должны обеспечивать надежный контроль, измерение и регистрацию технологических и эксплуатационных показателей перекачки, оборудования и систем, которые используются для принятия решений о необходимости ремонта.

Выполняет плановый диагностический контроль бригада диагностики с соответствующей аппаратурой, ЦБПО или эксплуатационно-ремонтный персонал НПС, который имеет допуск к работе с диагностической аппаратурой или стороннее предприятие, имеющее лицензию на проведение работ по диагностике на объектах НПС.

Анализ изменения контролируемых показателей проводится главными специалистами предприятия с использованием базы данных по начальным показателям работы оборудования и номенклатуре.

В случае резкого изменения постоянно контролируемых (оператором или приборами телеметрии) показателей проводится внеплановый диагностический контроль с дальнейшим решением о выводе в ремонт этого оборудования. Решение о выводе в ремонт механоэнергетического оборудования принимает старший инженер НПС согласовано с главным механиком или главным энергетиком предприятия.

Неплановый диагностический контроль осуществляется также и в случае, если в результате оперативного контроля вынесли решение о предполагаемом развитии дефекта. Анализ изменения контролируемых показателей проводится с учетом предполагаемых изменений режимов перекачки [3].

При реализации системы ТОР по фактическому техническому состоянию для оборудования, которое оставляется на обслуживание по планово-предупредительной системе, устанавливается периодичность проверки технического состояния, равная межремонтной наработке, а для оборудования, которое обслуживается по фактическому техническому состоянию, – допускаемое значение контролируемого параметра и межконтрольная наработка.

Межконтрольная наработка и периодичность диагностического контроля устанавливается различными способами. Периодичность контроля может быть как гибкой, так и жесткой.

При жесткой системе последовательность проверок определяется заранее и не изменяется в процессе эксплуатации. При гибкой системе срок очередного контроля устанавливается в ходе диагностического обследования, т.е. решение о проведении последующего контроля принимается после анализа результатов предыдущего контроля, на основании прогнозирующих оценок надежности показателей с учетом наработки и фактических эксплуатационных параметров.

Так как на начальном этапе перевода системы на обслуживание и ремонт по фактическому техническому состоянию опыта прогнозируемых оценок недостаточно, то можно говорить о жесткой системе проверок. В данном случае межконтрольная наработка регламентируется и остается неизменной в процессе всего времени эксплуатации.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Для обеспечения необходимой надежности работы оборудования, обслуживаемого по фактическому техническому состоянию, значение межконтрольной наработки должно быть меньше значения наработки на отказ узла с самым большим значением параметра потока отказов, т.е. определение объема и сроков выполнения ТОР базируется на методе «слабейшего звена».

Для выбора «слабейшего звена» диагностируемого оборудования используются данными по отказам, проводят определение элементов оборудования и систем, лимитирующих надежность НПС.

### 3.3 Техническое обслуживание и ремонт резервуаров

Проверка и ТО резервуаров необходимо проводить в соответствии с картами технического обслуживания (таблицы 3.3 – 3.6).

При осмотре РВС нужно обращать внимание на следующее: протечки нефти; появление хлопунгов и вмятин; образование трещин по сварным швам и по основному металлу; неравномерную осадку резервуара.

В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) нужно контролировать соответствие избыточного давления установленному (допустимому). Для резервуаров, которые находятся в эксплуатации долгое время, возможно уменьшение избыточного рабочего, максимального давления и вакуума в сравнении с проектным на величину, которая определяется на основе результатов диагностирования состояния резервуара.

Таблица 3.3 – Карта технического обслуживания РВС [3]

Объект	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Каждый день в светлое время суток	Визуально проверять внешнее состояние. Обращать внимание на окрайки днища, сварные горизонтальные и вертикальные швы нижних поясов

Продолжение таблицы 3.3

2. Дыхательный клапан	Не меньше: 2-х раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	Очистить от грязи, окиси металла и пр. седла тарелок, что препятствует свободно перемещаться клапанам вниз и вверх. Тарелки клапанов повернуть несколько раз плотно их прижимая к седлу. Обмерзания предохранительных сеток, которые закрывают наружные отверстия дыхательных клапанов, заедания и примерзания клапанов не допускать
3. Огневой предохранитель на резервуаре	Не меньше 1 раза в месяц в весенне-летний период	Крышку огневого предохранителя снять, проверить плотность фланцевых соединений и крышки, исправность и чистоту пакетов, убрать с них пыль, правильность расположения плоской и гофрированных металлических лент или пластин
4. Предохранительный клапан	Не меньше: 2-х раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверять качество и паспортный уровень масла, а также чистоту сетчатой перегородки, горизонтальность колпака. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе долить жидкость такой же марки. Убрать лед, снег и иней на внутренней поверхности колпака при обнаружении

Продолжение таблицы 3.3

5. Люки: люк-лаз и световой	Не меньше 1 раза в месяц	Визуально проверить затяжку болтов всех фланцевых соединений и наличие прокладок.
6. Уровнемер	Перед использованием, но не меньше 1 раза в месяц	Контрольную проверку правильности показаний прибора нужно проводить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
7. Перепускное устройство	Не меньше 2-х раз в месяц	Проверять плавность закрытия-открытия вентиля
8. Кран сифонный	Не меньше 2-х раз в месяц	Проверять отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавными и без заеданий; приемный отвод в нерабочем состоянии должен располагаться в горизонтальном положении
9. Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не меньше 2-х раз в месяц	Проверять герметичность сварных швов
10. Системы пенотушения	Сроки и порядок ТО систем пожаротушения осуществляются в соответствии с нормативными документами ГУГПС МВД России	

Продолжение таблицы 3.3

11. Генератор пены ГПСС	1 раз в месяц	Необходимо проверять состояние растворопровода и уплотнений монтажного фланца; состояние рычажной системы и защитной сетки; внешний вид генератора
	1 раз в год	Проверять срабатывание ручного привода; чистить и промывать сетки кассеты; чистить, промывать и смазывать шарнирные соединения; чистить, промывать распылитель; выявлять и исправлять места коррозии и отслаивания покрытий; проверять состояние контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверять уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
12. Шахтная лестница	Каждый раз перед использованием, но не меньше 1 раза в месяц	Следить за исправностью и не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период
13. Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации – 1 раз в год; в последующие – 1 раз в 5 лет или при диагностике	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование крайки днища

Продолжение таблицы 3.3

14. Система размыва донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Контрольный пуск для проверки целостности и пропускной способности системы
--------------------------------------	---	--

Таблица 3.4 – Карта технического обслуживания РВСП [3]

Объект	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар и его оборудование	Так же, как и для РВС за исключением дыхательной арматуры	
2. Понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в год	Проверять на поверхности понтона наличие нефти
3. Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	2 раза в год	Проверять целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очищать от пыли. Снимать огневые предохранители при температуре наружного воздуха меньше 0°С

Таблица 3.5 – Карта технического обслуживания РВСПК [3]

Объект	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Каждый день	Так же, как и для РВС
2. Кольцо жесткости	2 раза в год	Визуально проверять внешнее состояние

Продолжение таблицы 3.5

3. Дополнительные кольца жесткости	2 раза в год	Визуально проверять внешнее состояние
4. Центральная часть плавающей крыши	Каждый день, в светлое время	Проверять наличие нефти или отпотин
5. Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открывать крышки люков всех коробов и отсеков между коробами, проверять наличие отпотин или нефти в коробах
6. Световой люк	1 раз в месяц	Визуально проверять наличие прокладок, затяжку болтов фланцевых соединений
7. Шахтная лестница площадка-переход	Перед использованием, но не меньше 1 раза в месяц	Проверять исправность, не допускать загромождения посторонними предметами, загрязнения, присутствия наледи в осенне-зимний период
8. Катучая лестница	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обращать внимание на состояние верхнего узла вращения
9. Опорная ферма	1 раз в неделю	Обращать внимание и своевременно удалять образование наледи зимой
10. Водоспуск	Каждый день	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться в отсутствии выхода нефти из открытого крана водоспуска

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 3.5

11. Ливнеприемник	Каждый день	Проверять техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере ее засорения очищать от пыли, грязи, зимой – от обледенений
12. Огневой предохранитель	1 раз в месяц	Проверять целостность и плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Снимать огневые предохранители при температуре наружного воздуха меньше 0°С
13. Затвор у направляющей стойки	2 раза в год	Проверять степень износа трущихся поверхностей
14. Уплотняющий затвор	2 раза в год	Проверять работоспособность мембраны, рычагов затвора и пружин, степени износа трущихся частей затворов. Необходимо обращать внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления грязи и пыли на щитке затвора

Таблица 3.6 – Карта технического обслуживания ЖБР [3]

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1. Резервуар в целом	Каждый день	Проводить внешний осмотр покрытия и состояния обсыпки резервуара, проверять наличие нефти в дренажных колодцах и камере управления задвижками
2. Люк-лаз и световые люки	1 раз в месяц (без вскрытия люков)	Визуально проверять затяжку болтов фланцевых соединений (герметичность фланцевых соединений) и наличие прокладок
3. Замерный люк	Перед использованием, но не меньше 1 раза в месяц	Следить за исправным состоянием прокладочных колец и шарнира (крышки)
4. Дыхательный клапан	Не меньше: 2-х раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	Так же, как и для резервуаров РВС
5. Огневой предохранитель на резервуаре	1 раз в месяц в весенне-летний период; 2 раза в месяц в осенне-зимний период	Так же, как и для резервуаров РВС

Продолжение таблицы 3.6

6. Предохранительный клапан	2 раза в месяц в весенне-летний период; 1 раз в 10 дней в осенне-зимний период	Так же, как и для резервуаров РВС
7. Уровнемер	Перед использованием, но не меньше 1 раза в месяц	Проводить контрольные проверки правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
8. Зачистное устройство для удаления подтоварной воды (погружной насос и др.)	Не меньше 2-х раз в месяц	Пробные пуски двигателя насоса
9. Система размыва и предотвращения накоплений донных отложений	В соответствии с инструкцией по их эксплуатации	Контрольный пуск для проверки целостности и пропускной способности системы
10. Водяной экран	В период плюсовых температур контроль над уровнем воды проводить не меньше 2-х раз в неделю	Постоянно поддерживать уровень водяного экрана на проектной отметке

Продолжение таблицы 3.6

11. Наружная лестница	Каждый день	Визуально проверять внешнее состояние лестницы, отсутствие в осенне-зимний период наледи
12. Приемораздаточные трубопроводы в камере управления	Каждый день	Визуально проверять внешнее состояние
13. Задвижки	Каждый день	Визуально проверять внешнее состояние и герметичность сальниковых уплотнений
14. Приемораздаточное устройство (хлопуша, приемораздаточный патрубков, донный клапан и механизм управления ими)	Не меньше 1 раза в месяц	Проверять работоспособность механизма управления донным клапаном
15. Осадка резервуара	Первые 5 лет проверять 2 раза в год, далее 1 раз в 5 лет	Проверять осадки резервуара нивелировкой покрытия в точках, которые указаны в журнале регистрации нивелирных отметок
16. Откосы обсыпки	Каждый день в весенне-летний период	Проверять целостность растительного покрытия обсыпки
Примечание. Для железобетонного резервуара с плавающей крышей ЖБРПК: плавающая крыша (центральная часть), коробка плавающей крыши, кольцо жесткости, световой люк, катушечная лестница, опорная ферма, водоспуск, затвор у направляющей стойки, уплотняющий затвор, ливнеприемник, огневой предохранитель – то же, что и для РВСПК		

Визуальный осмотр поверхности понтона требуется проводить через световой люк в верхнем положении понтона. При осмотре нужно проверять состояние затвора, отсутствие либо наличие отпотин или нефти на ковре понтона и в открытых коробах. Плавающую крышу следует осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре нужно проверять положение и горизонтальность плавающей крыши, отсутствие нефти в центральной части плавающей крыши, положение задвижки системы водоспуска, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, зимой – наличие снега на плавающей крыше.

При ТО резервуара с плавающей крышей следует проверять погружение плавающей крыши, состояние катушек лестницы, отсутствие нефти в коробах и в отсеках между ними, техническое состояние затвора и его элементов, ливнеприемника.

На железобетонных резервуарах (ЖБР) с водонаполненным покрытием уровень водяного экрана в условиях положительной температуры необходимо постоянно поддерживать на проектной отметке. На ЖБР с земляной насыпью на кровле поверхность должна быть спланирована.

При появлении нефти в камере управления, шахтном и дренажном колодцах, и при выходе ее на поверхность обсыпки резервуара или территорию РП резервуар необходимо опорожнять для выявления и устранения присутствующих на нем неисправностей. ТР проводится без очистки резервуара в плановом порядке по заранее разработанному графику [3].

При ТР РВС выполняют следующие виды работ: ремонт кровли и верхних поясов стенки резервуара; набивка сальников задвижек; ремонт сифонных кранов; ремонт заземления; ремонт отмостки; окраска; замена кассет на огневых предохранителях; подтяжка болтов; ремонт прочего оборудования, которое расположено с внешней стороны резервуара и может выполняться без вывода из эксплуатации резервуара. При ТР ЖБР выполняют следующие работы: ремонт кровли, защита бетона пропиткой или покраской различными составами; набивка сальников задвижек; замена кассет на огневых предохранителях; ремонт заземления.

					<i>Техническое обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

## 4 Расчетная часть

### 4.1 Рост усталостных трещин

Под действием циклических нагрузок в результате циклических деформаций могут образовываться трещины. Для получения уравнений, описывающих рост трещин, необходимо рассмотреть повреждения и разрушения структурных элементов, попадающих на фронт трещины. Закономерности роста усталостных трещин также возможно представить в терминах механики хрупкого разрушения. Для простых циклов нагружения, при малом приращении  $\Delta l$  и весьма большом числе циклов нагружения уравнение относительно скорости роста усталостной трещины может принять вид:

$$\frac{dl}{dn} = f(K_{\max}, K_{\min}) \quad (4.1)$$

где  $l$  – длина трещины,  $n$  – число циклов нагружения,  $K_{\max} \approx s_{\max} l^{1/2}$ ,  $K_{\min} \approx s_{\min} l^{1/2}$  – значения коэффициентов интенсивности напряжения.

Вид правой части устанавливают на основании эмпирических соотношений и некоторых качественных соображений. Одним из возможных вариантов может являться представление ее в виде

$$\frac{dl}{dn} = c(\Delta K)^m \quad (4.2)$$

где  $\Delta K = K_{\max} - K_{\min}$  – размах коэффициента интенсивности напряжений,  $m$  – показатель степени, который принимают в пределах от 2 до 6. Для углеродистых сталей обычно  $m = 4$ . В этом случае постоянная  $c = 10^{-16} \div 10^{-12} \text{ мм}^7 \cdot \text{Н}^{-4}$ .

В ряде случаев, исходя из модельных соображений связывают постоянную  $c$  с механическими характеристиками материала. Так при  $m = 4$  принимают  $c \approx (\sigma_B K_{Ic})^{-2}$  или  $c \approx (E \varepsilon_* K_{Ic})^{-2}$ . Здесь  $\sigma_B, E, \varepsilon_*$  – соответственно, предел

<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Бочкарева Т.Ю.		
Руковод.		Рудаченко А.В.		
Консульт.				
И.о.зав.каф.		Бурков П.В.		
<b>Расчетная часть</b>				
		Лит.	Лист	Листов
		81	124	
<b>Кафедра ТХНГ 2БЗА</b>				

прочности при растяжении, модуль упругости материала и деформация, соответствующая разрушению.

В более общей форме уравнение (4.1) можно представить в виде

$$\frac{dl}{dn} = c_1 (\Delta K - \Delta K_o)^{m_1} (K_{\max} - K_o)^{m_2} (K_c - K_{\max})^{-m_3} \quad (4.3)$$

Здесь  $c_1, m_1, m_2, m_3$  – эмпирические постоянные;  $\Delta K_o, K_o$  – соответственно, пороговое значение размаха и пороговое значение максимума коэффициента интенсивности напряжений.

Приняв в соотношении (77)  $m_1 = m - 1, m_2 = m_3 = 1, \Delta K_o = K_o = 0$  и введя коэффициент асимметрии  $R = \frac{s_{\min}}{s_{\max}} = \frac{K_{\min}}{K_{\max}}$ , получим уравнение Формана

$$\frac{dl}{dn} = \frac{(c_1 \Delta K)^m}{(1 - R)K_c - \Delta K}, \quad (4.4)$$

которое получило широкое распространение в прикладных расчетах.

В общем случае в уравнениях (4.2), (4.3) и (4.4) необходимо учитывать зависимость параметров  $K_c, \Delta K_o, K_o, c$  и  $c_1$  от температуры и свойств среды.

#### 4.2 Модель зарождения макроскопических трещин

Рассмотрим процесс накопления повреждений и развития макроскопических трещин в объеме  $V_0$ . На первой инкубационной стадии в слабейших и более напряженных группах элементов структуры возникают зародыши макроскопических трещин с характерным размером  $l^*$ . На второй стадии зародившиеся трещины растут со скоростью зависящей от усредненных по объему механических характеристик материала.

На инкубационной стадии скалярная мера накопления повреждений может быть представлена в виде функционала

$$\psi(t) = \int_{\tau=0}^{\tau=t} \Psi[s(\tau)] d\tau. \quad (4.5)$$

Выразив меру повреждения через математическое ожидание числа макроскопических трещин в объеме  $V_0$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mu = E[k] = f(\psi); \quad \psi \in [0; \infty) \quad (4.6)$$

При этом  $f(\psi)$  – непрерывно дифференцируемая функция, удовлетворяющая условиям  $f'(\psi) > 0; f(0) = 0; f(1) = 1$ .

Предлагаемые соотношения хорошо иллюстрируются графическими зависимостями, приведенными на рисунке, где группа кривых (а) отображает зависимость меры повреждений, математического ожидания числа макроскопических трещин и реализации целочисленного случайного процесса  $k(t)$ . При этом принято, что  $\mu = \psi^2$ .

Кривые группы (б) показывают изменение размеров макроскопической трещины от начального значения до критического.

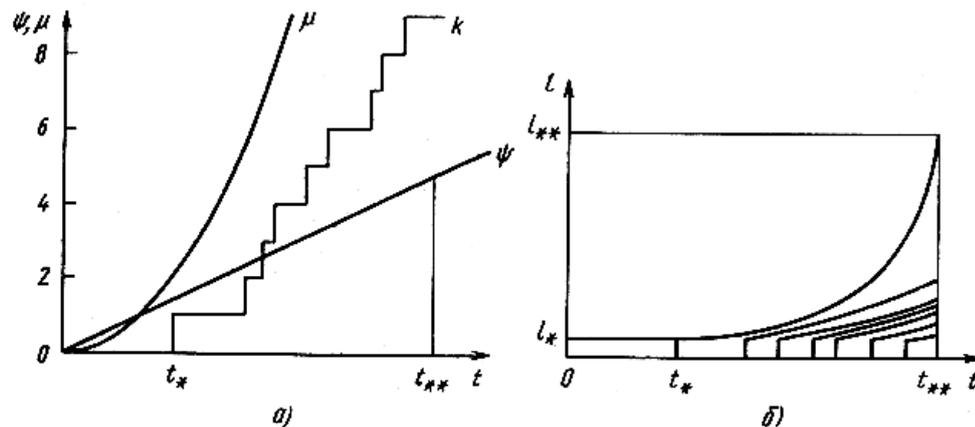


Рисунок 7 – Зависимости скалярной меры накопления повреждений (а) от реализации целочисленного случайного процесса  $k(t)$ ; (б) изменение размеров макроскопической трещины от начального значения до критического

Дополнив соотношения (4.5) и (4.6) вероятностной моделью, дающей возможность связать вероятности возникновения в объеме зародышей макроскопических трещин с математическим ожиданием их числа в этом объеме, получим вероятность обнаружения  $k$  макроскопических трещин в момент времени  $t$ .

$$Q_k(t) = \frac{f^k[\Psi(t)]}{k!} \exp\{-f[\Psi(t)]\} \quad (4.7)$$

Вероятность события, состоящего в том, что к моменту времени  $t$  в объеме  $V_0$  найдется хотя бы одна макроскопическая трещина или ее зародыш, определится по формуле

$$Q(t) = 1 - \exp\{-f[\Psi(t)]\}. \quad (4.8)$$

При истолковании и статистической обработке результатов испытаний на усталость при постоянном уровне напряжений часто используют распределения, порождаемые функцией

$$F(s, t) = 1 - \exp\left[-\frac{V}{V_0} \left(\frac{s - r_0}{r_c - r_0}\right)^\alpha \left(\frac{t - t_0}{t_c - t_0}\right)^\beta\right] \quad (4.9)$$

Показатели  $\alpha$  и  $\beta$  связаны между собой соотношением  $\beta = \alpha / m$ .

#### 4.3 Расчет на статическую и малоцикловую прочность нефтепровода

Расчет на статическую и малоцикловую прочность нефтепровода диаметром 1220 мм и толщиной стали 11 мм с наличием усталостной трещины длиной  $L = 0,035$  м,  $t_k = 0,007$  м (62 % от  $\delta$ ).

Исходные данные:

- Труба  $D = 1220$  мм, выксунского металлургического завода по ТУ 14-3-1573-99 из стали 12Г2СБ;
- $\sigma_{вр} = 550$  МПа,  $\sigma_{тек} = 380$  МПа, коэффициент надежности по материалу  $K_1 = 1,4$ ;
- Изоляция трубопровода в два слоя лентой и оберткой типа «Полилен» толщиной  $\delta = 0,635$  мм; плотность ленты  $\rho_{ил} = 1046$  кг/м<sup>3</sup>; плотность обертки  $\rho_{об} = 1028$  кг/м<sup>3</sup>;
- Грунт – песок средней крупности;
- $N_{се} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;
- $P_{раб} = 70$  кгс/см<sup>2</sup> = 6,86 МПа;
- Температура замыкания стыка  $t_{зам} = -32^\circ\text{C}$ ;

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Плотность перекачиваемого продукта  $\rho_H = 0,880 \text{ т/м}^3$ ;
  - Глубина заложения трубопровода до верхней образующей  $h_0 = 0,8 \text{ м}$ ;
  - Радиус изгиба  $\rho_H = 950 \text{ м}$ ;
  - Температура эксплуатации  $t_3 = 23^\circ\text{С}$
  - Категория участка – III;
1. Рассчитаем первоначальную площадь поперечного сечения трещины:

$$S_0 = L \cdot \delta = 0,035 \cdot 0,011 = 0,000385 \text{ м}^2,$$

где  $L$  – длина дефекта, м;

$\delta$  – толщина стенки трубопровода, м.

2. Рассчитаем площадь поперечного сечения дефектного участка:

$$S = \frac{2}{3} \cdot L \cdot t_K = \frac{2}{3} \cdot 0,035 \cdot 0,007 = 0,0002 \text{ м}^2,$$

где  $t_K$  – глубина дефекта, м.

3. Рассчитываем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot 3,5^2}{122 \cdot 1,1}} = 1,04,$$

где  $D$  – диаметр трубопровода, см.

4. Определяем напряжение текучести:

$$\bar{\sigma}_T = 1,1 \cdot \sigma_T = 1,1 \cdot 380 = 418 \text{ МПа},$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести стали, МПа.

5. Определяем кольцевое напряжение в трубе:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M^{-1}} \bar{\sigma}_T = \frac{3,85 - 2}{3,85 - 2 \cdot 1,04^{-1}} \cdot 418 = 401,31 \text{ МПа}$$

Поскольку напряжение  $\sigma_{\text{кц}}$  не должно превышать напряжения предела текучести, определенного при напряжении  $\sigma_T = 380 \text{ МПа}$ :

$$\bar{\sigma}_T = \frac{\sigma_T(S_0 - S \cdot M^{-1})}{S_0 - S} = \frac{380(3,85 - 2 \cdot 1,04^{-1})}{3,85 - 2} = 395,8 \text{ МПа}$$

Проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.

Рассмотрим каверну с размерами:  $L = 0,035 \text{ м}$ ,  $t_K = 0,007 \text{ м}$ ,  $\delta = 0,011 \text{ м}$ .

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6. Определим коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

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

где  $\varphi$  – угловая координата точки на контуре трещины.

$$\alpha_{\sigma} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{0,007}{0,011} \cdot (1,12 - 0,48 \cdot \frac{0,007}{0,035} + 0,13 \left(\frac{2\pi}{4\pi}\right)^2 \frac{0,007}{0,035} \left(3 \frac{0,007}{0,035} - 2 \frac{0,007}{0,011}\right))}{1 - \frac{0,007}{0,011} \left(1 - 0,75 \frac{0,007}{0,035}\right)}$$

$$= 3,83.$$

7. Рассчитаем коэффициент концентрации напряжений в предположении треугольной формы:

$$\alpha_{\sigma} = \left(1 + 2 \cdot \frac{t_K}{L}\right) \cdot \left(\frac{\delta}{\delta - t_K}\right) = \left(1 + 2 \cdot \frac{0,007}{0,035}\right) \cdot \left(\frac{0,011}{0,011 - 0,007}\right) = 3,85$$

При дальнейших расчетах используем среднее арифметическое коэффициента:

$$\alpha_{\sigma} = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2} = \frac{3,83 + 3,85}{2} = 3,84$$

8. Вычисляем среднее напряжение в зоне трещины при давлении 6,86 МПа и расчетном кольцевом напряжении  $\sigma_T = 132,48$  МПа:

$$\bar{\sigma}_T = \frac{132,48 \cdot (3,85 - 2 \cdot 1,04^{-1})}{(3,85 - 2)} = 137,99 \text{ МПа};$$

Кольцевая деформация:

$$\varepsilon_p = \frac{\bar{\sigma}_T}{E} = \frac{137,99}{2,06 \cdot 10^5} = 0,0007;$$

Упруго – пластический коэффициент напряжений:

$$\varepsilon \cdot K_s = 2 \cdot \frac{\sigma_T}{\bar{\sigma}_T} = 2 \cdot \frac{380}{137,96} = 5,51;$$

$$K_{\varepsilon} = \frac{\alpha_{\sigma}^2}{K_s} = \frac{3,83^2}{5,51} = 2,66;$$

Пластическая деформация:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\varepsilon_e = \varepsilon_p \cdot K_\varepsilon = 0,0007 \cdot 2,66 = 0,001862;$$

Общая деформация:

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_p + \varepsilon_e = 0,0007 + 0,001862 = 0,002562;$$

$$\varepsilon = 2 \cdot \varepsilon_0 = 2 \cdot 0,002562 = 0,005124 = 512 \text{ \%}.$$

Число допустимых циклов  $N_{ц} = 6800$ .

Срок службы  $i = 6800/360 = 18,9$  лет.

Предельная длина дефекта:

$$L = 1,12 \sqrt{\left[ \left( \frac{t_k/\delta}{\frac{1,11t_k}{\delta} - 0,167} \right)^2 - 1 \right] \sqrt{D\delta}} = 0,081 \text{ м [21]}.$$

Следовательно, трубопроводы, имеющие усталостные трещины, необходимо проверять как на статическую прочность по методике Баттеля (определение максимально допустимых размеров повреждения по уравнению критерия), так и на малоцикловую прочность и долговечность (определение коэффициента концентрации напряжения и числа допустимых циклов нагрузки).

Выводы: приведенные расчеты показывают что:

1. Максимальные допустимые размеры трещины определяются из расчета равенства напряжения в трубе, равного пределу текучести ( $\sigma_T = 380$  МПа) и напряжению текучести в вершине повреждения  $\bar{\sigma}_T = 1,1, \sigma_T = 418$  МПа.

2. Для нефтепровода диаметром  $1,12 \times 0,011$  м при рабочем давлении  $6,86$  МПа, для обеспечения дальнейшей эксплуатации, максимально допустимая длина дефекта составляет  $0,081$  м, а глубина повреждения коррозионного пятна не должна превышать  $0,001$  м. В данном случае глубина коррозионного пятна равна  $0,007$  м, что составляет  $62 \text{ \%}$  от толщины стенки трубопровода. При уменьшении размеров коррозионного повреждения ( $L = 0,035$  м) снижается напряжение текучести ( $\bar{\sigma}_T = 395,8 < 418$  МПа) и статический запас прочности возрастает. Данное повреждение может быть значительным концентратором напряжения ( $\alpha_\sigma \sim 4$ ), уменьшающим срок службы трубопровода.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 5.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов.

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 5.1 представлены нормы времени на выполнение операций по ремонту трубопровода.

Таблица 5.1 – Нормы времени выполнения технологических операций

Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
<b>Первый этап работы</b>				
Уточнение положения трубопровода			2	4 чел.
Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал	м <sup>3</sup>	80	5	6 чел.
Разработка совмещенной траншеи	м <sup>3</sup>	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.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Бочкарева Т.Ю			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					88	124
Консульт.		Романюк В.Б.				<i>Кафедра ТХНГ 2БЗА</i>		
И.о.зав.каф.		Бурков П.В.						

Продолжение таблицы 5.1

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 <sup>2</sup>	22	2	6 чел.
Укладка трубопровода в траншею	шт.	2	2	6 чел.
Частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом	м <sup>3</sup>	8	0,5	6 чел.
Очистка внутренней полости трубопровода	м <sup>2</sup>	22	2	6 чел.
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 <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	12	2	6 чел.

Продолжение таблицы 5.1

Техническая рекультивация плодородного слоя почвы	м <sup>2</sup>	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 5.2 – 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													

## 5.2 Расчет сметной стоимости работ

### 5.2.1 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.

					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– 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;

– командировочные расходы;

– расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

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 5.3.

Таблица 5.3 – 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 5.4.

Таблица 5.4 – 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

Продолжение таблицы 5.4

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
Электро-сварщик	5	6	177,7	120	189,7
Линейный трубопроводчик	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 206,16 тыс. руб.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускорен-

ную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, тыс. руб.
		одного объекта	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 установка 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
Очистная машина ОМ	1	365,94	365,94	20	29,28
Итого:					1757,8

Таблица 5.6 – 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	206,16	10	20,62
4. Амортизационные отчисления	1757,8	10	175,78
Итого накладных расходов			292,72

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия таблица 5.7 и построена диаграмма сметной стоимости работ (рисунок 5.1).

Таблица 5.7 – 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	206,16
4. Амортизационные отчисления	1757,8
5. Накладные расходы	292,72
Итого основные расходы	3219,87

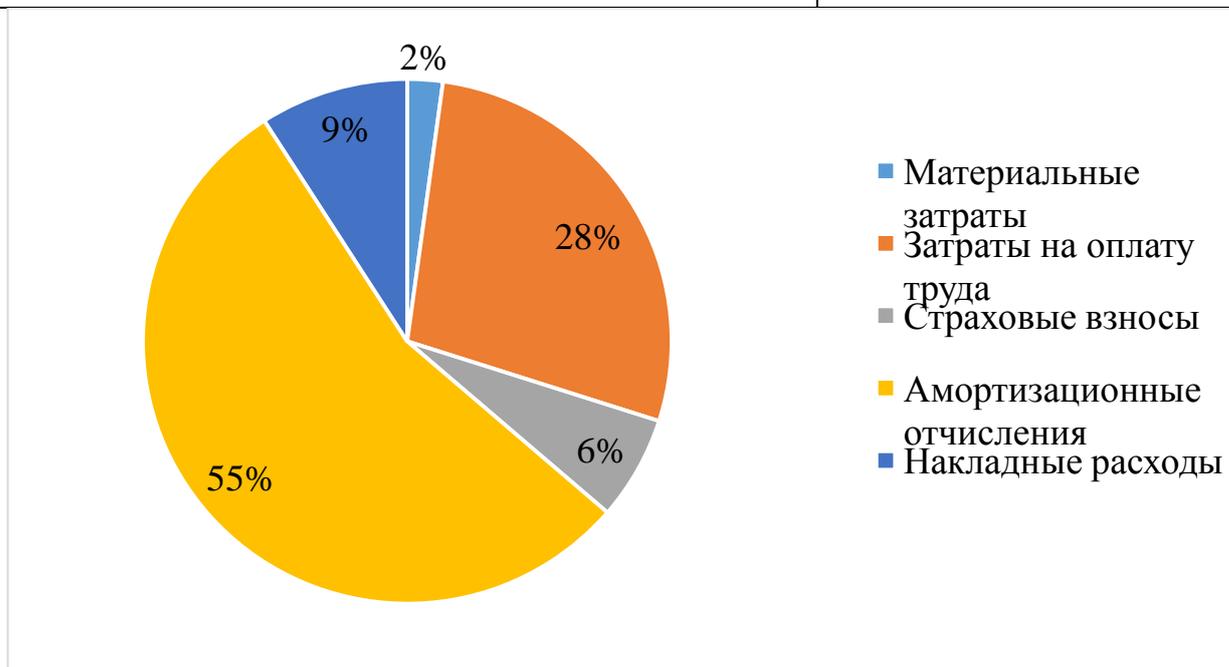


Рисунок 5.1 – Диаграмма сметной стоимости выполнения ремонтных работ

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 3219,87 тысяч рублей.

## 6 Социальная ответственность

### 6.1 Производственная безопасность

Объекты магистральных нефтепроводов и установленное на них оборудование должны соответствовать проектной документации. Изменения проектных решений должны осуществляться по согласованию с проектными организациями с последующим внесением принятых решений в техническую документацию.

Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов и их объектов должны проводиться по утвержденным графикам (годовым, месячным), разработанным эксплуатирующей организацией. Объемы выполняемых работ и периодичность проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту магистральных нефтепроводов и их объектов должны быть определены в технологических регламентах.

Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов и их объектов должны осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом эксплуатирующей организации или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с технологическими регламентами и эксплуатационными документами.

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 этом 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.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю</i>			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					97	124
<i>Консульт.</i>		<i>Грязнова Е.Н.</i>				<b>Кафедра ТХНГ 2БЗА</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

### 6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

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

Опасные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному, резкому ухудшению здоровью.

Вредные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические и психофизиологические [22].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при техническом обслуживании и ремонте оборудования приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ оборудования трубопроводного транспорта нефти [22]

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подготовительные работы: земляные работы,		1. Механические травмы при основных видах работ	ГОСТ 12.4.011-89 [23] ГОСТ 12.2.003-91 [24]

Продолжение таблицы 6.1.1

погрузочно-разгрузочные работы, очистные работы. 2. Основные работы: сварочно-монтажные работы, изоляционные работы.		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79 [30] ГОСТ 12.1.038-82 [31]
		3. Ожоги при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 [31] ГОСТ 12.4.011-89 [23]
		4. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [32]
	1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.548-96 [25] Р 2.2.2006-05 [26] ГОСТ 12.4.011-89 [23]
	2. Повышенный уровень шума		СНиП II-12-77 [27] ГОСТ 12.1.029-80 [28] ГОСТ 12.1.003-2014 [29]
	3. Повреждения в результате контакта с насекомыми.		ГОСТ 12.1.008-76 [47] ГОСТ 12.4.011-89 [23]
	4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88 [33]

**6.1.1.1 Вредные производственные факторы**

1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 [25].

Нагревающий микроклимат – сочетание параметров микроклимата (температура воздуха, влажность, скорость его движения, относительная влажность, тепловое излучение), при котором имеет место нарушение теплообмена человека с окружающей средой, выражающееся в накоплении тепла в организме выше верхней границы оптимальной величины ( $>0,87$  кДж/кг) и/или увеличении доли потерь тепла испарением пота ( $>30\%$ ) в общей структуре теплового баланса, появлении общих или локальных дискомфортных теплоощущений (слегка тепло, тепло, жарко) [26].

Для оценки нагревающего микроклимата (вне зависимости от периода года) используется интегральный показатель – тепловая нагрузка среды (ТНС-индекс). В таблице 6.1.2 приведены величины ТНС-индекса применительно к человеку, одетому в комплект легкой летней одежды с теплоизоляцией 0,5-0,8 кло (1 кло =  $0,155^{\circ}\text{C} - \text{м}^2/\text{Вт}$ ).

Таблица 6.1.2 – Класс условий труда по показателю ТНС-индекса ( $^{\circ}\text{C}$ ) с нагревающим микроклиматом независимо от периода года и открытых территорий в теплый период года (верхняя граница) [26]

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

Продолжение таблицы 6.1.2

Иб	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

Охлаждающий микроклимат – сочетание параметров микроклимата, при котором имеет место изменение теплообмена организма, приводящее к образованию общего или локального дефицита тепла в организме ( $>0,87$  кДж/кг) в результате снижения температуры "ядра" и/или "оболочки" тела (температура "ядра" и "оболочки" тела – соответственно температура глубоких и поверхностных слоев тканей организма). В таблице 6.1.3 приведены величины ТНС-индекса при работе в помещениях с охлаждающим микроклиматом применительно к работникам, одетым в комплект "обычной одежды" с теплоизоляцией 1 Кло [26].

Таблица 6.1.3 – Классы условий труда по показателю температуры воздуха при работе с охлаждающим микроклиматом [26]

Категория работ*	Общие энерготраты, Вт/м *	Классы условий труда					
		Оптимальный	Допустимый	Вредный**			
				1	2	3.1	3.2
Ia	68 (58-77)	по Сан-ПиН*	по Сан-ПиН*	18	16	14	12
Iб	88 (78-97)	по Сан-ПиН*	по Сан-ПиН*	17	15	13	11
IIa	113 (98-129)	по Сан-ПиН*	по Сан-ПиН*	14	12	10	8
IIб	145 (130-160)	по Сан-ПиН*	по Сан-ПиН*	13	11	9	7
III	177 (161-193)	по Сан-ПиН*	по Сан-ПиН*	12	10	8	6

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: гидроизо-

лирующие костюмы, тулупы, сапоги, рукавицы, шапки, каски защитные. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [23].

## 2. Повышенный уровень шума

Шум является одним из наиболее распространенных 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 [27].

Источниками шума являются высокочастотные шумы различных уровней от оборудования, а также любой нежелательный звук или их совокупность. 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 [29].

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 [27].

## 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 – противэнцефалитные прививки, которые со-

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

здают 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 [47].

#### 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 [33].

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для нефти данный параметр составляет  $10 \text{ мг/м}^3$  [33]. Концентрация паров углеводородов в воздухе рабочей зоны при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, допускается не выше предельно допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/ м}^3$  [33]. Предельно допустимая концентрация (ПДК) содержания метана ( $\text{CH}_4$ ) в воздухе рабочей зоны –  $7000 \text{ мг/м}^2$  [33].

В качестве коллективного средства защиты используются герметизирующие устройства, знаки безопасности. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [33].

### 6.1.1.2 Опасные производственные факторы

#### 1. Механические травмы при основных видах работ

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 высоко-

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

габаритной техникой. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и соблюдать все требования к машинам, указанных в ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации [34].

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

При выборе типа машин для производства работ необходимо, чтобы техническая характеристика машины соответствовала параметрам технологического процесса и условиям работ.

Использование машин следует осуществлять, если температура окружающего воздуха, скорость ветра и влажность соответствуют значениям, указанным в эксплуатационной документации на машину [24].

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 [29], ГОСТ 12.1.012-2004 [35], ГОСТ 12.1.005-88 [33].

## 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;
- 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 [30].

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

Электрическим ударом называется возбуждение живых тканей организма проходящим через него электрическим током, сопровождающееся произвольными судорожными сокращениями мышц. 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 [31].

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 [31].

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная и индивидуальная.

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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [30].

### 3. Ожоги при сварке

При ремонте магистральных трубопроводов применяется ручная электродуговая сварка. Электрическая дуга находится в газовом пузыре, возникающем из-за испарения и разложения воды. Для устойчивого горения дуги на электрод наносят толстый слой покрытия. При горении дуги выступающий слой покрытия образует козырек, способствующий удержанию газового пузыря вокруг дуги и устойчивому ее горению. С увеличением глубины и давления окружающей среды устойчивость дуги не нарушается, возрастает только напряжение и увеличивается ток [31].

В качестве источников питания используют однопостовые и многопостовые сварочные агрегаты, сварочные преобразователи и трансформаторы, имеющие напряжение холостого хода 70-110 В (таблица 6.1.4).

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.

Таблица 6.1.4 – Режим ручной сварки [31].

Марка электрода	Диаметр электрода, мм	Сила тока, А
Феникс К50Р Мод	2,5-3,2	220-240
МТГ-01К ЛБ-52У		200-220, 160-220, 250-270

Продолжение таблицы 6.1.4

ОК 53.70		240-260, 200-275
ОК 74.70		160-200, 200-250

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 [23].

#### 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 различными естественными природными явлениями и человеческим фактором. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением [32].

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 [32].

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010 [36], происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества.

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 [32].

## 6.2 Экологическая безопасность

Все работы по эксплуатации объектов и систем МН (МНПП) должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных НД в области охраны окружающей среды [37]. Воздействие на окружающую среду магистрального трубопровода представлено в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Воздействие магистрального трубопровода на окружающую среду [38]

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.

Продолжение таблицы 6.2.1

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 трубо-

провода – 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 [38].

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, наледеобразования, обвалов, 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, попада-

ния 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 [38].

При эксплуатации магистрального нефтепровода на участках пересечения водных преград, заболоченных и обводненных территориях должны выполняться требования ГОСТ 17.1.3.05 [39] и ГОСТ 17.1.3.10 [40].

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

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

На объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, несмотря на то, что это самый экономичный и надежный вид транспортировки, время от времени происходят аварии различных масштабов [42].

Практика эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

нефти или нефтепродукта наружу. Статистические данные причин возникновения аварий приведены в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах [43]

№ 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.

К опасным факторам пожара, воздействующим на людей и имущество, относятся: пламя и искры; тепловой поток; повышенная температура окружающей среды; повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения; пониженная концентрация кислорода; снижение видимости в дыму.

К сопутствующим проявлениям опасных факторов пожара относятся: осколки, части разрушившихся зданий, сооружений, строений, транспортных средств, технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; радиоактивные и токсичные вещества и материалы, попавшие в окружающую среду из разрушенных технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических установок, оборудования, агрегатов, из-

делий и иного имущества; опасные факторы взрыва, происшедшего вследствие пожара; воздействие огнетушащих веществ [43].

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ.

Мероприятия по предотвращению пожара:

- работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;
- электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения [42].

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 м<sup>3</sup> и более.

В зависимости от объема разлившейся нефти (нефтепродуктов) и площади разлива на местности в соответствии с постановлением Правительства Рос-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

сийской Федерации № 613 [43], выделяются ЧС следующих категорий:

- локального значения – разлив нефти (нефтепродуктов) до 100 тонн на территории объекта;
- муниципального значения – разлив от 100 до 500 тонн нефти (нефтепродуктов) в пределах административной границы муниципального образования, либо разлив до 100 тонн нефти (нефтепродуктов), выходящий за пределы территории объекта;
- территориального значения – разлив от 500 до 1000 тонн нефти (нефтепродуктов) в пределах административной границы субъекта Российской Федерации, либо разлив от 100 до 500 тонн нефти (нефтепродуктов), выходящий за пределы административной границы муниципального образования;
- регионального значения – разлив от 1000 до 5000 тонн нефти (нефтепродуктов), либо разлив от 500 до 1000 тонн нефти (нефтепродуктов), выходящий за пределы административной границы субъекта Российской Федерации;
- федерального значения – разлив свыше 5000 тонн нефти (нефтепродуктов), либо разлив нефти (нефтепродуктов) вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы Российской Федерации, а также разлив нефти (нефтепродуктов), поступающий с территории сопредельных государств (трансграничного значения) [43].

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;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка магистрального трубопровода одним из способов, указанных ПЛА;
- испытать отремонтированный участок нефтепровода [42].

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 [42].

#### **6.4 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 [45].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных произ-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						116
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

водства, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [46].

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 [46].

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [45].

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

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [46].

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещенной траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК);
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода [47].

## 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 производятся с заменой элемента или устройства, или с его восстановлением. Планирование профилактических работ сохраняет работоспособность системы с значительно малыми затратами с одновременными предупреждениями возникновения тяжелых аварийных ситуаций.

Аварийно-восстановительные работы проводятся после возникновения отказов. В ходе чего осуществляется восстановление линейной части и оборудования НПС.

Контроль за техническим состоянием оборудования трубопроводного транспорта нефти осуществляется методами диагностики. Основными объектами диагностики являются собственно трубопровод, насосно-силовые агрегаты и

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					119	124
<i>Консульт</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2БЗА</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

резервуары.

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 и толщиной стали 11 мм была обнаружена усталостная трещина длиной  $L = 0,035$  м и глубиной  $t_k = 0,007$ , 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 1120×11 мм при рабочем давлении 6,86 МПа, для обеспечения дальнейшей эксплуатации, максимально допустимая длина дефекта составляет 0,081 м, а глубина повреждения коррозионного пятна не должна превышать 0,001 м. Следовательно, данный участок трубопровода необходимо заменить.

					<b>Заключение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

## Список используемой литературы

1. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.
2. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.
3. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т. 2. – 621 с.
4. Коршак А.А. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учебное пособие / А.А. Коршак, Л.Р. Байкова. – Уфа: ДизайнПолиграф-Сервис, 2008. – 176 с.
5. Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов: монография / Ю. В. Лисин, А.М. Шаммазов, Б.Н. Мастобаев, А.Е. Сощенко. – СПб.: Недра, 2011. – 488 с.
6. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие / А.М. Шаммазов, Б.Н. Мастобаев, А.Е. Сощенко, Г.Е. Коробков, В.М. Писаревский. – СПб.: Недра, 2010. – 428 с.
7. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 По техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
8. РД 153-39.4-087-01 Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения.
9. ГОСТ ISO 2954-2014 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Требования к средствам измерений.
10. РД 39-0147103-342-89 Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

					<i>Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту оборудования трубопроводного транспорта нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бочкарева Т.Ю</i>			<b>Список используемой литературы</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					121	124
<i>Консульт</i>						<i>Кафедра ТХНГ 2БЗА</i>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

11. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.

12. Методика определения КПД нефтяного магистрального насоса термодинамическим методом ВНИИСПТнефть. – Уфа, 1984. – 45 с.

13. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

14. Типовые расчеты при сооружении и ремонте трубопроводов: Учебное пособие / Под ред. Л. И. Быкова. – СПб.: Недра, 2006. – 824 с.

15. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.

16. Лисин Ю.В. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России / Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 421 с.

17. Гумеров А.Г. Диагностика и ремонт трубопроводов. Методы, совершенствование, применение / А.Г. Гумеров, Р.Г. Султанов, Р.С. Зайнуллин, Р.Н. Файзулин – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 148 с.

18. Поляков В.А. Основы технической диагностики: Учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 2014. – 118 с.

19. Быков И.Ю. Диагностика трубных изделий: Учебное пособие / А.С. Кузьбожев, Ю.А. Теплинский, Р.В. Агинеи, И.Ю. Быков. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 152 с.

20. Тетельмин В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс: Учебное пособие / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 800 с.

21. Курочкин В.В. Эксплуатационная долговечность нефтепровода / В.В. Курочкин, Н.А. Малюшин, О.А. Степанов, А.А. Мороз. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2001. – 231с.

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

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
26. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
27. СНиП II -12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
28. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
29. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность.
31. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.
32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
33. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
34. ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
35. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность.
36. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
37. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
38. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.
39. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера.
40. ГОСТ 17.1.3.10-83 Охрана природы (ССОП). Гидросфера.
41. "Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2017).

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

42. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.

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

44. РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».

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

46. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.

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

48. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

49. ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124