

**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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции»

УДК 622.692.4.052:620.19

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Насыров С. В.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М. В.	доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<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	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р11	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	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
И. о. Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б31Т	Насырову Сергею Владимировичу

Тема работы:

Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.17., 774/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Поиск более эффективных и экономичных методов регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ выбора метода регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции с целью сохранения начальных характеристик</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович, к.э.н., доцент кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Гуляев Михаил Всеволодович, доцент кафедры ЭБЖ

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

--

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О. В.	К. П. Н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Г	Насыров С. В.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з-2Б31Т	Насырову Сергею Владимировичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат (бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Распределение сметной стоимости производства диагностики насосных агрегатов на НПС
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Распределение эксплуатационных расходов, направленных на диагностику насосных агрегатов на НПС
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 процентов.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определить стоимость производства диагностики насосных агрегатов на НПС
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение сметы диагностики насосных агрегатов на НПС
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка итоговых затрат на диагностику насосных агрегатов на НПС

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
з-2Б31Т	Насыров С. В.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б31Т	Насырову Сергею Владимировичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения:</i>	<p>Объектом исследования в данной работе являются различные технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции. Вследствие чего:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</li> <li>- Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала;</li> <li>- Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</li> </ul>
-------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

#### **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Производственная безопасность</i>	
<p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при исследовании технологий регистрации и учета дефектов оборудования на НПС:</i></p> <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов исследования технологий регистрации и учета дефектов оборудования на НПС:</i></p>	
<i>2. Экологическая безопасность:</i>	<p>При эксплуатации нефтеперекачивающих станций воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Эксплуатация нефтеперекачивающих станций сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>- разработка мероприятий по экологической безопасности</li> </ul>

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Чрезвычайные ситуации</i> при регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции могут <i>возникать</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>природного характера</i>: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Метеорологические (буря, сильный ветер);</i></li> <li>2. <i>Гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный мороз, сильная метель, сильный туман).</i></li> </ol> </li> <li>- <i>техногенного характера</i>: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Обрыв строп при закладке очистного устройства</i></li> <li>2. <i>Нарушение технологического процесса</i></li> </ol> </li> <li>- <i>из-за террористического акта.</i></li> <li>- <i>разработка действий в результате возникновения ЧС и методы ликвидации её последствия.</i></li> </ul>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.</li> <li>2. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</li> <li>3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</li> <li>4. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.</li> <li>5. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</li> <li>6. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.</li> <li>7. ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.</li> <li>8. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.</li> </ol>

Дата выдачи задания для раздела по линейному

**Задание выдал** консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель кафедры ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению** студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Насыров Сергей Владимирович		



**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 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	
-------------------------------------------	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.12.2016	<i>Введение</i>	7
25.12.2016	<i>Обзор литературы</i>	10
4.02.2017	<i>Методы технической диагностики</i>	10
20.02.2017	<i>Диагностика насосного оборудования НПС</i>	10
22..03.2017	<i>Теоретические методы диагностирования электроприводов наносных агрегатов</i>	13
10.04.2017	<i>Расчет частотных показателей подшипниковых вибраций</i>	14
07.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10

19.05.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
23.05.2017	<i>Заключение</i>	7
29.05.2016	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

## РЕФЕРАТ

Ключевые слова: НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, ДЕФЕКТ, РЕГИСТРАЦИЯ. УЧЕТ, ДИАГНОСТИКА, КОНТРОЛЬ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ, АКТИВНЫЕ МЕТОДЫ, ПАССИВНЫЕ МЕТОДЫ, ВИБРОДИАГНОСТИКА.

Объектом исследования являются технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции

Цель работы - выбор оптимального метода регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

В процессе исследования проводилось изучение методов регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

В результате исследования приведен метод, позволяющий производить регистрацию и учет дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

Область применения: предложенная в работе схема регистрации и учета дефектов оборудования применяется в условиях нефтеперекачивающей станции.

Экономическая эффективность: рассматривается анализ эффективности регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

## **ABSTRACT**

**Keywords:** OIL PUMPING STATION, DEFECT, REGISTRATION ACCOUNTING DIAGNOSTICS, CONTROL, CONTROL METHODS, ACTIVE METHODS, PASSIVE METHODS, VIBRODIAGNOSTICS.

A research object are technologies of registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station.

The purpose of the work is to select the optimal method for registration and accounting equipment detects at the oil pumping station.

In the process of research the study of methods of registration and accounting of equipment defects was conducted at the oil pumping station.

As a result of research a method is given that allows to produce registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station.

Scope: the scheme of registration and accounting of defects in equipment proposed in the work is used in the conditions of the oil pumping station.

Economic efficiency : the analysis of efficiency of registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station is being considered.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

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

**Неисправное состояние:** – соответствие объекта, при котором он не соответствует хотя бы по одному из требований научно-технической документации.

**Неработоспособное состояние (неработоспособность):** состояние, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

**Отказ:** событие, заключающееся в нарушении работоспособности.

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

В выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

УЗК - ультразвуковой контроль;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

ГОСТ – государственный стандарт;

НИР – научно-исследовательская работа;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

ТУ – технические условия.

В выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

– ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения».

– ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум общие методы безопасности».

– ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».

ГОСТ 25275-82 «Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические требования; ГОСТ 25865-83. Вибрация. Средства измерения вибрации с пьезоэлектрическими виброизмерительными преобразователями. Основные параметры и технические требования».

– ГОСТ 24450 «Контроль неразрушающий. Магнитный. Термины и определения».

– ГОСТ 24522 «Контроль неразрушающий. Капиллярный. Термины и определения».

– ГОСТ 14782 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

– ГОСТ 24507 «Контроль неразрушающий. Методы ультразвуковой дефектоскопии».

– ГОСТ 23667 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров».

– ГОСТ 12.1.004–91 «Пожарная безопасность».

– ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

– ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

–ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».

## ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ .....	11
ABSTRACT .....	12
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	18
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	20
<b>I. МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ .....</b>	<b>22</b>
<b>1.1 Физические методы диагностики .....</b>	<b>22</b>
1.1.1. Радиационные методы.....	24
1.1.2 Магнитный метод .....	26
1.1.3 Ультразвуковой метод .....	29
1.2 Методы диагностики по изменению параметров диагностических процессов .....	34
1.2.1. Вибрационная диагностика .....	34
1.2.2. Параметрические методы диагностики .....	37
<b>II. ДИАГНОСТИКА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС.....</b>	<b>39</b>
2.1 Вибрационная диагностика насосных агрегатов .....	39
2.2 Специфика вибрации центробежных насосов .....	49
<b>III. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТОПРИВОДОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ.....</b>	<b>56</b>
3.1 Источники колебаний в подшипнике качения.....	56
3.2. Выбор датчика и места измерения .....	57
<b>IV. РАСЧЕТ ЧАСТОТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОДШИПНИКОВЫХ ВИБРАЦИЙ.</b>	<b>59</b>
4.1. Единичный дефект находится на наружном кольце .....	59
4.2. Единичный дефект находится на внутреннем кольце .....	60
4.3. Дефект находится на теле качения .....	61
<b>V. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>62</b>
<b>VI. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>68</b>
6.1 Производственная безопасность. ....	68
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов на НПС.....	69
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды .....	72
6.2 Экологическая безопасность.....	78
6.3 Охрана окружающей среды.....	79
6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	81



6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	82
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>84</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>85</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтеперекачивающие станции являются сложным комплексом сооружений магистральных нефтепроводов. Обеспечение эффективной и надежной работы нефтеперекачивающей станции – необходимое условие эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Повышение роли диагностики при эксплуатации оборудования объектов транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа обусловлено следующими объективными причинами: необходимостью повышения эффективности и экономичности эксплуатации оборудования, сокращения сроков ремонта и увеличение надежности функционирования систем, а также значительным «старением» парка эксплуатируемых агрегатов. Таким образом, 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.

Проблема обеспечения эффективной, надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов становится весьма актуальной в связи с изменившимися условиями и длительными сроками эксплуатации, износом основного технологического оборудования, в частности, магистральных и подпорных насосных агрегатов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции			
Разраб.		Насыров С.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брисник О.В.Г.					18	88
Консульт.						ТПУ гр. 3-2531Т		
Зав. Каф.		Бцрков П.В.						

Поэтому, в настоящее время в нефтепроводном транспорте возникла необходимость регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции по оценке фактического технического состояния и определения срока службы оборудования НПС. Решение этих задач позволит выявить недопустимые дефекты предупредить возникновение отказов, повысить экономические показатели и надежность оборудования, а также определить срок службы безопасной жксплуатации оборудования.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В данной работе, при исследовании методов регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции, были использованы такие литературные источники таких авторов, как В.В. Баженов, Р.Н. Сулейманов, С.Г. Каминский, П.В. Беляев и другие. Так же были использованы необходимые ГОСТы, РД, инструкции.

В своей работе Баженов В.В. [1] ставит перед собой целью оценить техническое состояние и остаточный ресурс насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций в условиях автоматизации магистральных нефтепроводов. В [1] было обоснована необходимость проведения дефектоскопии корпусов магистральных и подпорных насосов, а также их валов и роторов электродвигателей, что позволит повысить достоверность результатов вибрационной диагностики, определить техническое состояние и остаточный ресурс насосного оборудования.

В [2] Сулеманов Р.Н. установил зависимость уровня вибрации на гармониках оборотной частоты вращения от характеристик расцентровки насосного агрегата, позволяющая диагностировать тип и величину расцентровки по спектру вибрации. Так же был получен и обоснован новый линеаризованный критерий оценки технического состояния насосных агрегатов, позволяющий проводить сравнение измеренных и паспортных значений гидравлического к.п.д. насосных агрегатов независимо от технологического режима их работы.

В работе [3] Каминский С.Г. предложила техническую реализацию способов мониторинга и прогнозирования остаточного ресурса оборудования по предельным параметрам спектральных характеристик виброактивности узлов насосного агрегата нефтепромыслового оборудования в условиях

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.Г.</i>					20	88
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2531Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

эксплуатации в передвижной вибродиагностической лаборатории.

В работе [4] Беляев П.В. разработан и теоретически обоснован способ, позволяющий обрабатывать прерывистые поверхности методом ППД за счёт использования сил инерции деформирующего элемента, получена оптимизационная модель расчёта режимов комбинированной обработки отверстий растачиванием и раскатыванием.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# I. МЕТОДЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Опыт эксплуатации оборудования НПС 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 подразделяются на две основные группы. Это физические и параметрические методы диагностирования. Такое подразделение обусловлено природой контролируемых параметров. Следует отметить, что при применении какого-то определенного метода для контроля технического состояния конкретного агрегата, узла или элемента оборудования при определенных условиях эксплуатации, этот метод может классифицироваться и как физический и как параметрический метод (например, вибродиагностика, которая, по мнению ряда авторов, характеризует как изменение физических характеристик, так и изменение параметров динамических процессов). Однако, в подобных случаях важным является изучение сути метода, области его применения, преимуществ и недостатков, а не проблема отнесения его к какому-либо классу методов.

## 1.1 Физические методы диагностики

Физические методы базируются на фиксации изменений характеристик объекта или материала, которые являются следствием его эксплуатации. К этим характеристикам можно отнести нагрев, напряженно-деформированное

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперкачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брцник О.В.Г.</i>					22	88
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2531Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бцрков П.В.</i>						

состояние, можно отнести и электрически поля, шумы и др. Физические методы принято называть 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, в которых измеряется изменение физического поля, а к пассивным методам относятся те, в которых используются свойства физического поля, возбуждаемого самим контролируемым объектом. Активные (или локальные) методы позволяют обнаружить дефект лишь на ограниченной площади, а пассивные (или интегральные) могут оценить состояние всего крупногабаритного агрегата в целом. К ним относятся: ультразвуковая дефектоскопия, магнитный контроль, радиографический, капиллярный методы, метод вихревых токов, визуально-оптический метод.

К **пассивным** относятся: тепловизионный, виброакустический методы, метод акустической эмиссии.

Физические методы контроля объектов в их рабочих состояниях обеспечивают выявление недопустимых износов и повреждений в сопряженных подвижных деталях механизмов (подшипниках, кривошипных узлах).

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

Надежная эксплуатация оборудования насосных и компрессорных станций предусматривает широкое применение методов и средств неразрушающего контроля для своевременного выявления опасных дефектов и неисправностей, которые могут стать причиной разрушения элементов оборудования и аварийных ситуаций на объекте.

Для контроля технического состояния объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов используются, в основном, следующие методы: маг

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нитный, ультразвуковой, радиационный, вихретоковый, капиллярный, визуально-оптический, тепловизионный, виброакустический.

### 1.1.1. Радиационные методы

В основе радиационных методов контроля лежит явление ионизирующего излучения в форме рентгеновских лучей и гамма-излучения.

Рентгеновское и гамма-излучение обладают большей энергией по сравнению со световой. Этим объясняется их гораздо более высокая проникающая способность. При прохождении рентгеновскими и гамма-лучами материала, часть их энергии рассеивается в зависимости от качества, плотности и толщины изделия. Регистрация интенсивности проникающего излучения, прошедшего через изделие на специальную пленку лежит в основе радиационного контроля.

Вообще говоря, для обнаружения дефектов применяются различные виды ионизирующих излучений: рентгеновское, гамма-излучение, бета-излучение, нейтронное (последние два вида используются достаточно редко).

Рентгенографический метод обеспечивает выявление дефектов, протяженность которых составляет 1...2% от толщины просвечиваемого изделия.

Для стали максимальная просвечиваемая толщина составляет 2...7 см.

Гаммаграфический метод позволяет выявить дефекты, протяженность которых составляет 2...4% от толщины изделия, которое подвержено просвечиванию. При этом, для стальных изделий наибольшая толщина просвечивания составляет 6...12 см.

При выполнении радиографического метода контроля используют схему просвечивания, изображенную на рис. 2.1.

Излучение 2, идущее от источника 1, проходит через сварное соединение изделия 2. Если изделие имеет дефект 5, то интенсивность

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



излучения, проходящего через пленку 6, будет различной в нормальной и дефектной зонах. В зоне расположения дефекта, в силу более высокой проходимости лучей, интенсивность потемнения пленки будет более высокой.

Для обеспечения оптимального выявления дефектов, в зависимости от расположения контролируемой зоны, применяют следующие схемы просвечивания для стыковых швов плоских элементов, нахлестных соединений, угловых соединений, тавровых и кольцевых швов (рис. 1.1).

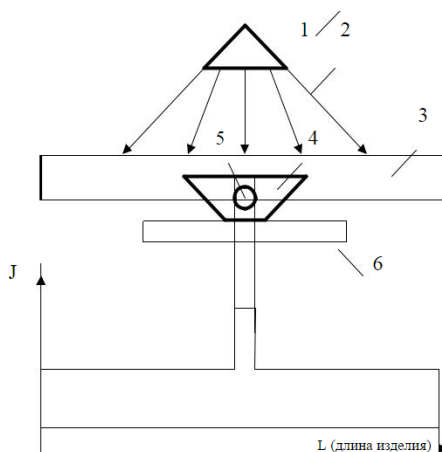


Рисунок 1.1. Схема просвечивания сварного соединения:

1 – источник излучения; 2 – рентгеновские (или гамма-лучи); 3 – контролируемое изделие; 4 – сварной шов; 5 – дефект в сварном шве; 6 – рентгеновская пленка; J – интенсивность излучения.

Радиографический контроль сварных соединений выполняется в соответствии с ГОСТ 7512.

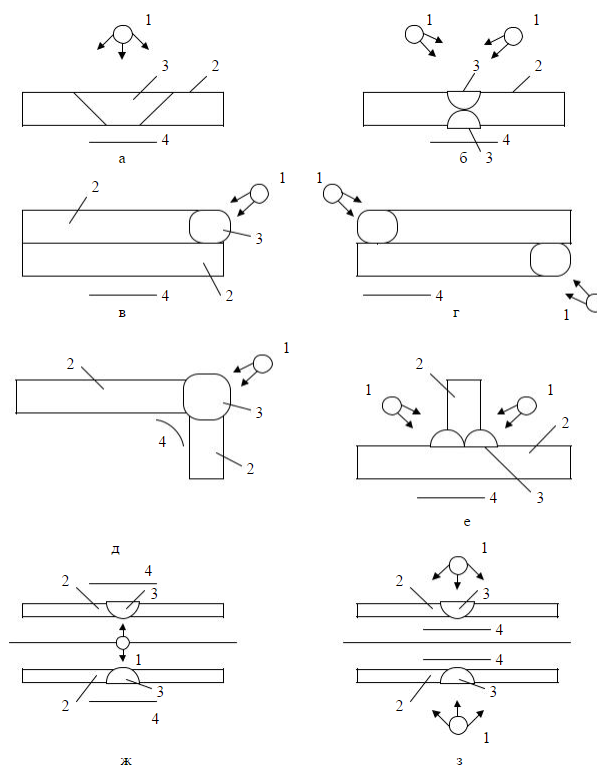


Рисунок 1.2. Схемы просвечивания при радиографическом контроле  
а, б – стыковые соединения плоских элементов; в,г – нахлесточные соединения; д – угловое соединение; е – тавровый шов; ж, з – кольцевые швы; 1 – источник излучения; 2 – объект контроля; 3 – сварной шов; 4 – пленка.

### 1.1.2 Магнитный метод

Особенностью магнитных методов является то, что контролю подвергаются только изделия, выполненные из ферромагнитных материалов. При изучении методов магнитного контроля, следует помнить о том, что относительная магнитная проницаемость представляет собой отношение величины магнитного поля, создаваемого током в намагниченной среде к величине магнитного поля, создаваемого тем же током в вакууме. В связи с этим, материалы по значению магнитной проницаемости делятся на ферромагнитные (например, железо, сталь), магнитная проницаемость

которых равна или более  $10^4$ , диамагнитные (цинк, медь), с проницаемостью, равной 1 и парамагнитные (алюминий, марганец), проницаемость которых равна 1, где  $\mu$  - это коэффициент, равный  $10^{-4} \dots 10^{-5}$ .

Когда деталь намагничена, магнитные линии имеют определенную направленность. Если на пути направленности магнитных линий имеется дефект, магнитная проницаемость которого во много (часто в тысячи раз) уступает проницаемости материала, из которого изготовлено изделие (что возможно при неповаренном шве или при включении шлаковых соединений), силовые линии обходят дефектный объект и образуют, таким образом, поле рассеивания силовых линий (рис. 1.3).

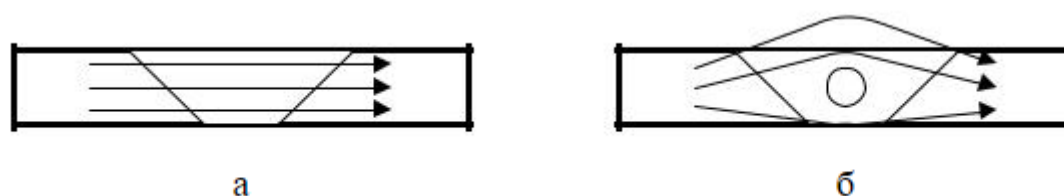


Рисунок 1.3. Направление магнитного потока силовых линий (а) при отсутствии дефекта ; (б) при наличии дефекта.

Магнитные методы контроля можно подразделить на магнитопорошковый и магнитографический методы.

Магнитопорошковый метод предназначен для нахождения дефектов, которые не могут быть определены визуально. Для выполнения этого вида дефектоскопии, поверхность объекта должна быть очищена от каких-либо загрязнений, шлаков, продуктов коррозии, окалины, ржавчины и пр. После этого наносят ферромагнитный порошок или изготовленную на его основе суспензию на контролируемую зону и намагничивают изделие.

Частицы ферромагнитного порошка (или суспензии) под действием создаваемого магнитного поля начинают перемещаться по поверхности детали. Над дефектами (несплошностями) они скапливаются в виде валиков. Контур дефекта определяется последующим осмотром. Более

глубокое проникновение в металл обеспечивается путем намагничивания изделия постоянным током. Однако, детали или элементы изделия толщиной менее 20 мм следует намагничивать переменным током, что не требует дополнительной процедуры размагничивания.

Магнитопорошковый метод контроля дает, как правило, четкое определение длины и конфигурации дефекта в изделии, но не позволяет определить глубину трещины. В этом случае полезным является дополнительное использование потенциометрических датчиков. Пропускание тока небольшого напряжения и фиксации падения его напряжения вблизи поверхности позволяет определить глубину трещины.

Для осуществления магнитопорошкового контроля используются дефектоскопы различных видов: портативные, переносные, универсальные, стационарные, как отечественного, так и зарубежного производства. К ним можно отнести: МД-4П, МД-4К, «МАГУС-М» (Россия), MAG 20, MAG 40, MAG 50 (Magnaflux, Англия) и др.

Магнитографический метод основан на намагничивании контролируемого участка объекта с одновременной записью полей рассеивания на магнитную ленту и считывания зафиксированных на ней результатов с помощью специальных дефектоскопов. Максимальная толщина контролируемого изделия составляет 20...25 мм. Схема магнитографического метода контроля представлена на рис. 2.4.

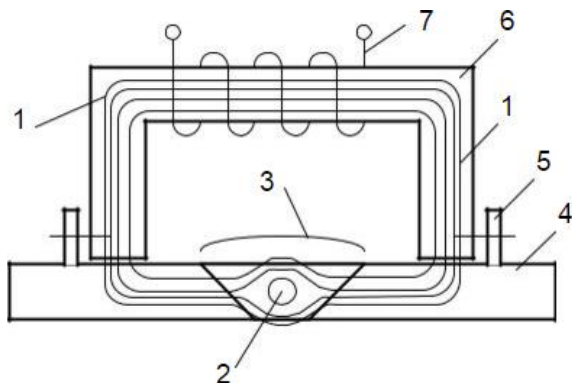


Рисунок 1.4. Принципиальная схема магнитографического контроля.

					Методы технической диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

1 – магнитный поток (силовые линии магнитного поля); 2 – дефект; 3 – магнитная лента; 4 – материал изделия; 5 – опорные ролики; 6 – магнитопровод (сердечник); 7 – обмотка электромагнита

Считывание результатов контроля с магнитной ленты производится с помощью магнитографических дефектоскопов.

Магнитографический способ контроля, основанный на магнитной памяти металла, в принципе выполняет все функции традиционного магнитопорошкового метода, но, при этом, не требует дополнительной зачистки металла, применения эмульсии, и, следовательно, может быть отнесен к экспресс-методам диагностики.

### 1.1.3 Ультразвуковой метод

Данный метод контроля основан на регистрации результатов процесса распространения ультразвуковых колебаний (УЗК) в объекте, подлежащем контролю. Ультразвуковые волны, как известно [8], представляют собой упругие колебания частотой более 20 кГц, возбуждаемые источником колебаний в материале контролируемого изделия. При этом каждая частица материала, совершив колебательное движение относительно своего первоначального положения, вновь занимает его, не перемещаясь вдоль направления движения волны. Что касается металлов, то в них ультразвуковые волны распространяются в виде направленных лучей.

Свойство ультразвуковых волн проникать в толщину материала используется для определения малых внутренних дефектов. В соответствии с законами физики, упругая волна несет определенную энергию, которая, по мере удаления от излучателя, теряет свою интенсивность, и амплитуда колебаний частиц также сокращается.

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для возбуждения ультразвуковых колебаний в качестве источников энергии в ультразвуковых дефектоскопах используют электронные генераторы.

Электрические импульсы, вырабатываемые в генераторе, затем преобразуются в ультразвуковые механические колебания с помощью преобразователей, принцип действия которых основан на пьезоэлектрическом эффекте.

Прямой пьезоэлектрический эффект – это возникновение электрических зарядов на гранях пьезоэлектрической пластины при ее деформации обратный пьезоэлектрический эффект заключается в деформации такой пластины при подведении к ней электрического заряда. Величина деформации при этом пропорциональна величине подведенного электрического заряда. Под влиянием переменного электрического поля пластина сжимается и растягивается в соответствии с изменением знаков приложенного напряжения, т.е. пластина колеблется с частотой, с которой меняется электрическое поле.

Наиболее распространенными являются пьезоэлектрические преобразователи, представляющие собой пластину, изготовленную из монокристалла кварца или других материалов: титанат бария, цирконат-титанатсвинца и др.

На поверхность этих пластинок наносят тонкие серебряные электроды, после чего подвергают их поляризации в постоянном электрическом поле. Излучающую пластину монтируют в специальной выносной головке, которая коаксиально связана с генератором.

Пьезоэлектрические преобразователи подразделяют на:

прямые, которые вводят продольную волну перпендикулярно контролируемой поверхности;

наклонные, которые вводят поперечную волну под углом к поверхности;

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

раздельно-совмещенные, которые вводят продольную волну под углом  $5...10^\circ$  к плоскости, перпендикулярной поверхности ввода.

Принципиальная схема этих видов преобразователей представлена на рис. 1.5.

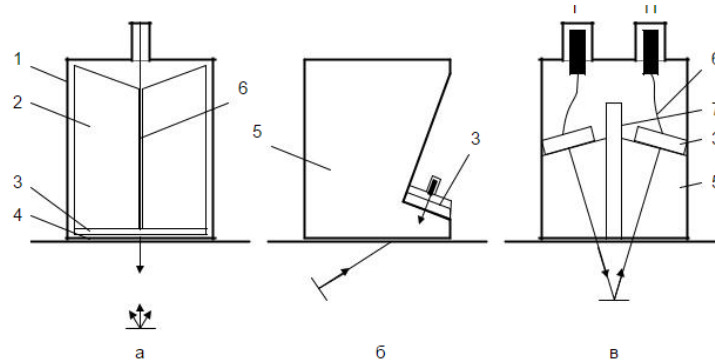


Рисунок 1.5. Принципиальная схема преобразователей

На рабочей стороне прямого преобразователя на пьезопластине 3 имеется протектор 4, защищающий пьезопластину от механического повреждения. С другой стороны пластинки закреплен демпфер 2, который выполнен из материала с высоким поглощением ультразвука. Уменьшая длительность колебания пьезопластины, демпфер способствует созданию коротких зондирующих импульсов. В наклонных и раздельно-совмещенных преобразователях пьезопластина 3 прикреплена к призмам 5, которые выполняются из оргстекла, полистирола и других материалов. Прямые и наклонные преобразователи работают в основном по совмещенной схеме, при этом один и тот же пьезоэлемент А является генератором-излучателем и приемником ультразвуковых колебаний. В раздельно-совмещенных преобразователях пьезопластины разделены акустическим экраном 7, который служит для предотвращения прямой передачи сигналов от излучающей пластины, подключенной к генератору Г, к приемной пластине П, подключенной к усилителю электронного блока дефектоскопа.

При ультразвуковом контроле используют следующие схемы просвечивания: эхо-зеркальный, теневой и зеркально-теновый методы.

					Методы технической диагностики	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В основе **эхо-зеркального** метода лежит анализ акустических импульсов, зеркально отраженных от данной (рис. 1.6) поверхности объекта контроля и дефекта.

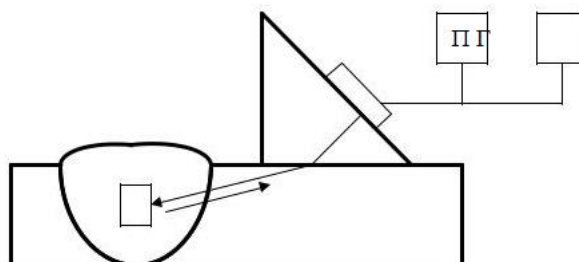


Рисунок 1.6. Эхо-зеркальная схема УЗ контроля

Сущность метода заключается в озвучивании изделия короткими импульсами ультразвука, который излучается генератором Г, с последующей регистрацией эхо-сигналов, отраженных от дефекта к приемнику П. Данный метод используется для проведения ультразвукового контроля при одностороннем доступе к контролируемому объекту.

Теневой метод (рис. 1.7) заключается в установке пьезоэлектрических преобразователей, генерирующего и принимающего импульсы, по разным сторонам объекта. Он основан на регистрации уменьшения амплитуды прошедшей волны под влиянием дефекта.

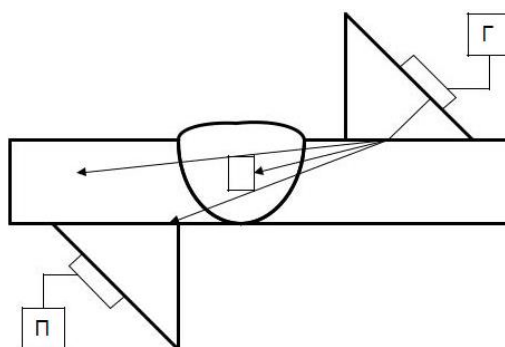


Рисунок 1.7. Схема УЗК теньевым методом

Зеркально-теневым метод (рис. 1.8) основан на измерении амплитуды данного сигнала. Он используется при одностороннем доступе к объекту.



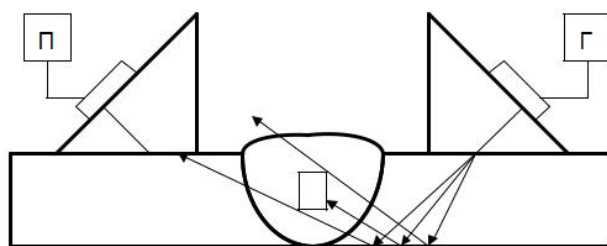


Рисунок 1.8. Схема зеркально-теневого метода УЗК

Ультразвуковые методы контроля используются в ультразвуковой толщинометрии и дефектоскопии. Ультразвуковая толщинометрия в настоящее время широко используется для измерения толщины объектов, как при их изготовлении, так и при контроле технического состояния.

Измерения толщины изделий на основе ультразвука по сравнению с механическими измерениями имеют то преимущество, что не требуют доступа к обратной стороне стенки контролируемого объекта. Это могут быть как закрытые сосуды, трубные системы, так и изделия более сложных форм. Для стали и гомогенных материалов может быть достигнута очень высокая точность измерений. Кроме того, возможно проведение измерений в отдельных точках, например, в критических местах узлов установок, находящихся под высокой нагрузкой, без их остановки.

Принцип действия ультразвуковых толщиномеров основан на ультразвуковом импульсном эхо-методе измерения, который использует свойства ультразвуковых колебаний отражаться от границы раздела сред с разными акустическими сопротивлениями. Электронный блок толщиномера вырабатывает запускающий импульс, подаваемый на излучающую пластину акустического преобразователя, которая излучает ультразвуковой импульс через линию задержки в изделие. Этот импульс распространяется в изделии до внутренней поверхности изделия, отражается от нее, распространяется в противоположном направлении и, пройдя линию задержки, принимается приемной пластиной.

Время распространения ультразвуковых колебаний связано с толщиной изделия. Принятый импульс усиливается и подается на вход блока обработки информации, который формирует цифровой код, пропорциональный времени распространения импульса в изделии с учетом времени распространения в линиях задержки, после чего встроенная микро ЭВМ вычисляет толщину.

## 1.2 Методы диагностики по изменению параметров диагностических процессов

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

### 1.2.1. Вибрационная диагностика

Прежде, чем перейти к описанию физических основ вибродиагностики, технологии и методики ее проведения, а также используемых средств, рассмотрим основные цели и задачи вибродиагностики.

Методы вибродиагностики направлены на обнаружение и идентификацию таких неисправностей агрегата, которые оказывают влияние на его вибрацию: дефектов роторов, опорной системы и узлов статора, испытывающих либо генерирующих динамические нагрузки.

Целями вибродиагностики являются:

-предупреждение развития дефектов агрегата и сокращение затрат на его восстановление,

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

-определение оптимальной технологии восстановления работоспособности агрегата, если возникший дефект исключает возможность его нормальной эксплуатации.

Основной задачей вибродиагностики является разделение множества возможных технических состояний агрегата на два подмножества: исправных и неисправных.

Следующей задачей является постановка диагноза, состоящего в определении характера и локализации одного или группы дефектов, соответствующих вибрационному состоянию агрегата.

Одной из задач вибродиагностики является возможное обнаружение дефекта на ранней стадии и прогнозирование его развития во времени.

На основании диагноза определяется оптимальный режим эксплуатации агрегата в условиях возникшей неисправности и технология устранения дефекта и восстановления работоспособности агрегата.

Чем надежней и конкретней диагноз, тем ниже затраты, связанные с восстановлением агрегата.

Вибрация – это вид механического колебания, совершаемого контролируемой точкой агрегата с достаточно высокой частотой относительно некоторого нейтрального положения.

Элементы машины динамически взаимодействуют друг с другом, и через конструкцию происходит рассеивание энергии в виде механических колебаний.

Эти колебания возникают как побочный результат при нормальной передаче энергии через механизмы агрегата. По мере износа оборудования, в результате оседания фундамента, деформации деталей и пр., в конструкции машины происходят какие-либо изменения, которые заключаются в нарушении центровки валов, изнашивании деталей, нарушении баланса роторов, увеличении зазоров.

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При этом возрастает рассеивание энергии в виде увеличения механических колебаний. По мере развития неисправностей, в машине происходит изменение динамических процессов в виде количественного и качественного изменения сил, действующих на отдельные детали. В результате изменяется и уровень, и вид вибрации.

Вибрация, таким образом, происходит под действием сил возбуждения, имеющих различную природу. В роторных машинах силы возбуждения связаны, в первую очередь, с процессом вращения вала.

По сути, вибрация или колебание отдельной точки машины во времени представляет собой физический сигнал, периодически изменяющийся по величине и направлению.

Исходный вибросигнал при помощи стандартных математических операций может быть преобразован в различные взаимосвязанные представления – в вид виброперемещения, виброскорости и виброускорения.

Трудность диагностирования при этом состоит в том, что не существует надежных специфичных признаков для идентификации конкретных дефектов, кроме того, в ряде случаев при существенном возрастании некоторой диагностически информативной гармоники вибрации общий уровень интенсивности вибрации может меняться несущественно. В то же время по уровню вибрации и росту ее во времени в большинстве случаев можно достаточно надежно квалифицировать состояние агрегата как исправное или неисправное. У некоторых дефектов есть признаки, позволяющие в определенной ситуации установить дефект как наиболее вероятный. Назовем некоторые из них.

Если ротор опирается на подшипники качения и интенсивность вибрации (СКЗ виброскорости) преобладает на одном подшипнике и растет во времени, то скорее всего дефект состоит в повреждении (износе поверхностей качения) этого подшипника. Однако такой же характер

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

вибрации может быть связан с деградацией опорных (фундаментных) элементов под рассматриваемым подшипником либо с появлением дисбаланса с одной стороны ротора; в то же время повреждения могут возникнуть одновременно на обоих подшипниках ротора, в этом случае упомянутый признак оказывается несостоятельным.

Если наблюдаются относительно высокие вибрации в осевом направлении при повышенных вибрациях в других направлениях на подшипниках одного ротора, то это может быть связано с остаточным прогибом этого ротора. В то же время при несоосности венцов муфты (коленчатость) на машине, состоящей из приводного электродвигателя и механизма, такая же вибрация наблюдается на роторе электродвигателя, подшипники которого встроены в корпус; такой же характер вибрации может быть и при определенном расположении дисбалансов на некотором роторе машины.

Если резко нарушается соотношение между вертикальными и поперечными составляющими вибрации, это может быть вызвано повреждением фундамента либо отрывом фундаментной плиты. Однако при некоторых динамических свойствах агрегата это может быть связано с определенной формой неуравновешенности, появлением низкочастотной вибрации и другими причинами.

### **1.2.2. Параметрические методы диагностики**

Параметрическая диагностика – это контроль нормируемых параметров оборудования, обнаружение и идентификация их опасных изменений. Она используется для аварийной защиты и управления оборудованием, а диагностическая информация содержится в совокупности отклонений величин, контролируемых параметров от номинальных или нормирующих значений.

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

Параметрические методы контроля работоспособности оборудования основаны на измерении, соответствующем функциональному преобразованию результатов измерений и оценке выходных и внутренних параметров объектов контроля [6].

К параметрическим методам относятся методы контроля работоспособности в целом насосов, электродвигателей и пр. Что касается параметрической диагностики насосных агрегатов, то под нею подразумеваются методы, основанные на специальной обработке и анализе значений гидродинамических, термических и других функциональных параметров, измеряемых на работающем насосном агрегате.

					<i>Методы технической диагностики</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## II. ДИАГНОСТИКА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС

Контроль технического состояния насосных агрегатов НПС регламентируется в основном положением отраслевого руководящего документа РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 [10], который введен взамен РД 153-39ТН-008-96. Рассмотрим основные виды диагностических обследований, применяемых для контроля технического состояния насосов.

### 2.1 Вибрационная диагностика насосных агрегатов

Вибродиагностика позволяет контролировать техническое состояние магистральных и подпорных агрегатов в режиме непрерывного наблюдения за уровнем вибрации.

Распространение вибрационных методов для диагностики насосного оборудования можно обосновать рядом факторов. Это, в первую очередь, возможность 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 определяет следующие основные

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперкачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брцсник О.В.Г.</i>					39	87
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бцрков П.В.</i>						

требования по контролю и измерению вибрации насосных агрегатов:

1) все магистральные и подпорные насосные агрегаты должны быть оснащены стационарной контрольно-сигнальнойвиброаппаратурой (КСА) с возможностью непрерывного контроля в операторной текущих параметров вибрации. Система автоматики НПС должна обеспечивать световую и звуковую сигнализацию в операторной при повышенной вибрации, а также автоматическое отключение агрегатов при достижении аварийного значения вибрации;

2) датчики контрольно-сигнальнойвиброаппаратуры устанавливаются обязательно на каждой подшипниковой опоре магистрального и горизонтального подпорного насосов для контроля вибрации в вертикальном направлении (рисунок 3.1). На вертикальных подпорных насосах датчики устанавливаются на корпусе опорно-упорногоподшипникового узла для контроля вибрации в вертикальном (осевом) игоризонтально-поперечномнаправлениях (точки 1, 2 рисунок 3.2);

Система автоматики должна быть обязательно настроена на выдачу сигнала при достижении предупредительного и аварийного уровней вибрации насосов в контролируемых точках (в качестве измеряемого и нормируемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10-1000Гц);

3) значение уставок сигнализации и защиты по превышению вибрации устанавливаются согласно утвержденной карте уставок технологических защит в зависимости от типоразмера ротора, режима работы насоса (подачи) и указанных в таблицах 3.1 и 3.2 норм вибрации;

За номинальный режим работы насосного агрегата принимается диапазон подач от 0,8 до 1,2 от номинальной подачи ( $Q_{ном}$ ) соответствующего ротора (рабочего колеса). При применении рабочих колес с предвключенным шнеком или осерадиальных, за номинальный режим принимается диапазон подач от 0,9 до 1,1 от номинальной подачи.

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Изменение величин уставок по параметрам сигнализации и защиты насосного агрегата при превышении уровня вибрации должно производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-087-01[15], «Регламента организации контроля за нормативными параметрами МН и НПС, диспетчерских пунктов РНУ (УМН) и ОАО МН на объектах ОАО «АК «Транснефть» и технологическим регламентом НПС.

При включении и отключении насосного агрегата должна осуществляться блокировка защиты этого агрегата и других работающих агрегатов по превышению вибрации на время выполнения программы пуска (остановки) насосных агрегатов.

4) предупредительная сигнализация в операторной местного диспетчерского пункта (МДП) по параметру «повышенная вибрация» должна соответствовать величине СКЗ 5,5 мм/с - при работе насосов в диапазоне номинальных подач и 8.0 мм/с - при работе насосов на режимах, отличающихся от номинальных;

Выдача сигнала «аварийная вибрация» должна соответствовать СКЗ 7.1 мм/с - при работе насосов в диапазоне номинальных подач и 11,2 мм/с - при работе насосов при режимах, отличающихся от номинальных.

Аварийное значение вибрации (см. таблицы 2.1, 2.2) [10] наступает при достижении величины среднего квадратического значения виброскорости, соответствующей оценке длительности эксплуатации «недопустимо» и требует немедленного отключения насосного агрегата.

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

Таблица 2.1

Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов для  
номинальных режимов работы

Величина среднего квадратического значения 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

5) контроль вибрации вспомогательных насосов (маслонасосов, насосов систем откачки утечек, водоснабжения, пожаротушения и отопления) должен осуществляться 1 раз в месяц и перед выводом в текущий ремонт с помощью переносной аппаратуры;

Таблица 2.2

Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов для  
неноминальных режимов

Величина среднего квадратического значения 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



7) при использовании портативной виброаппаратуры вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша;

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации горизонтальных насосных агрегатов измеряются ниже на 2-3мм от оси вала насоса напротив середины длины опорного вкладыша, рисунок 3.1.

Места измерения вибрации на вертикальном насосном агрегате соответствуют точкам 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рисунок 2.2).

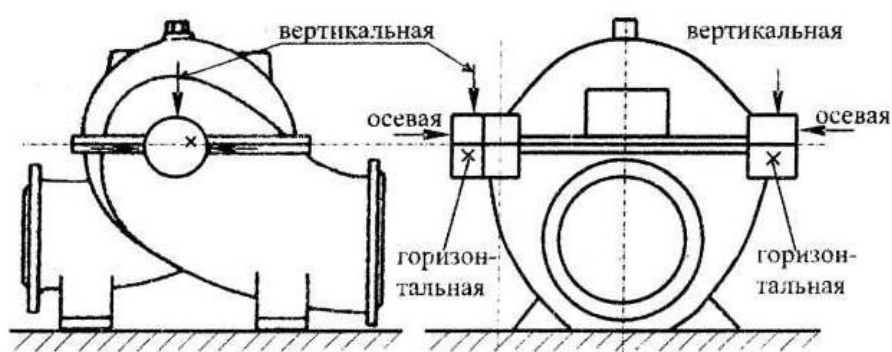


Рисунок 2.1. Точки измерения на опоре подшипников

На вертикально установленных насосах вибрация измеряется в точках, показанных на рисунке 2.2.

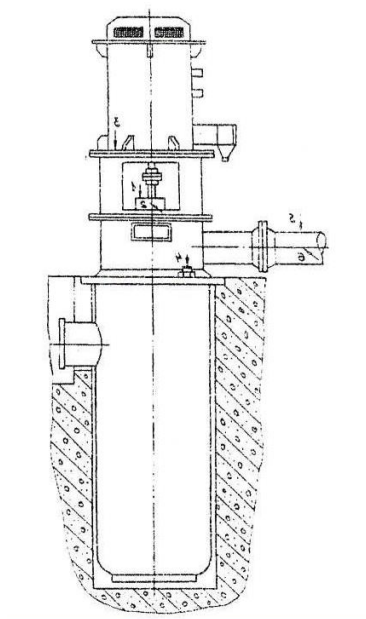


Рисунок 2.2. Точки измерения вибрации на вертикальном насосном агрегате

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосов со встроенными подшипниками типа НГПНА, ЦНС), вибрация измеряется на корпусе, над подшипником в точке, расположенной как можно ближе к оси вращения ротора (рисунок 2.3).

8) для оценки жесткости крепления рамы к фундаменту вибрация измеряется на всех элементах крепления насоса к фундаменту. Измерение производится в вертикальном направлении на анкерных болтах (головках) или рядом с ними на фундаменте на расстоянии не более 100 мм от них. Измерение проводится при плановом и неплановом вибродиагностическом контроле.

9) для проведения вибродиагностических контролей используется аппаратура, как для измерения среднего квадратического значения вибрации так и универсальная виброанализирующая аппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик.

Аппаратура должна соответствовать ГОСТ ИСО 2954.

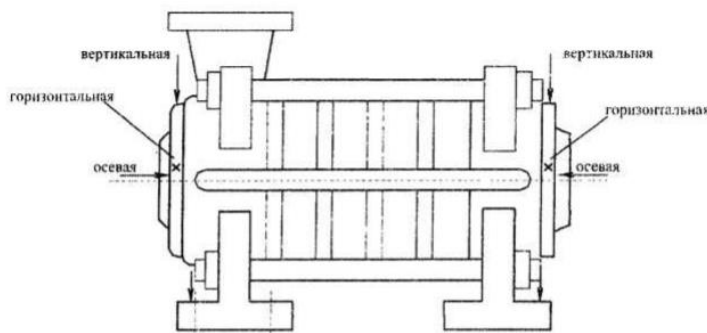


Рисунок 2.3. Точки измерения вибрации на корпусе подшипника насоса без выносных опор

Кроме того, РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 четко определяет критерии оценки общего технического состояния и работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации в результате проведения различных видов виброконтроля. При этом должны выполняться следующие базовые положения:

1) вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводится по следующим критериям:

- по допустимому уровню вибрации;
- по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;
- по спектральным характеристикам.

Диагностирование по первому критерию осуществляется сравнением максимального текущего значения вибрации с допустимым уровнем вибрации.

Диагностирование по второму критерию осуществляется сравнением изменения скорости текущих среднеквадратических значений виброскорости с предшествующими значениями, а также базовыми характеристиками, полученными после 72-часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта.

Диагностирование по спектральным характеристикам осуществляется на основе анализа амплитуды вибрации на частотах, характерных конкретным дефектам и специальных спектральных функций.

2) оценка работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации выполняется по результатам оперативного, планового и непланового вибрационного контроля.

Оценка вибросостояния конкретного насоса выполняется с учетом режима его работы (подачи). Для этого регистрируются значения вибрации на нескольких эксплуатационных режимах в начальный период эксплуатации нового насоса или после его ремонта и строится зависимость вибрации от подачи насоса.

3) при оперативном контроле выполняется постоянное слежение за уровнем вибрации насосного агрегата в данный момент времени и в

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

динамике, с возможностью ручной, автоматизированной или смешанной регистрацией информации о величине вибрации.

По результатам оперативного контроля проводится анализ уровня вибрации, при котором сравнивается:

-текущее значение вибрации с допустимым, с учетом режима перекачки;

-скорость изменения вибрации относительно предыдущих измерений.

Делаются выводы об общем вибросостоянии насосного агрегата и о необходимости проведения дополнительных вибродиагностических работ.

При выполнении дополнительных вибродиагностических работ анализируются спектральные и амплитудо-фазовые характеристики вибрации. Необходимость, время проведения работ определяет заместитель начальника НПС, либо лицо, ответственное за выполнение вибродиагностических контролей в РНУ.

4) при плановом вибродиагностическом контроле оценивается фактическое техническое состояние насосного агрегата, составляется прогноз его работоспособности с определением времени до ремонта или до следующего вибродиагностического контроля, уточняется объем и вид ремонта, качество ремонта.

5) после монтажа нового или отремонтированного насоса, а также по окончании ремонта проводятся измерения и фиксируются базовые значения вибрации (на лапах корпуса насоса, головках анкерных болтов в вертикальном направлении и на подшипниковых опорах в вертикальном направлении). При этом, если режим работы насосного агрегата лежит в диапазоне подач (0,8-1,2)  $Q_{ном}$ , насос допускается к эксплуатации при вибрации на подшипниковых узлах не более 4,5 мм/с, на головках фундаментных болтов (лапах корпуса) - не более 1,8 мм/с. Если вибрация

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

более указанных параметров, то насос к эксплуатации не допускается, устанавливаются и устраняются причины повышения вибрации.

б) **неплановый вибродиагностический контроль магистральных и подпорных насосных агрегатов** проводится с целью определения неисправности в следующих случаях:

- если величина вибрации в любой из контролируемых точек превысила 80 % от аварийного значения вибрации для основных магистральных и подпорных насосов;

- если величина вибрации превысила базовое (значение, полученное после 72-часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта насосного агрегата) значение в 2 раза;

- если величина вибрации на лапах корпуса насоса или головках анкерных болтов превысила 1,8 мм/с;

- если при установившемся режиме перекачки происходит увеличение изменения вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре;

- если присутствуют посторонние шумы или происходит повышение температуры подшипников.

Неплановый вибродиагностический контроль вспомогательных насосов рекомендуется проводить в случае появления посторонних шумов, выявляемых во время обхода.

Необходимость проведения непланового контроля определяет заместитель начальника НПС или инженер-механик НПС.

По результатам контроля принимается решение о выводе насосных агрегатов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или продолжении эксплуатации.

7) для определения остаточного ресурса по результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график (тренд)

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки.

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса рекомендуется получить тренд, на основе которого можно проводить прогнозирование остаточного ресурса.

Процесс прогнозирования остаточного ресурса агрегата по изменению уровня вибрации сводится к экстраполяции найденного тренда и определению момента пересечения его с линией предельного состояния. Точность прогноза повышается при увеличении количества проведенных наблюдений.

Полученный тренд используется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса. После проведения вышеуказанных операций вновь проводятся измерения и на их основе определяют базовые характеристики вибрации.

## 2.2 Специфика вибрации центробежных насосов

Выявление причин возникновения вибрации в центробежных насосах рассматривается многими исследователями. Так, в [15] выявляются следующие основные проблемы: лопаточная вибрация, турбулентность потока, кавитация.

Лопаточная вибрация возникает в процессе прохождения рабочих лопаток колеса мимо какого-либо препятствия в проточной части. При небольшой собственной амплитуде вибрации с частотой лопаточной гармоник являются конструктивным свойством оборудования и не служат признаком неисправности.

Однако, при определенных дефектах эта амплитуда начинает возрастать, что может свидетельствовать о возникающем дефекте (конструктивные или эксплуатационные несимметрии).

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



присутствовать вызванные этими же причинами гармоника, кратные  $f_d$  и  $f_n$ .

Повышенная "лопастная вибрация" является следствием резонанса конструкции на "лопастных" частотах либо неудовлетворительной организации потока жидкости, в частности неоптимального профиля лопастей и их кромок. На одноступенчатых насосах резонанс может присутствовать либо отсутствовать за счет неконтролируемых отличий в их динамических свойствах при полном соблюдении технологии изготовления и ремонта. Этим объясняется большой разброс по уровню интенсивности вибрации на одноступенчатых насосах, подверженных резонансным явлениям.

В процессе деградации проточной части возникают "сухие" задевания ротора о статор, при этом может возникнуть высокочастотная вибрация с собственной частотой колебаний корпуса насоса ("корпусная" вибрация).

Кавитационные явления существенно влияют на вибрацию в насосах с относительно низким давлением на всасе. Вибрация и шум, вызываемые кавитацией, занимают широкий спектр частот. На ранней стадии кавитация проявляется в высокочастотной части спектра, газовая кавитация занимает диапазон частот 1-10кГц, следующая за ней паровая кавитация проявляется в диапазоне частот 5-30кГц и выше (практически во всем диапазоне, доступном для измерений). С увеличением интенсивности кавитации спектр расширяется в область средних и низких частот и занимает весь звуковой диапазон. Когда кавитация переходит в срывную стадию, возникают интенсивные низкочастотные вибрации с ударными воздействиями на насос, они могут приводить к поломкам. Интенсивность кавитационного шума сильно зависит от окружной скорости колес: растет в высокой степени (порядка 10) от роста окружной скорости.

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

Ученым и специалистам Института проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) удалось весь широкий спектр причин вибрации в насосах сгруппировать по трем основным направлениям [6]:

- неисправности, связанные с нарушением жесткости крепления машины и ее узлов;
- дефекты электромагнитного происхождения;
- неисправности механического и гидродинамического происхождения.

Исследования, проведенные в ИПТЭР [6], показали, что перечисленные выше проблемы проявляются следующим образом.

Основными дефектами установки насоса или электродвигателя на фундаменте или раме являются неплотные прилегания лап или стояков оборудования к раме или фундаменту, ослабление крепления, коробление рамы, трещины в фундаменте, разрыв анкерных болтов. Эти факторы увеличивают вибрацию объекта из-за уменьшения жесткости установки, а также уменьшения общих масс, колеблющихся вместе с объектом.

При достаточной жесткости системы «машина - рама - фундамент» вибрация крышки подшипника в 5-7раз превышает вибрацию рамы рядом с анкерными болтами. Если жесткость системы по каким-либо причинам нарушена, то это соотношение уменьшается. Кроме того, происходит скачкообразное изменение вибрации в месте нарушения жесткости. Например, если вибрация на лапе подшипниковой опоры составляет порядка 7 мм/с а на раме рядом с лапой порядка 3 мм/с и меньше, то можно говорить о плохом креплении лапы к раме.

Таким образом, если происходит резкое изменение вибрации в 2 раза и более в локальной точке системы, то можно считать, что это связано с плохой жесткостью крепления.

Для неисправностей электромагнитного происхождения характерно то, что уровень вибрации электродвигателя более резко падает при

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

отключении электродвигателя от сети. Для более достоверной оценки неисправности рекомендуется осуществить анализ вибрации без соединения двигателя с насосом.

Для обнаружения причин вибрации электромагнитного происхождения необходимо тщательно контролировать геометрические и электрические параметры электродвигателей при их ремонте. Так, расстояния между полюсами ротора и статора, называемые воздушными зазорами, а также соотношения между ними, определяют силу магнитного потока. Последний создает радиальные электромагнитные силы притяжения. При неравномерности зазоров равнодействующая электромагнитных сил, приложенных к ротору или статору, имеет постоянную составляющую, направленную в сторону меньших зазоров и создающую силу одностороннего притягивания между ротором и статором. Помимо этого, из-за изменения магнитной проводимости при вращении ротора в равнодействующей электромагнитных сил, имеется составляющая, которая периодически изменяется с двойной частотой сети. Это вызывает виброперемещение статора и ротора со стороны на сторону с двойной частотой сети.

При неравномерности зазоров равнодействующая электромагнитных сил вращается вместе с ротором и может вызвать в радиальном направлении периодические виброперемещения ротора и статора с частотой вращения.

Амплитуда вибрации от электромагнитных сил, как правило, по величине небольшая. При совпадении частот колебаний электродвигателя от таких сил с частотами колебаний от других источников может возникнуть резонанс, способствующий разрушению наиболее слабых элементов машины. При анализе вибрации электромагнитного характера должны контролироваться электрические параметры работы машины (напряжение, ток, мощность и пр.), показатели нагрева, состояние

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

фундамента и надежность крепления к нему, соединение электродвигателя с насосом и другие факторы. Если неисправности электромагнитного происхождения не обнаружены, то причины повышенной вибрации могут быть вызваны механическими дефектами или нарушением гидромеханических процессов в насосе.

Группа неисправностей механического и гидродинамического происхождения обладает наибольшим числом дефектов, которые чаще встречаются при эксплуатации насосных агрегатов. Очень часто они уже присутствуют после пуска в эксплуатацию нового или отремонтированного агрегата. Для насоса наиболее часто встречающиеся дефекты являются дефектами гидродинамического происхождения или вызваны дисбалансом ротора, а также некачественной центровкой.

Механически уравновешенный ротор может оказаться гидродинамически неуравновешенным при работе насоса на нефти. Это происходит в тех случаях, когда рабочее колесо изготовлено недостаточно точно и различается по шагу, углу между лопастями, по длине, толщине и углам установки лопастей. Силы, действующие на отдельные лопасти рабочего колеса, при этом не уравновешиваются и создают вибрацию с оборотной частотой. Различие в размерах межлопастных каналов рабочего колеса приводит к различному заполнению их нефтью и, как следствие, к несовпадению центра массы нефти, заполняющей колесо, с осью вращения ротора. Этот эффект усиливается при кавитации из-за появления газовой фазы в кавернах, возникающих у входных кромок лопастей рабочего колеса.

Выявление гидродинамической неуравновешенности аналогично механической. Однако силы, ее вызывающие, существенно меньше и обнаруживаются, когда ротор отбалансирован с высокой степенью точности.

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Динамическая неуравновешенность ротора - это неуравновешенность, при которой ось ротора и его главная центральная ось инерции пересекаются не в центре масс или перекрещиваются. Динамическая неуравновешенность включает статическую и моментную неуравновешенности и полностью определяется главным вектором и главным моментом дисбалансов ротора или двумя векторами дисбалансов, в общем случае различных по значению и непараллельных, лежащих в двух произвольных плоскостях, перпендикулярных к оси ротора («крест дисбалансов»). При этом амплитуды виброскорости на оборотной частоте, измеряемые на опорах в радиальной плоскости, различаются как по значению, так и по фазе.

Квазистатическая неуравновешенность ротора - это неуравновешенность, при которой ось ротора и его главная центральная ось инерции пересекаются в центре масс ротора. При этом главный вектор дисбалансов ротора перпендикулярен к оси ротора, проходит через центр его масс и лежит в плоскости, содержащей главную центральную ось инерции и ось ротора, а главный момент дисбалансов перпендикулярен к этой плоскости. Дисбалансы ротора лежат в одной плоскости, содержащей ось ротора и его центр масс.

Наиболее распространенными на практике следует считать динамическую и квазистатическую неуравновешенности.

					<i>Диагностика насосного оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

### III. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТОПРИВОДОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

#### 3.1 Источники колебаний в подшипнике качения

Источниками вибрации, возникающими на корпусе подшипника качения, являются следующие факторы:

- а) неравномерность вращением элементов подшипника;
- б) отклонения элементов подшипника от синхронного перемещения при вращении основных элементов;
- в) вибрация корпуса подшипника при дефектах крепления к опорным элементам;
- г) силы трения в элементах подшипника при неравномерной смазке трущихся деталей.

Вращение элементов подшипника. Каждый из главных элементов подшипника (внутреннее кольцо, сепаратор, тела качения и наружное кольцо) имеет свою характерную частоту, на которой возбуждается вибрационная энергия в результате циклических напряжений при периодических ударах на дефекте. Характеристика частот может быть определена для любого типа подшипника с идеальной геометрией. На практике идеальная геометрия не встречается, а поэтому возникают дополнительные частотные составляющие колебаний, генерируемых такими погрешностями, как огранка, овальность колец и разноразмерность тел качения.

Отклонения элементов подшипника от синхронного перемещения.

Каждый элемент подшипника имеет собственные частотные характеристики. Они могут изменяться и добавляться при сборке и

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперкачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Насыров С.В.</i>				<i>Теоретические методы диагностирования электроприводов насосных агрегатов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брцник О.В.Г.</i>						56	87
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бцрков П.В..</i>							



нагружении элементов в присутствии смазки. Такие резонансные явления будут возбуждать изменения динамики, которые при водят к отклонению от основных частот и под воздействием нерегулярного контакта в поврежденных областях.

Крепежный вибрации. Подшипник обычно является единственной естественной связью между вращающимися и неподвижными деталями машин и может рассматриваться как основное средство передачи вибрации. Эти вибрации могут возникать на вращающемся элементе под воздействием дисбаланса ротора, зубчатого зацепления, лопаток рабочего колеса и других дефектов. В комбинации с излучением колебаний неподвижной конструкции вибрацией, приходящей извне, они создают полную вибрационную картину, измеряемую на корпусе подшипника.

Силы трения. Под действием смазки силы трения создают высокочастотную вибрацию, уровень которой определяется средством смазочного материала подшипника. Детальные исследования природы образования случайной вибрации в подшипниках качения показали, что силы трения и создаваемая ими вибрация имеют амплитудную модуляцию. Так, дефекты сборки подшипникового узла, сопровождающиеся периодическим изменением силы нормального давления на тела качения, а также дефекты износа, создающие периодическое изменение коэффициента трения приводят к модуляции уровня вибрации различными частотами. Большинство из дефектов сборки и износа подшипников качения приводит к модуляции случайной высокочастотной вибрации подшипникового узла частотами, связанными определенными соотношениями с частотой вращения одного из колец подшипника (чаще внутреннего).

### 3.2. Выбор датчика и места измерения

Требования, накладываемые на выбор датчика, вытекают из частотного диапазона диагностического сигнала, частоты и добротности резонанса пьезо

					<i>Теоретические методы диагностирования электроприводов</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

керамического измерительного пакета датчика. При выборе датчика также следует принимать во внимание температуру измеряемой поверхности. В обычных условиях для измерения вибрации вполне подходит штатно поставляемый прибором датчик, рассчитанный на работу при температуре до 80°C.

Учитывая особенности распространения вибрации, одной из основных ошибок является неправильный выбор места измерения вибрации. Максимальные контактные усилия в подшипнике качения происходят в нагруженной зоне. Для остальных машин рекомендуемые места установки показаны на рисунке 2.1. Для получения объективной картины можно ближе подобраться к источнику вибрации в подшипнике, то есть к его нижнюю часть подшипникового щита. Между датчиком и наружным кольцом должно быть минимальное число контактных поверхностей. На каждом переходе вибрация частично отражается и поглощается, поэтому при прохождении нескольких контактных поверхностей большая часть энергии высокочастотной вибрации рассеивается. Это приводит к тому, что при плохом выборе измерительной точки мы не сможем заниматься ранней вибродиагностикой подшипников качения. Также необходимо сделать ряд ограничений на крепление датчиков на различных местах опоры. При существующих: изменениях толщины подшипникового щита происходит значительное ослабление вибрации на границе скачков толщины. Следовательно, описываемые выше явления нужно учитывать при выборе места установки датчика.

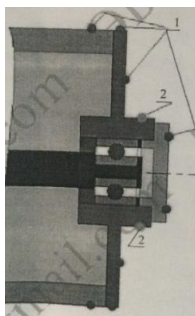


Рисунок 3.1. Точки возможной установки датчиков: 1 – «неправильные» точки, 2 – правильные

					Теоретические методы диагностирования электроприводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## IV. РАСЧЕТ ЧАСТОТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОДШИПНИКОВЫХ ВИБРАЦИЙ

К «подшипниковым» вибрациям приводит наличие в подшипниках качения нескольких элементов, совершающих сложное движение с различными угловыми скоростями.

Для получения аналитических зависимостей между геометрическими характеристиками подшипника и его вибрацией рассмотрены следующие положения. Считается, что внутреннее кольцо вращается с частотой  $n_{\text{факт}}$ , наружное - неподвижно, проскальзывание отсутствует.

### 4.1. Единичный дефект находится на наружном кольце

При прохождении тел качения через трещину будут наблюдаться периодические удары. Для определения частоты следования этих ударных импульсов необходимо найти групповую скорость движения тел качения (скорость сепаратора):

$$V_{\text{сеп.}} = \frac{1}{2} V_1 \quad (4.1)$$

где  $V_1$  - абсолютная скорость внутреннего кольца в точке 1:

$$V_1 = 2\pi n_{\text{факт}} R \quad (4.2)$$

где  $R$  – расстояние от центра вращения до точки 1;

$$R = R_c - r_{\text{ш}} \cos \alpha \quad (4.3)$$

где  $R_{\text{сеп}}$  - средний радиус сепаратора подшипника;

Следовательно, скорость вращения сепаратора:

$$V_{\text{сеп.}} = \frac{1}{2} V_1 = \frac{1}{2} 2\pi n_{\text{факт.}} (R_c - r_{\text{ш}} \cos \alpha) \quad (4.4)$$

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперкачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Расчет частотных показателей подшипниковых вибраций</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брицник О.В.Г.</i>					59	88
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

В формуле 4.4 величина  $n_{\text{факт}}$  определяется из выражения:

$$n_{\text{факт}} = (n_{\text{м}} - n_{\text{с}})K_{\text{н}} \quad (4.5)$$

где  $n_{\text{м}}$ - максимальная скорость вращения ротора;

$n_{\text{с}}$ - скольжение ротора, связанные с нормальной скоростью вращения;

$K_{\text{н}}$ - снижение скорости вращения, при нагружении электродвигателя.

Тогда частота вращения сепаратора будет соответственно равно:

$$n_{\text{факт}} = \frac{1}{2} V_1 \frac{1}{2\pi R_{\text{сеп}}} \quad (4.6)$$

Подставляя полученные ранее выражения, имеем

$$n_{\text{сеп}} - \frac{1}{2} n_{\text{факт}} (R_{\text{сеп}} - r_{\text{mk}} \cos \alpha) \frac{1}{R_{\text{сеп}}} = \frac{1}{2} n_{\text{факт}} \left(1 - \frac{d}{D} \cos \alpha\right).$$

где  $d$  и  $D$  – соответственно средний диаметр сапаратора и диаметр тел качения.

За один оборот сепаратора  $z$  тел качения пройдет через раковину. Следовательно, частота прохождения тел качения через одиночный дефект, находящийся на наружном кольце, будет:

$$n_{\text{нар}} = z n_{\text{сеп}} = z \frac{1}{2} n_{\text{факт}} \left(1 - \frac{d}{D} \cos \alpha\right) \quad (4.7)$$

#### 4.2. Единичный дефект находится на внутреннем кольце

Частота прохождения тел качения через дефект, находящийся на внутреннем кольце, будет:

$$n_{\text{факт}} = n_{\text{факт}} - n_{\text{сеп}} \quad (4.8)$$

Подставляя значение  $f_{\text{сеп.}}$ , найденное ранее получаем:

$$f_{\text{вн}} = n_{\text{факт}} - \frac{1}{2} n_{\text{факт}} \left(1 - \frac{d}{D} \cos \alpha\right) = n_{\text{факт.}} \left(1 - \frac{1}{2} \left(1 - \frac{d}{D} * \cos \alpha\right)\right) = \frac{n_{\text{факт}}}{2} \left(2 - 1 + \frac{d}{D} \cos \alpha\right) = \frac{n_{\text{факт}}}{2} \left(1 + \frac{d}{D} \cos \alpha\right) \quad (4.9)$$

Умножая на  $Z$ - количество тел качения, получаем частоту следования тел качения через дефект обнаруженный на внутреннем кольце:

$$f_{\text{вн}} = Z \frac{n_{\text{факт}}}{2} \left(1 + \frac{d}{D} \cos \alpha\right) \quad (4.10)$$

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет частотных показателей подшипниковых вибраций				

#### 4.3. Дефект находится на теле качения

Найдем линейную скорость точки. Она равна:

$$V_2 = n_{\text{факт}} 2\pi(R_c + r_{\text{ш}} \cos\alpha) \quad (4.11)$$

Тогда, частота качения будет равна:

$$f_{\text{ш}} = \frac{1}{2\pi} V_2 \frac{1}{r_{\text{ш}}} \quad (4.12)$$

Откуда:

$$n_{\text{ш}} = \frac{1}{2\pi} n_{\text{факт.}} \frac{D}{d} \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \cos\alpha\right) \quad (4.13)$$

Полученные зависимости позволяют теоретическим путем прогнозировать спектральную картину вибрации при дефектах подшипника.

					<i>Расчет частотных показателей подшипниковых вибраций</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## V. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе проекта рассматривается стоимость проведения диагностики дефектов насосных агрегатов.

Потенциальным потребителем данной разработки является ОАО «Транснефть».

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на диагностику дефектов НПС.

НПС находится в Парабельском районе, непосредственно рядом с с.Парабель.

Эксплуатационные затраты на диагностику дефектов состоят из следующих элементов:

1. Затраты на материалы
2. Затраты на оплату труда
3. Отчисления на социальные нужды
4. Амортизация
5. Прочие затраты

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2017 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 5.1 (строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Далее производим расчет материальных и транспортных расходов, результаты заносим в таблице 5.2.

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперкачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брицник О.В.Г.</i>					61	88
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В..</i>						

Таблица 5.1

## Потребность оборудования необходимого для диагностики РВС

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
1	2	3	4	7	8
Ультразвуковой дефектоскоп	УСД-60	1	287350	14368	309465
Рентгеновский аппарат постоянного тока	Март-250	1	600000	30000	642000
Теодолит электронный	ADA DigiTeo-10	1	65000	3250	69550
Оборудование для визуального контроля	Шаблоны, линейки, отвесы		5000	100	5100
Итого					1026115

Доставка оборудования производится из города Томска. Расстояние между Томском и Парабелью составляет 397 км. Оборудование доставляется на бортовой машине Зил-131, расход топлива которого составляет 40 литров на 100 километров. Цена за литр дизельного топлива 38 рублей за литр.

Рассчитаем расход топлива:  $40 \cdot 397 / 100 = 158,8$  литров.

Рассчитаем стоимость топлива с учетом того, что оборудование необходимо увести обратно в Томск.

Стоимость топлива для доставки:  $158,8 \cdot 2 \cdot 38 = 12069$  рублей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 5.2

## Материальные расходы для диагностики РВС

№ п/п	Наименование	Количество	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость, руб.
1	1	2	3	4
1	Топливо для доставки	317,6	38	12069
3	Материалы для диагностики	1	5000	5000
	всего			17069

Далее производим расчет амортизационных отчислений с учетом того, что оборудование используется 7 дней, результаты заносим в таблице 5.3.

Таблица 5.3

## Расчет амортизационных отчислений для диагностики дефектов

Наименование	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма <b>Ошибка!</b> руб.	Амортизация на период работы
Ультразвуковой дефектоскоп, УСД-60	309465	25	37135,8	1003,7
Рентгеновский аппарат постоянного тока, Март-250	642000	12	77040,0	2082,2
Теодолит электронный, ADA DigiTeo-10	69550	12	8346,0	225,6
Оборудование для визуального контроля	5100	12	612,0	16,6
Итого			123133,8	3328,1



Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (5.1)$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;

$C$  – время смены, часы;

$K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}, \quad (5.2)$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Рассчитаем для ультразвукового дефектоскопа:

$$M_{об} = 7 * 8 * 1 = 56 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 1 = 2072 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 37135,8 / 2072 * 56 = 1003,7 \text{ руб.}$$

Аналогично определим для остального оборудования.

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 5.4.

Общий фонд заработной платы составил 123137,28 рублей за 7 дней работ для 4 дефектоскопистов и 61568,64 рублей для 2 геодезистов.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, которые составляют 30%.

$$\text{Соц. нужды} = (123137,28 + 61568,64) \cdot 30 / 100 = 55411,78 \text{ руб.}$$

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный анализ стоимости диагностики представлен в таблице 5.5.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65



## Смета затрат на диагностику дефектов НПС

№	Наименование статей	тыс. руб	уд. вес, %
1	Затраты на материалы	17,1	4,7
2	Затраты на оплату труда	184,7	50,6
3	Отчисления на социальные нужды	55,4	15,2
4	Амортизация	3,3	0,9
5	Прочие затраты	104,2	28,6
	<b>Всего затрат:</b>	<b>364,7</b>	<b>100</b>

Итоговые затраты на диагностику дефектов сварных швов составили 364,7 тыс. руб. Самые большие затраты составили на оплату труда, 50,6 процентов.

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.

## VI. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе рассматриваются различные технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции. Основным рабочим местом при производстве работ является территория НПС на нефтеперекачивающей станции. Все работы проводятся в помещении и в дневное время.

### 6.1 Производственная безопасность.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции в таблице 6.1, по результатам которой появится целостное представление об выделенных факторах на рабочем месте.

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.Г.</i>				61	88	
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В..</i>				<i>ТПУ гр. 3-2531Т</i>		

Таблица 6.1

**Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при регистрации и учете дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции**

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы	
	Вредные	Опасные		
1	2	3	4	
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции нефтеперекачивающих агрегатов	<i>Физические</i>			
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -74 ССБТ [35]	
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [36] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [37]	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[38] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[ 39]	
		Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32[40] ПБ 10-115-96[41] ППБ 01-03 [42]	
		Повышенные уровни шума	ГОСТ 12.1.003–2014 [45]	
		Повышенные уровни вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [45]	
		Освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2011 [47]	
		<i>Химические</i>		
		Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [48] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [49]	

### 6.1.1 Анализ вредных производственных факторов на НПС.

Далее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении

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

регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

### *1. Производственные уровни шума на НПС*

Действие шума от электродвигателей насосов и т. д. на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [10] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука  $\leq 80$  дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029 [11] и ГОСТ 12.4.051 [12]:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

### *2. Производственные вибрации на НПС*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц[9].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации)[9].

### *3. Исследование освещения рабочей зоны на НПС*

Для проведения работ необходимо исследовать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [18]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк при работе вручную и не менее 100 лк при работе с помощью машин и механизмов [22].

### *4. Запыленность и загазованность рабочей зоны*

Повышенная загазованность рабочей зоны НПС связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в резервуаре, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения работ. При необходимости нужно обеспечить принудительную вентиляцию.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup> [4].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

#### 6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

##### 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право[19].

## *2. Поражение электрическим током*

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73



электроустановок, находящихся под напряжением ( электродвигатели 220/380 V)

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий :

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Технические мероприятия по предотвращению поражения людей электрическим током:

- дополнительная изоляция;
- ограждения;
- защитное заземление;
- зануление;
- УЗО (устройство защитного отключения);
- СИЗ (Средства индивидуальной защиты от поражения эл. током)

### 3. Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы. В случае с нефтяными агрегатами статическое электричество может накапливаться в процессе их эксплуатации.

Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до

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

100 Ом. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП 3.05.06-85, ГОСТ 12.1.030, РД 34.21.122-87.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83.

#### *4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д [11].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [16].

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

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

предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

### *5. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте*

Образование взрывоопасной среды на НПС обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м<sup>3</sup>; ВКПР – 195000 мг/м<sup>3</sup>. [17]

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

Основные причины пожаров и взрывов на НПС:

- паровоздушная взрывоопасная смесь, образовавшаяся в резервуарах и емкостях;
- легковоспламеняющиеся жидкости, используемые на малярных участках и в цехах предприятий;
- горючая пыль и волокна в помещениях;
- нагревающиеся проводники в электроустановках.

Пожарная профилактика и противопожарные мероприятия:

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

- во избежание возникновения пожаров курить разрешается только в специально отведенных местах;
- использование систем пожарной автоматики;
- обеспечение изоляции пожароопасного оборудования;
- применение противопожарных преград и быстродействующих клапанов;
- размещение на территории огнетушителей типа ОП-3, ОУ-3.

## 6.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [14,15].

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при диагностике сварных соединений РВС (таблица 6.2).

Таблица 6.2

### Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия диагностике РВС

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	– применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: – ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

### 6.3 Охрана окружающей среды

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов. Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в [1]:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

#### *Анализ воздействия на атмосферу*

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров. Продукты испарения представляют собой тяжелый газ, около 80 % массового состава которого представляют собой высшие углеводороды, в том числе около 45 % - пропан, 23 - 25 % - бутан, а 12 - 14 % - пентан, относящиеся при нормальных условиях к жидкостям.

#### *Анализ воздействия на гидросферу*

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

#### *Анализ воздействия на литосферу*

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются:

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



- неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков;
- утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров;
- продукты зачистки резервуаров.

Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п. При обнаружении течи в швах или в основном металле, а также в оборудовании и арматуре, резервуар (емкость) должен быть освобожден от продукта и подготовлен к ремонту.

Обвалование резервуара (или их группы) должно поддерживаться в исправном состоянии и чистоте.

#### 6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями ГОСТ12.1.004-91 должна обеспечиваться за счет [21]:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Организационно-технические противопожарные мероприятия при проведении диагностики резервуаров должны выполняться с соблюдением требований следующих документов – ГОСТ 12.1.004-91 [21], ППБ-01-93, ППБО-85, РД 153-39ТН-012-96 [18]. Ответственность за обеспечение пожарной безопасности резервуаров и резервуарных парков несет первый руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложена ответственность за пожарную безопасность на рабочих местах в соответствии с должностной инструкцией.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения согласно СНиП 2.11.03 [19].

#### 6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

– Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.  
СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

– Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

– Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

– Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполненной работы были получены следующие результаты:

- 1) Проведен обзор современной литературы по теме регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- 2) Изучены регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- 3) Проведен расчет частотных показателей подшипниковых вибраций.
- 4) Обоснована технико-экономическая эффективность использования метода регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- 5) Экономически рассчитано использование метода регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- 6) Произведен анализ социальной безопасности при регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<b>Заключение</b>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брисник О.В.Г.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						84	88
					<b>ТПУ гр. 3-2531Т</b>		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баженов В.В. Оценка технического состояния и остаточного ресурса насосных агрегатов в условиях автоматизации магистральных нефтепроводов. Дис. к.т.н. Уфа, 2014.- 135 с.

2. Сулейманов Р.Н. Разработка методов и средств оценки технического состояния центробежных насосных агрегатов. Дис. д.т.н. Уфа, 2012.- 316 с.

3. Каминский С.Г. Разработка методов вибродиагностирования и восстановления электроприводных нефтепромысловых насосных агрегатов. Дис. к.т.н. Уфа, 2014. - 165 с.

4. Беляев П.В. Повышение достоверности вибродиагностики магистральных насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций в условиях нечеткой исходной информации. Дис. к.т.н. Москва, 2011. - 152 с.

5. Галеев А.С., Филимонов О.В. Построение математических моделей при диагностировании агрегатов, Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона. Тезисы докладов V межвузовской научно-методической конференции. Уфа: изд. УГНТУ, 2009 г.

6. Кальменс В.Я. Обеспечение виброндежности роторных машин. Санкт-Петербург, 1992 г.

7. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.

8. Лурье М.В.. Сборник задач по нефтепроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Нефть и газ, 1995.– 123 с.

9. Коровчинский М.В. Теоретические основы работы подшипников скольжения М.: Машгиз, 1969. - 403 с.

10. Макаров Р.А. Средства технической диагностики машин. - М. Машиностроение. 1981. -183 с.

					<i>Новые технические решения регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насыров С.В.</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брицник О.В.Г.</i>					85	88
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2531Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

11. Технологические нефтепроводы промышленных предприятий / Р.И. Тавасшерна, А.И. Бесман, В.С. Позднышев и др. – М.: Стройиз- дат, 1991. – 655 с.
12. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. . Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
13. Маслов Г.С. Расчеты колебаний валов.- М.: Машиностроение, 1968.-271 с.
14. Приборы и системы для измерения вибрации, шума и удара: Справочник в 2-х кн. \ Под ред. Ключева. -М.: Машиностроение, 1978.
15. Причины шума вибраций в подшипниках качения. М.: Изд-во ВНИ-ИПП, 2000.-114 с.
16. Ботвинник М.М., Шакарян Ю.Г. Управляемая машина переменного тока / М.: Наука, 1969. – 140 с.
17. Виноградов А.Б., Изосимов Д.Б., Флоренцев С.Н. и др. Оптимизация КПД системы векторного управления асинхронным тяговым электроприводом с идентификатором параметров // Электротехника, 2010, №12. – С.12-19.
18. Мещеряков В.Н., Абросимов А.С. Системы управления асинхронным электроприводом на базе автономного инвертора тока/Изв.ВУЗов.
19. Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепрово- дов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
20. Ершов М.С., Яризов А.Д. Энергосберегающий электропривод технологических установок трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие // М.: ГРУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – 246с.
21. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

22. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных нефтепроводов Министерства газовой промышленности».

23. ВСН 179-85. «Инструкция по рекультивации земель при строительстве нефтепроводов».

24. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

25. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения».

26. Егоров А.В. Ингибиторы парафиноотложения совмещенного моюще-диспергирующего действия. Дис. к.т.н. Казань, 2013. - 168 с.

26. ГОСТ 12.1.003-74\* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

27. ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения».

28. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

29. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

30. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

31. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

32. ГОСТ 12.1.010-76\* «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».

33. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности».

34. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

35. ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

					Список использованных источников	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

36. ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок».

37. ГОСТ 12.4.010-75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия».

38. ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности».

39. ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация».

40. ГОСТ 12.0.003-74\* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

41. ППБ 01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации».

42. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

43. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

44. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность».

45. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		