

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Увеличение межремонтного периода основного и вспомогательного оборудования НПС»

УДК 622.692.4.052-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Игнатенко Владимир Андреевич		10.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н.		10.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н.		04.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			04.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		10.06.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)
Брусник О.В.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Игнатенко Владимир Андреевич

Тема работы:

«Увеличение межремонтного периода основного и вспомогательного оборудования НПС»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 26.04.2019 г. №3351/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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.).</p>	<p style="text-align: center;"><i>Центробежные насосы, диагностика неисправностей центробежных насосов.</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Анализ частотных характеристик приводящих к неисправностям центробежных насосов в процессе их эксплуатации.</i></p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов
(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).

Оценка технического состояния оборудования с целью его эффективного и долговременного использования.

Выявление и анализ основных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов для увеличения эффективности, надежности и ресурса, а также обеспечения безопасной эксплуатации машин и механизмов.

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

Таблицы:

- 1) Основные параметры насосов
- 2) Параметры насосов со сменными роторами
- 3) Основные причины повышенной вибрации ЦНА
- 4) Нормы вибрации магистральных насосов
- 5) Технические характеристики вибронализаторов АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М
- 6) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- 7) Перечень этапов работ и распределение исполнителей
- 8) Временные показатели проведения исследования
- 9) Календарный план-график проведения работ по проведению исследования
- 10) Материальные затраты
- 11) Затраты на приобретение спецоборудования
- 12) Расчет заработной платы
- 13) Отчисления во внебюджетные фонды
- 14) Бюджет затрат на исследование
- 15) Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта
- 16) Сравнительная эффективность разработки
- 17) Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ремонте и обслуживании основного оборудования НПС

Рисунки:

- 1) Технологическая схема головной НПС
- 2) Технологическая схема промежуточной НПС
- 3) Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса
- 4) Одноступенчатый магистральный насос
- 5) Многоступенчатый магистральный насос
- 6) Графики характеристик насоса
- 7) Основные технологические схемы перекачки нефти
- 8) Принцип работы центробежного насоса.
- 9) Насосный агрегат серии НМ с подачей $Q > 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$
- 10) Схема основного магистрального насоса
- 11) Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ 3600-230
- 12) План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600-230
- 13) Традиционная схема разгрузки и охлаждения

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Задание на выполнение ВКР					3

- концевых уплотнений вала насоса
- 14) Принципиальная схема системы смазки насосно-силовых агрегатов НПС
 - 15) Схема сбора утечек
 - 16) Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата
 - 17) Неисправности центробежных насосов
 - 18) Уровень СКЗ при дебалансе ротора электродвигателя
 - 19) Уровень СКЗ при дебалансе ротора электродвигателя в точках 1V, 1H, 1A
 - 20) Уровень СКЗ при дебалансе муфты
 - 21) Уровень СКЗ при дебалансе муфты в точках 1V, 1H, 1A
 - 22) Уровень СКЗ при дебалансе ротора насоса
 - 23) Уровень СКЗ при дебалансе ротора насоса в точках 1V, 1H, 1A
 - 24) Уровень СКЗ при ослаблении крепления подшипников электродвигателя
 - 25) Уровень СКЗ при ослаблении крепления подшипников насоса
 - 26) Уровень СКЗ при расцентровке
 - 27) Уровень СКЗ исправного ЦНА

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., профессор ОSGH
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н.		15.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Игнатенко Владимир Андреевич		15.02.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Игнатенко Владимиру Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. <i>Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 527908 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 137856 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	2. <i>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	3. <i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Анализ конкурентных технических решений</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2. <i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	3. <i>Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		04.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Игнатенко В.А.		04.06.2019

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Задание «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Лист 5
-------------	-------------	-----------------	----------------	-------------	--	------------------

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4А	Игнатенко Владимир Андреевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

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

1. Рабочее место:

Открытые площадки и производственные помещения на территории НПС. Объектом исследования являются основное и вспомогательное оборудование, предназначенных для хранения приема, накопления, хранения и выдачи жидкостных и смазочных материалов, прежде всего нефтепродуктов и воды

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

2. ГН 2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест»
СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»
ГН 2.1.5.68998 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов озяственнопитьевого и культурнобытового водопользования»
ГН 2.1.7.204206
«Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

1. Проанализировать вредные факторы:

- превышение уровня шума при работе устройств для обслуживания и ремонта оборудования;
- воздействие климатических условий;
- повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны при нахождении работника на рабочем месте;
- недостаточная освещенность рабочей зоны и при работе в темное время суток.
- приведение допустимых норм необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты.

					Задание «Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2. Проанализировать опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; - взрывоопасность; - пожароопасность; - поражение электрическим током
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>4. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5. Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <ul style="list-style-type: none"> - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			04.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Игнатенко В.А.		04.06.2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 27 рисунков, 17 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: центробежный насос, вибрация, неисправность, спектральный анализ, диагностика, корреляция, матрица диагностики.

Объект исследования. Центробежный насосный агрегат.

Цель работы – выявление и анализ основных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов для увеличения эффективности, надежности и ресурса, а также обеспечения безопасной эксплуатации машин и механизмов.

Методология исследования. В данной работе произведен анализ частотных характеристик, приводящих к неисправностям центробежных насосов и корреляция с исправным техническим состоянием.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: на основе полученных данных по техническому состоянию объекта в зависимости от параметров вибрации были выявлены основные неисправности центробежных насосов и их диагностические признаки.

Область применения: нефтепроводный транспорт.

Полученные результаты и их новизна. Результаты исследования могут быть использованы при подготовке мероприятий по снижению вероятности отказов на стадиях технического обслуживания, ремонта и эксплуатации.

Экономическая эффективность/значимость работы. Своевременное обнаружение диагностических признаков неисправностей позволяет повысить эффективность использования оборудования, продлить срок службы, сократить затраты на ремонт оборудования.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

головная нефтеперекачивающая станция: Нефтеперекачивающая станция, осуществляющая прием нефти с центрального пункта сбора или установки подготовки нефти, учета нефти, а затем закачку нефти в магистральный нефтепровод.

капитальный ремонт: Технологический процесс, включающий в себя дефектоскопию и полный разбор насосного агрегата, ремонт или замену всех его составных частей, последующую за этим сборку и проверку агрегата, а также регулировку и испытание.

коэффициент полезного действия насоса: Отношение полезной мощности насоса к потребляемой.

напор насоса: Приращение механической энергии жидкости, которая проходит через насос.

насос магистральный: Устройства, предназначенные для принудительного перемещения жидкости из линии всасывания насоса (сечение с меньшим напором) к линии нагнетания (сечение с большим значением напора), используя подводимую энергию извне (механическую и электрическую).

насосный агрегат: Комплекс устройств, состоящий из насоса, двигателя и трансмиссии.

нефтеперекачивающая станция: Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными агрегатами по магистральному нефтепроводу.

подача насоса: Величина, характеризующая объем жидкости, проходящей через насос за единицу времени.

промежуточная нефтеперекачивающая станция: Нефтеперекачивающие станции, служащие для поддержания в нефтепроводе напора такой величины, чтобы осуществлялась дальнейшая перекачка нефти.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

характеристика насоса: Графическая зависимость основных его параметров от подачи (напора, мощности, кавитационного запаса) при постоянных числах оборотов вала двигателя насоса и неизменных свойствах жидкости на входе.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция.

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

НА – насосный агрегат.

ЦПС – центральный пункт сбора.

УПН – установка подготовки нефти.

КПД – коэффициент полезного действия.

НМ – нефтяной магистральный.

КИП – контрольно-измерительная аппаратура.

ТР – текущий ремонт.

СР – средний ремонт.

КР – капитальный ремонт.

ТО – техническое обслуживание.

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	15
1.1 Классификация НПС и характеристика основного оборудования.....	15
1.2 Насосно-силовое оборудование для перекачки нефти.....	20
1.3 Характеристики насосов НПС	25
1.4 Системы перекачки.....	26
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ	29
2.1. Основные параметры работы магистральных насосов	29
2.2 Принцип работы центробежных насосов.....	32
2.3 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов	33
2.4 Характеристика магистральных насосов	36
2.5 Конструкция и компоновка насосного цеха.....	37
2.6 Вспомогательные системы насосного цеха.....	40
2.6.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений	40
2.6.2 Система смазки и охлаждения подшипников.....	41
2.6.3 Система откачки утечек от торцевых уплотнений	42
2.6.4 Средства контроля и защиты насосного агрегата.....	42
2.6.5 Система подачи и подготовки сжатого воздуха	44
2.6.6 Система сглаживания волн давления	44
3. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ДЕФЕКТАХ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.....	45
3.2 Дефекты вала центробежного насоса.....	47
3.3 Дисбаланс масс ротора.....	48
3.4 Расцентровка.....	50
3.5 Ослабление крепления	51
4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ НПС	54
4.1 Технические средства и устройства, обеспечивающие определение трибологических показателей.....	55
4.2 Параметрическая диагностика	56
4.3 Трибологическая диагностика	57
4.4 Вибрационные методы диагностики насосных агрегатов.....	58
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	61
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	84
Список использованной литературы.....	95

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс – основа развития всех отраслей экономики России. Важным его элементом является система магистральных трубопроводов для транспорта нефти, газа и продуктов их переработки. Из-за географического расположения месторождений нефти и газа в России (СССР) и их потребителей этот вид транспорта выходит на первое место среди всех остальных, поскольку только трубопроводным транспортом можно обеспечить равномерную и бесперебойную поставку значительных количеств нефти, газа и нефтепродуктов при минимальных экономических затратах.

Важнейшей составной частью магистральных нефте- и газопроводов являются насосные и компрессорные станции, без надежной работы которых невозможна поставка нефти, нефтепродуктов и газа от мест добычи к потребителям. Особенное внимание следует уделять центробежным насосам, в основе оценки технического состояния которых лежит периодический контроль вибропараметров, так как возникающие вибрации могут приводить к серьезным последствиям вплоть до отказа оборудования. Своевременное обнаружение дефектов оборудования при оценке их технического состояния позволит обеспечить безопасную эксплуатацию. Таким образом, актуальность данной работы заключается в оценке технического состояния оборудования с целью его эффективного и долговременного использования.

Объект исследования – центробежные насосы, диагностика неисправностей центробежных насосов.

Предмет исследования– анализ частотных характеристик приводящих к неисправностям центробежных насосов в процессе их эксплуатации.

Таким образом, *целью* данной выпускной квалификационной работы является выявление основных диагностических признаков неисправностей центробежных насосов, анализ дебаланса центробежных насосов, построение

					Введение			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Изнатенко			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					13	96
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4А		

матрицы технического состояния и определение корреляции с исправным техническим состоянием.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- выявить основные неисправности центробежных насосов и их причины;
- провести сравнительный корреляционный анализ с исправным техническим состоянием;
- определить матрицу технического состояния оборудования.

При исследовании реальных данных эксплуатации центробежных насосов на НПС были выявлены основные причины возникновения повышенной вибрации, которые могут быть использованы при подготовке мероприятий по снижению вероятности отказов на стадиях технического обслуживания, ремонта и эксплуатации.

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

1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти, необходимы нефтеперекачивающие станции. Основное назначение каждой нефтеперекачивающей станции состоит в том, чтобы забрать нефть из сечения трубопровода с низким напором, с помощью насосов увеличить этот напор и затем ввести нефть в сечение трубопровода с высоким напором. Основными элементами НПС являются насосные агрегаты, резервуары, системы подводящих и распределительных трубопроводов, узлы учета, устройства приема и пуска очистных устройств и поточных средств диагностики, а также системы смазки, вентиляции, отопления, энергоснабжения, водоснабжения, автоматики, телемеханики и т.п.

1.1 Классификация НПС и характеристика основного оборудования

Нефтеперекачивающие (насосные) станции подразделяются на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). *Головная* НПС предназначена для приема нефти с промыслов, смешения или разделения по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. *Промежуточная* НПС служит для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы:

I группа – объекты основного (технологического) назначения;

II группа – объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам первой группы относятся:

- резервуарный парк;

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Изнатенко				Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.						15	96
Руководитель ООП	Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4А			

- подпорная насосная;
- узел учета нефти с фильтрами;
- основная насосная;
- узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами;

- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой

К объектам второй группы относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;

- комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции;
- котельная с тепловыми сетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов

(КИП);

- гараж;
- складские помещения;
- административно-хозяйственный блок и т.д.

На головных нефтеперекачивающих станциях (рисунок 1) осуществляются следующие технологические операции:

- 1) прием и учет нефти;
- 2) краткосрочное хранение нефти в резервуарах;
- 3) внутростанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар);
- 4) закачка нефти в магистральный трубопровод;
- 5) пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств.

На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов.

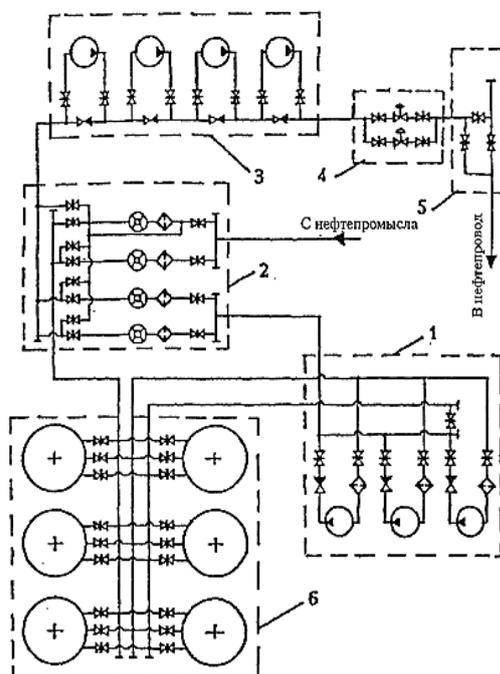


Рисунок 1 – Технологическая схема головной НПС

1 – подпорная насосная; 2 – площадка фильтров и счетчиков; 3 – основная насосная; 4 – площадка регуляторов; 5 – площадка пуска скребков; 6 – резервуарный парк.

Нефть с промысла направляется на площадку 2, где сначала очищается в фильтрах-грязеуловителях от посторонних предметов, а затем проходит через турбинные расходомеры, служащие для оперативного контроля за ее количеством. Далее она направляется в резервуарный парк 6, где производится ее отстаивание от воды и мехпримесей, а также осуществляется коммерческий учет. Для закачки нефти в магистральный трубопровод используются подпорная 1 и основная 3 насосные. По пути нефть проходит через площадку фильтров и счетчиков 2 (с целью оперативного учета), а также площадку регуляторов давления 4 (с целью установления в магистральном нефтепроводе требуемого расхода). Площадка 5 служит для запуска в нефтепровод очистных устройств – скребков.

На промежуточных нефтеперекачивающих станциях (рисунок 2) происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения

ее дальнейшей перекачки.

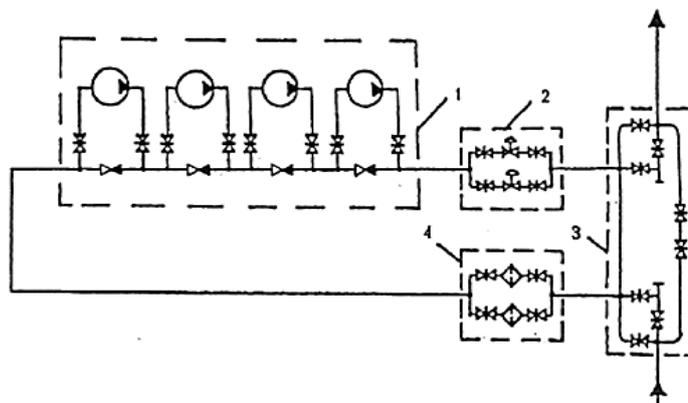


Рисунок 2 – Технологическая схема промежуточной НПС

1 – основная насосная; 2 – помещение с регулирующими клапанами; 3 – устройство приема и пуска скребков; 4 – площадка с фильтрами-грязеуловителями.

Нефть, поступающая из магистрального трубопровода, сначала проходит через фильтры-грязеуловители, затем приобретает в насосах энергию, необходимую для дальнейшей перекачки и после регулирования давления на площадке 2 закачивается в следующий участок магистрального нефтепровода.

При работе ПНПС в режиме «из насоса в насос» (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется через резервуары или с подключенными резервуарами такие парки на ПНПС имеются.

На НПС без резервуарного парка для защиты трубопроводов и оборудования от волн давления предусматривается блок системы сглаживания волн давления. Система сглаживания волн давления должна обеспечивать сброс части потока нефти из приемной линии магистральной насосной в резервуары – сборники типа Pгс, снижая величину и скорость роста давления. ССВД устанавливается на байпасае приемной линии НПС после фильтров-грязеуловителей.

Для поддержания безопасного уровня технологического давления на выходе НПС устанавливаются узлы регуляторов давления.

На НПС с резервуарным парком устанавливаются узлы с

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

предохранительными устройствами для защиты от превышения давления трубопроводов резервуарного парка и автоматически открывающаяся задвижка, защищающая магистральный нефтепровод при гидроударах и резервуарный парк от аварийных переливов.

С целью осуществления транспорта нефти в заданных объемах на НПС с резервуарными парками, планируется подогрев перекачиваемой нефти и добавление депрессорных присадок.

Расчетная температура нефти на выходе НПС составляет 40 – 45°C. С целью обеспечения данной температуры предусматривается использование пунктов подогрева.

Пункты подогрева предназначены для подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти с целью снижения ее вязкости и повышения текучести. Подогрев нефти осуществляется с помощью подогревателей нефти. В качестве подогревателей нефти могут использоваться печи прямого подогрева, подогреватели с промежуточным теплоносителем или индукционные печи. В теплообменной камере печей прямого подогрева осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания, например, нефти или газового топлива, омывающими наружные поверхности труб змеевиков, и нагреваемой средой, перемещающейся внутри. Подогреватели с промежуточным теплоносителем представляют собой пластинчатые системы подогрева характеризуются высокой надежностью и пожаробезопасностью.

Добавление депрессорных присадок для улучшения реологических свойств нефти предусматривается на специальных установках дозирования химических реагентов [2].

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые эксплуатационные участки с протяженностью 400-600 км, состоящие из 3-5 участков, разделенных ПНПС, работающих в режиме «из насоса в насос», и, следовательно, гидравлически связанных друг с другом. В то же время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплектного или блочно-модульного исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станции практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона и железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, т.е. насосные агрегаты вместе со всеми вспомогательными системами могут размещаться под навесом на открытом воздухе. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при температуре окружающего воздуха от -40 до $+50^{\circ}\text{C}$. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе.

1.2 Насосно-силовое оборудование для перекачки нефти

Из гидравлики известно, что течение жидкости в линейной части трубопровода происходит от сечений с большим значением напора к сечениям с меньшим значением напора, причем уменьшение самого напора происходит вследствие работы сил трения. Между слоями жидкости, движущимися друг относительно друга, возникают силы трения, их называют вязким трением, благодаря чему механическая энергия движения постепенно переходит в тепло и рассеивается в пространстве. Для восстановления напора и обеспечения дальнейшего течения жидкости необходимы устройства, «создающие напор». Такими устройствами являются насосы.

Насосы – устройства для принудительного перемещения жидкости от сечения с меньшим значением напора (в линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора (в линии нагнетания насоса).

Движение жидкости в направлении против давления достигается

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

принудительным путем. В так называемых центробежных насосах (рисунок 3), которые составляют основной вид нагнетательного оборудования для перекачки нефти по магистральным трубопроводам и применяются как на головной, так и на промежуточных перекачивающих станциях, жидкость перемещается от сечения с меньшим давлением к сечению с большим давлением центробежной силой, возникающей при вращении рабочего колеса с профильными лопатками.

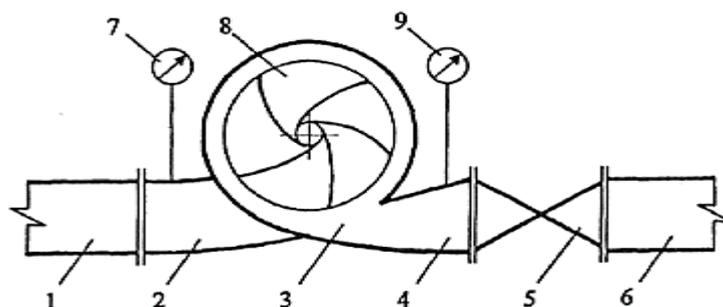


Рисунок 3 – Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса

1 – всасывающий трубопровод; 2 – всасывающий патрубок насоса; 3 – спиральная камера; 4 – нагнетательный патрубок; 5 – напорная задвижка; 6 – напорный трубопровод;
7 –мановакуумметр; 8 – рабочее колесо; 9 – манометр.

Принцип работы центробежного насоса следующий –из всасывающего трубопровода через всасывающий патрубок жидкость поступает на быстро вращающиеся лопатки рабочего колеса 8, где под действием центробежных сил отбрасывается к периферии насоса. Таким образом, механическая энергия вращения вала двигателя преобразуется в кинетическую энергию жидкости. Двигаясь по спиральной камере 3, жидкость попадает в расширяющийся нагнетательный патрубок 4, где по мере уменьшения скорости увеличивается давление жидкости. Далее через напорную задвижку 5 жидкость поступает в напорный трубопровод 6. Для контроля за работой насоса измеряют давление в его всасывающем и нагнетательном патрубках с помощью мановакуумметра 7 и манометра 9.

Использование центробежных насосов на головной перекачивающей станции или промежуточных станциях, имеющих резервуарные парки, обладает

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

некоторыми особенностями. Дело в том, что быстроходным магистральным насосам необходимо иметь избыточное давление на входе. Это давление должно предотвратить опасное явление, которое может возникать внутри насоса в результате уменьшения давления в быстродвижущейся жидкости. Явление, о котором идет речь, называется кавитацией (от лат. *cavitas* – полость) и состоит в образовании пузырьков, заполненных парами перекачиваемой жидкости. Когда эти пузырьки попадают в область высокого давления, они схлопываются, развивая при этом огромные точечные давления. Кавитация приводит к быстрому износу частей нагнетателя и снижает эффективность его работы. Поэтому для подачи нефти к магистральным насосам обычно используют специальные подпорные насосы, главная задача которых взять нефть из резервуаров и подать ее на вход основных магистральных насосов, создав необходимый кавитационный запас.

В то же время промежуточные перекачивающие станции магистральных нефтепроводов, работающие по схеме «из насоса в насос», оснащены лишь основными магистральными насосами, поскольку необходимый для их нормальной работы подпор создается предыдущей перекачивающей станцией.

На перекачивающих станциях основные магистральные насосы соединяют последовательно, так чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами, суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции. Для насосов ряда от НМ 125-550 до НМ 360-460 соединяют последовательно, как правило, два насоса при одном резервном. Для насосов с подачей от 500 м³/ч и выше соединяют последовательно три насоса при одном резервном [1].

По конструкции основные насосы подразделяются на два типа: секционные многоступенчатые с колесами одностороннего входа (на подачи от 125 до 710 м³/ч) и одноступенчатые с колесами двухстороннего входа, обеспечивающими разгрузку ротора от осевых усилий (на подачи от 1250 м³/ч и более) [1].

Основные и подпорные насосы устанавливаются соответственно в

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

основной и подпорной насосных.

В качестве привода насосов используются электродвигатели синхронного и асинхронного типа. В зависимости от исполнения электродвигатели могут быть установлены в общем зале с насосами или в помещении, отделенном от насосного зала газонепроницаемой стеной. Взрывозащищенное исполнение электродвигателей, применяемых в общих залах нефтенасосных, достигается продувкой корпуса электродвигателя воздухом под избыточным давлением. При обычном исполнении электродвигателей их устанавливают в отдельном зале, герметично изолированном от насосного зала специальной стеной. В этом случае место прохождения через разделительную стену вала, соединяющего насос и электродвигатель, имеет конструкцию, препятствующую проникновению через него паров нефти.

Для обеспечения устойчивой и надежной работы магистральных насосов в начальный период эксплуатации на НПС предусматривается регулируемый привод магистральных насосов с возможностью изменения числа оборотов насоса в диапазоне от 60 – 70% до 100%. Это обеспечивает плавный пуск нефтепровода после остановки на участках, имеющих значительную протяженность надземной прокладки [2].

Основные насосы необходимы для подачи нефти непосредственно в магистраль и для этого применяют высокопроизводительные насосы. Такие насосы выпускают в двух исполнениях: одноступенчатые (рисунок 4) и многоступенчатые (рисунок 5).

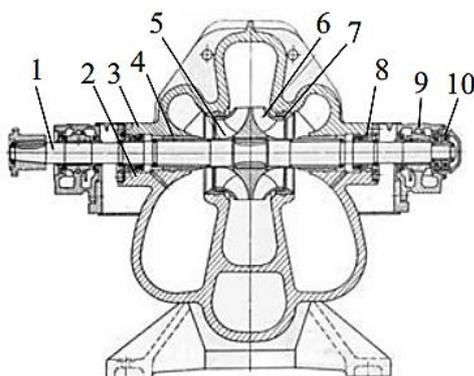


Рисунок 4 – Одноступенчатый магистральный насос

1 – вал; 2 – корпус подшипника; 3 – крышка всасывания; 4 – предвключенное колесо; 5 – рабочее колесо; 6 – направляющий аппарат; 7 – секция; 8 – крышка нагнетания; 9 – направляющий аппарат на выходе; 10 – пята разгрузки; 11 – диск разгрузки; 12 – узел уплотнения вала; 13 – подшипник скольжения.

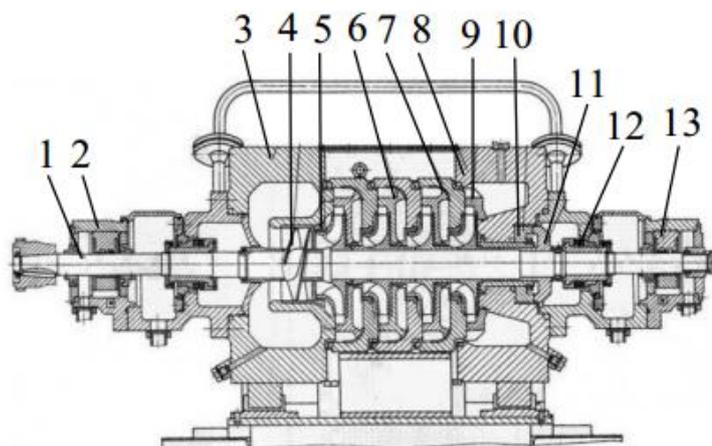


Рисунок 5 – Многоступенчатый магистральный насос

1 – вал; 2 – корпус; 3 – крышка корпуса; 4,5 – втулки вала; 6 – рабочее колесо; 7 – кольцо уплотняющее; 8 – узел уплотнения вала; 9 – подшипник скольжения; 10 – радиально-упорный подшипник.

В случае установки одноступенчатых насосов для создания рабочего напора в магистрали их устанавливают несколько последовательно.

Подпорные насосы применяют для отбора нефти из резервуара и подачи её на вход основных насосов с необходимым давлением. Приводами для основных насосов являются асинхронные и синхронные электродвигатели высокого напряжения. В качестве асинхронных чаще всего применяют электродвигатели с короткозамкнутым ротором, которые монтируются в одном здании с насосом. В корпусе таких двигателей поддерживается избыточное давление воздуха (около 0,05-0,07 МПа) для исключения возможности попадания паров нефти в электродвигатель.

Также на нефтеперекачивающих станциях устанавливается вспомогательное оборудование, условно разделённое на оборудование насосных станций и объектов обслуживающего назначения. К первой категории можно отнести уплотнения, системы смазки, вентиляции и

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

охлаждения; ко второй – котлы, оборудование водоподготовки, насосы системы канализации и очистки, теплоснабжения, пожарного, производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения, защиты от статического электричества и молниезащиты, приборы и аппараты производственно-технологической связи, химлаборатории и прочие.

1.3 Характеристики насосов НПС

Характеристикой насоса называют график зависимости основных технических показателей насоса, таких как напор, мощность, КПД от подачи при неизменной частоте вращения рабочего колеса, вязкости и плотности жидкости на входе в насос [3].

Эти характеристики зависят от нескольких факторов, например, от типа самого насоса, его конструкции и размеров его основных узлов и деталей. Также они бывают теоретическими и экспериментальными.

Расчет теоретических характеристик производят с помощью основных уравнений насоса, в которые вносят поправки, учитывающие реальные условия работы, однако из-за того, что на работу насоса влияет множество факторов и учесть их все практически нереально, теоретические характеристики очень неточны из-за чего их редко используют. Более реальные характеристики получают экспериментальным путем на заводе-производителе. Для этого насос ставят на стенд, оборудованный приборами для измерения расхода, давления, вакуума и потребляемой мощности, после чего насос запускают и регулируют его подачу изменением степени открытия задвижки на напорной линии. Таким образом, получают несколько значений подачи и соответствующие им значения напора и потребляемой мощности.

Бывают случаи, когда насос испытывают на месте эксплуатации, данный способ характерен для крупногабаритных насосов и в случаях, когда условия эксплуатации могут сильно изменить характеристики насоса.

Значения подачи (Q), напора (H), мощности (Ne), которые получают в результате эксперимента, и рассчитанные по ним значения КПД (η_H) отмечают на графики и соединяют точки кривыми (рисунок б).

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

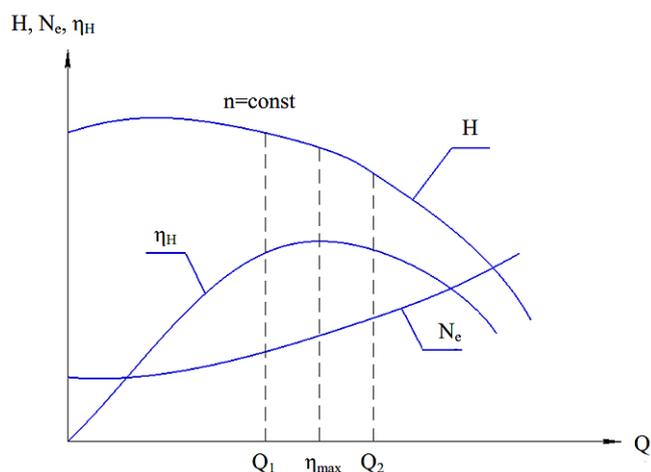


Рисунок 6 – Графики характеристик насоса

Оптимальным режимом работы насоса является случай, когда $\eta_H = \eta_{\max}$. Однако на практике используют режимы, лежащие в пределах рабочей части характеристики (часть графика, заключенная между Q_1 и Q_2).

1.4 Системы перекачки

В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции различают следующие системы перекачки (рисунок 7):

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- «из насоса в насос»

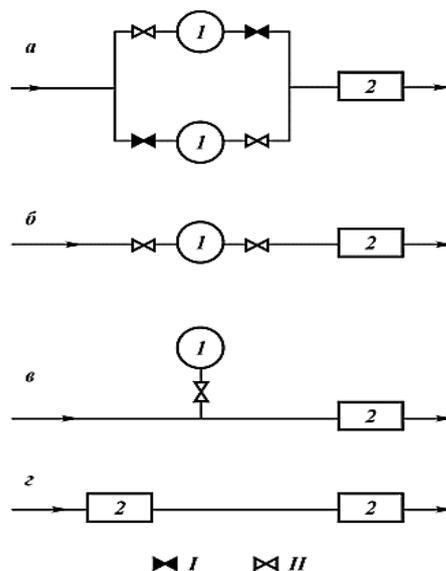


Рисунок 7 – Основные технологические схемы перекачки нефти

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

а – постанционная; б – через резервуар; в – с подключенным резервуаром; г – «из насоса в насос»; I – задвижка закрыта; II – задвижка открыта; 1 – резервуар; 2 – насосный цех

При использовании схемы перекачки «из насоса в насос» резервуары промежуточных НПС (если они имеются) отключаются от трубопровода и нефть с предыдущего участка подается непосредственно в насосы этих станций для дальнейшей транспортировки по следующему участку (рисунок 7г). Такая схема перекачки весьма прогрессивна, поскольку исключает промежуточные технологические операции и неизбежно связанные с ними потери нефти. Кроме того, она значительно удешевляет технологию, поскольку исключает сооружение дорогостоящих резервуарных парков.

Недостатком этой схемы является «жесткая» гидравлическая связь всех участков, работающих в этом режиме, поскольку любое изменение на одном из них вызывает изменение на всех остальных. В частности, аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех участков, связанных с ним режимом перекачки. Именно поэтому нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят на эксплуатационные участки, разделенные резервуарными парками.

При использовании *постанционной* схемы перекачки нефть на НПС принимают поочередно в один из резервуаров станции, в то время как закачку нефти в трубопровод осуществляют из другого резервуара (рисунок 7а). Преимущество постанционной схемы перекачки заключается в том, что отдельные участки нефтепровода оказываются не связанными той жесткой гидравлической зависимостью, которая имеет место в случае перекачки «из насоса в насос», поэтому нефтепровод имеет большую степень надежности и способности к бесперебойной поставке нефти потребителю. Кроме того, при постанционной схеме возможен порезервуарный учет количества транспортируемой нефти, что очень важно для контроля за сохранностью продукции.

Основным недостатком постанционной схемы перекачки являются высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков, а также

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

потери нефти при больших дыханиях резервуаров, связанных с выбросами паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров. Постанционная схема перекачки применяется в основном на головных НПС нефтепровода.

При использовании схемы перекачки *через резервуары* (рисунок 7б) нефть с предыдущего участка поступает в резервуар НПС и закачивается также из этого резервуара. Такая схема делает соединение участков нефтепровода более «мягким» в гидравлическом отношении. Кроме того, в резервуаре происходит гашение волн давления, связанных с изменениями режима перекачки, что повышает надежность эксплуатации нефтепровода, однако, этому способу присущи все недостатки предыдущего и в настоящее время он практически не используется.

Схема перекачки *с подключенными резервуарами* (рисунок 7в) предусматривает, что основное количество нефти прокачивают по трубопроводу, минуя резервуар, однако, при этом допускается, что расходы нефти на предыдущем и последующем участках могут в течение некоторого времени отличаться друг от друга, а дебаланс расходов компенсируется сбросом или подкачкой части нефти в подключенный резервуар. При синхронной работе участков, т.е. перекачке с одним и тем же расходом, уровень нефти в подключенном резервуаре остается постоянным.

					Общие понятия о нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Основные параметры работы магистральных насосов

Устройства, предназначенные для принудительного перемещения жидкости из линии всасывания насоса (сечение с меньшим напором) к линии нагнетания (сечение с большим значением напора), используя подводимую энергию извне (механическую и электрическую) называются насосами. В свою очередь собранные в один узел насос, двигатель и трансмиссия называют насосным агрегатом.

Основываясь на механизме передачи подводимой энергии из вне на поток жидкости, насосы классифицируют по принципу действия на две группы: *динамические* и *объемные*.

Под *динамическим* насосом подразумевается механизм, передающий силовое воздействие рабочего органа на жидкость в рабочей камере.

Динамические насосы классифицируются на:

- лопастные (центробежные, диагональные и осевые). Рабочим органом являются лопасти вращающегося колеса;
- вихревые. Рабочим органом являются канавки рабочего колеса, с которых срываются вихри;
- струйные. Рабочим органом является подводимая извне струя жидкости, пара или газа с высокой кинетической энергией;
- вибрационные. Рабочим органом является клапан-поршень, передающий энергию жидкости через возвратно-поступательные движения;

Под *объемными* насосами подразумевается механизм, в котором жидкость принимает энергию для ее перемещения через взаимодействие с рабочим органом, изменяющего объем рабочей камеры с определенной периодичностью.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика объектов исследования			
Разраб.		Изнатенко			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					29	96
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4А		

В свою очередь объемные насосы классифицируются на:

- поршневые и плунжерные. Рабочими органами являются поршень и плунжер соответственно.
- роторные. Рабочим органом является шестерни или винтовые канавки, расположенные на внешней части вращающегося ротора.

Далее рассмотрим величины, называемыми основными энергетическими параметрами насоса.

Подача Q – это величина, характеризующая объем жидкости, проходящей через насос за единицу времени. В зависимости от требуемых условий расход имеет следующие размерности: л/с, м³/с, м³/ч.

Под приращением механической энергии жидкости, которая проходит через насос, подразумевают такую величину, как *напор H*.

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + z \quad (1)$$

где p_1, p_2 – давление жидкости на линии всасывания и на линии нагнетания соответственно;

v_1, v_2 – скорость жидкости на линии всасывания и на линии нагнетания соответственно;

ρ – плотность жидкости;

z – вертикальное расстояние от точки замера p_1 до точки замера p_2 ;

g – ускорение свободного падения.

Под потребляемой мощностью насоса подразумевают величину, называемую мощностью N . А мощность, которую насос сообщает перекачиваемой жидкости называют полезной мощностью насоса:

$$N_H = Q \cdot p = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \quad (2)$$

где p – давление, которое развивает насос.

В свою очередь, полезной мощностью насосного агрегата называют такую мощность, которая сообщается жидкости насосным агрегатом:

$$N_H = N_a \cdot \eta_{дв} \cdot \eta_{пер} \quad (3)$$

где N_a – мощность, которую потребляем насосный агрегат;

					Характеристика объектов исследования	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\eta_{\text{об}}, \eta_{\text{пер}}$ – коэффициенты полезного действия (КПД) двигателя привода и передачи от двигателя к насосу соответственно.

Отношением полезной мощности насоса к потребляемой называется коэффициентом полезного действия η :

$$\eta = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{N} = \frac{N_{\text{П}}}{N} \quad (4)$$

Аналогично можем записать КПД насосного агрегата. Под этим определением подразумевают отношение полезной мощности насоса к мощности насосного агрегата:

$$\eta_{\text{а}} = \frac{N_{\text{П}}}{N_{\text{а}}} \quad (5)$$

Характеристикой кавитационных качеств насоса является кавитационный запас Δh . Физический смысл данной величины представим, как превышение удельной энергии на линии всасывания насоса над удельной энергией паров жидкости при температуре перекачки:

$$\Delta h = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_s}{\rho g} \quad (6)$$

где p_s – давление насыщенных паров жидкости.

Геометрической высотой всасывания $h_{\text{в}}$ насоса называют вертикальным расстоянием от уровня перекачиваемой жидкости в емкости до оси поворота лопастей вертикальных осевых насосов, до оси горизонтальных насосов, а также до оси напорного патрубка вертикальных центробежных насосов.

Под такой частотой вращения ротора, которая при расходе $0,075 \text{ м}^3/\text{с}$ образует напор в 1 м понимают такую величину, как удельная быстроходность, или коэффициент быстроходности насоса [4].

Из-за важных преимуществ, таких как надежность, малый размер и относительная простота эксплуатации, на многих производствах, в том числе и в нефтяной промышленности, используют лопастные насосы.

Классификация лопастных насосов связана с:

- расположением вала: горизонтальное и вертикальное расположение;
- формой рабочего колеса: форма рабочего колеса может быть трех видов – центробежная, осевая и диагональная;

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- числом рабочих колес: насосы подразделяют на одноступенчатые и многоступенчатые;
- родом перекачиваемой жидкости;
- назначением;
- напором: в зависимости от величины напора различают низконапорные насосы, у которых $H < 20$ м, средненапорные – $H = 20 \div 60$ м и высоконапорные $H > 60$ м.

В трубопроводном транспорте, где перекачиваемой жидкостью является нефть и нефтепродукты, высокое распространение приобрели центробежные одноступенчатые насосы с двусторонним входом жидкости к рабочему колесу [5].

2.2 Принцип работы центробежных насосов

От патрубка, называемого всасывающим, перекачиваемая жидкость продвигается в осевом направлении к центральной части рабочего колеса. В этом вращающемся колесе поток перекачиваемой жидкости меняет свое положение на 90° , а затем пропорционально оси вращения колеса распределяется по его каналам. Данный канал вращающегося колеса конструктивно образован стенками переднего и заднего дисков и рабочими лопастями, передающими жидкости энергию привода насоса, что влечет за собой увеличение давления и скорости жидкости. Направление движения общей массы перекачиваемой жидкости совпадает с направлением вращения рабочего колеса. Затем поток жидкости, выходящий из рабочего колеса под углом к касательной наружного диаметра, по спиральному отводу движется в конический диффузор, в котором кинетическая энергия перекачиваемой жидкости переходит в потенциальную [5].

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

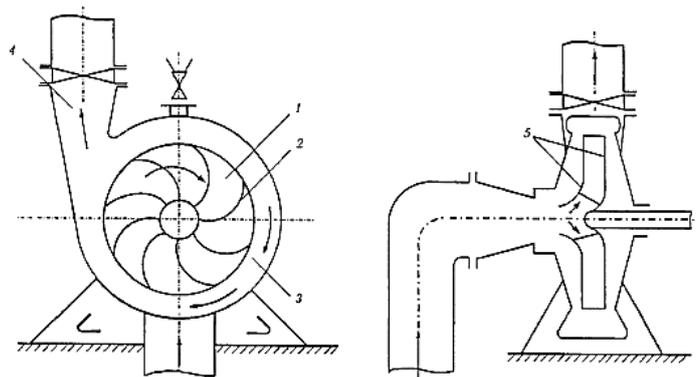


Рисунок 8 – Принцип работы центробежного насоса.

1 – каналы вращающего колеса; 2 – рабочие лопасти; 3 – спиральный отвод;
4 – конический диффузор; 5 – стенки переднего и заднего диска соответственно

2.3 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов

Общие технические характеристики и их условия на насосы для трубопроводного транспорта регламентируются таким документом как ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры». В данном документе заданы размеры, параметры и технические требования как к основным насосам, так и к подпорным. В таблице 1 представлены насосы НМ, расположенные в порядке возрастания подачи, а именно от 1250 до 10000 м³/ч. Сами же основные насосы обозначаются комбинацией букв и цифр НМ 10000-210, что трактуется как «Насос магистральный имеющий номинальную подачу 10000 м³/ч, образуя напор 210 м.» [6, 7].

Таблица 1 – Основные параметры насосов

Параметрынасосов	Подача, м ³ /ч				
	1250	2500	3600	7000	10000
Напор номинальный, м, не менее	260	230	230	210	210
Напор минимальный, м, не менее	200	185	175	145	180
Подача, м ³ /ч					
Внешняя утечка через одно концевое уплотнение при испытании на номинальном режиме, м ³ /ч, не более	0,25·10 ⁻³				
Допускаемыйкавитационныйзапас, м	18	32	35	52	65
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА, не более	103	105	107	113	118

Температура опорных подшипников насосов, К (°С)	303-343 (30-70)				
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин), синхр.	50 (3000)				
КПД, %	81 (82)	86(88)	87 (88)	89 (90)	89 (90)
Мощность ($\rho=860$ кг/м ³), кВт	940(929)	1567(1531)	2230(2205)	3871(3828)	5530(5498)
Масса, кг, не более	2810	3920	4490	6130	9800

Примечание:

1. Напор, допускаемый кавитационный запас и КПД указаны с кинематической вязкостью $\nu=1\cdot 10^{-6}$ м²/с.
2. Допускаемое производственное отклонение напора – плюс 5% доминус 3% от номинального значения
3. В скобках указаны значения параметров насосов, которые могут быть достигнуты

В зависимости от подачи центробежные насосы в нефтяной промышленности различаются и конструктивно. К примеру, насосы с подачей до 1250 м³/ч являются многоступенчатыми и секционными, а насосы свыше – одноступенчатые, спиральные с двухсторонним входом. К тому же такие насосы в комплекте имеют от одного до трех сменных роторов, предназначенные на подачи 0,5 $Q_{ном}$, 0,7 $Q_{ном}$ и 1,25 $Q_{ном}$, где $Q_{ном}$ – это номинальная подача насоса.

Таблица 2 – Параметры насосов со сменными роторами

Типоразмер насоса (Q – Н)	Подача насосов со сменными роторами		Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м, не более	КПД, %, не менее
	% от $Q_{ном}$	м ³ /ч			
1250 – 260	70	900	255	16	79
	120	1565	260	26	78
2500 – 230	50	1250	220	25	81
	70	1800	225	27	83
	125	3150	220	38	83
3600 – 230	50	1800	220	33	81
	70	2500	225	35	84
	125	4500	220	45	83
7000 – 210	50	3500	200	42	81
	70	5000	210	45	85
	125	8750	210	60	85
10000 – 210	50	5000	205	45	80
	70	7000	210	60	84
	125	12500	210	97	87

Примечание:

1. Напор, допускаемый кавитационный запас и КПД указаны с кинематической вязкостью $\nu=1\cdot 10^{-6}$ м²/с.
2. Влияние вязкости нефти на КПД и напор насоса необходимо учитывать при $\nu=6\cdot 10^{-6}$ м²/с.
3. Допускаемое производственное отклонение напора – плюс 5% доминус 3% от номинального значения.

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика объектов исследования					

Максимально возможную частоту вращения насосов, равной 3000 об/мин и работающих на токе с частотой 50 Гц, обуславливают тем, что, увеличивая еще на большее значение частоту вращения вала, происходит увеличение скорости жидкости на входе в насос. Из-за этого увеличения скорости образуется кавитация, которая абсолютно не желательна в насосах.

Из этого следует, что все насосы, представленные выше, имеют частоту вращения в 3000 об/мин. На рисунке 9 представлен общий вид насосного агрегата с подачей $Q > 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ [4].

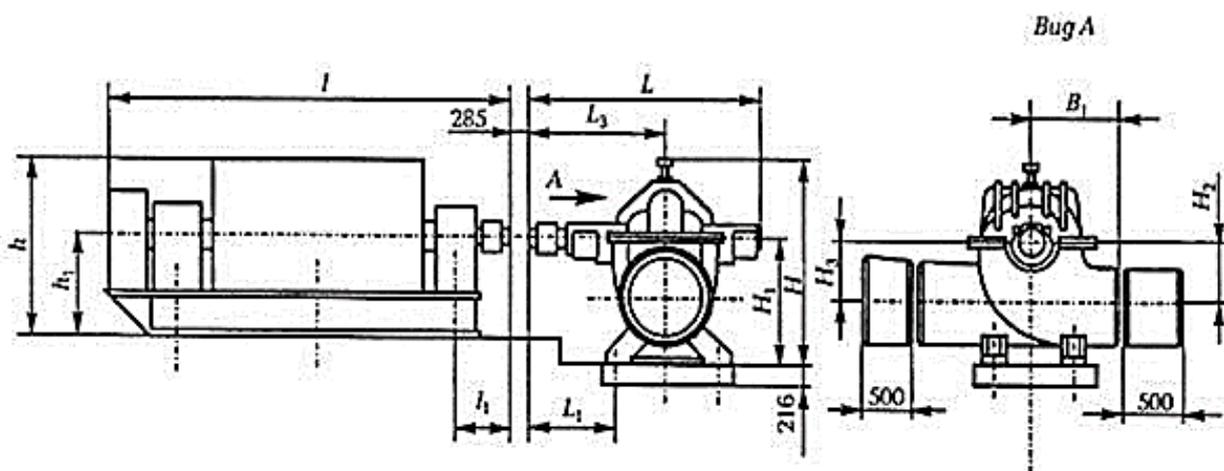


Рисунок 9 – Насосный агрегат серии НМ с подачей $Q > 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$

Далее рассмотрим конструкцию основного центробежного насоса для магистральных нефтепроводов, представленную на рисунке 10.

Рабочее колесо, которое является основным элементом насоса, насаживается на шпонку, скрепляясь с валом. В корпусе размещаются рабочее колесо и вал, а также там осуществляется подведение и отведение жидкости, которую перекачивает насос. Торцевые уплотнения служат для того, чтобы не допустить утечки в месте выхода вала из корпуса, а щелевые уплотнения – чтобы разделить область между собой области нагнетания и всасывания. В качестве основных подшипников применяются подшипники скольжения. Для того, чтобы обеспечить разгрузку ротора от осевых усилий, рабочее колесо исполняют с двухсторонним входом, а для разгрузки остаточных осевых напряжений применяют радиально-упорные подшипники. В тоже время необходимо разгрузить от излишних нагрузок и торцевые уплотнения. С этой

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

целью применяют трубы, которые соединены с камерами уплотнений, которые, в свою очередь, отделен от входной полости насоса так называемыми разделительными втулками. А с помощью уже других труб отводят утечки из камер сбора этих самых утечек. Для соединения насоса с двигателем осуществляется с помощью зубчатой муфты. В нижней части корпуса располагаются приемный и напорный патрубки, которые располагаются в горизонтальной плоскости, но их патрубки, которые располагаются в горизонтальной плоскости, но их направления противоположны.

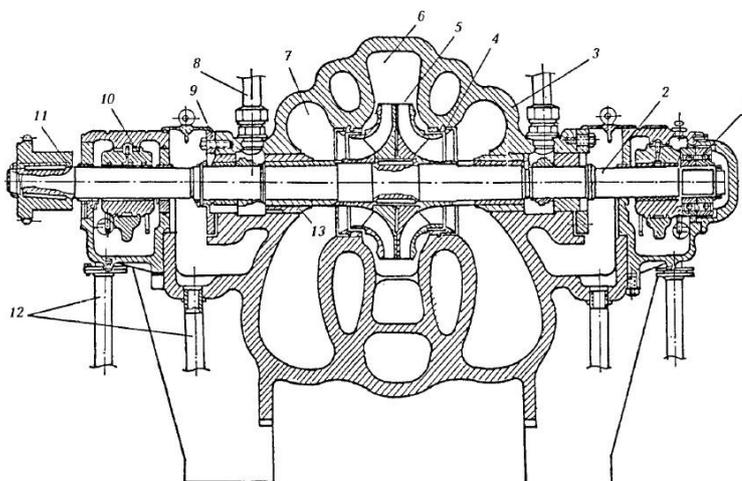


Рисунок 10 – Схема основного магистрального насоса

1 – радиально упорный подшипник; 2 – вал; 3 – корпус; 4 – щелевые уплотнения; 5 – рабочее колесо; 6 – отвод перекачиваемой жидкости; 7 – подвод перекачиваемой жидкости; 8 – трубы; 9 – торцевые уплотнения; 10 – подшипник скольжения; 11 – зубчатая муфта

Для предотвращения кавитации на входе в насос необходимо обеспечить нужный напор. С этой целью применяют подпорные насосы [8].

2.4 Характеристика магистральных насосов

При эксплуатации центробежных насосов наиболее значимыми характеристиками являются: характеристика насоса, кавитационная характеристика и частная кавитационная характеристика.

Под характеристикой насоса понимают такую зависимость, которая определяется основными показателями насоса (напор H , мощность N и КПД) от подачи Q . При этом плотность и вязкость транспортируемой жидкости остается постоянной, как и частота вращения насоса.

При эксплуатации трубопроводов, по которым транспортируется нефть и нефтепродукты, насосы должны соответствовать некоторым требованиям:

1. Для того, чтобы обеспечить стабильную работу на сеть в необходимом диапазоне подач, напорная характеристика должны быть монотонно падающей, пологой. Пологая характеристика снижает потери на дросселирование, при этом происходит стабилизация давления в трубе, что ведет за собой убавление динамических нагрузок на трубопровод.

2. Тип насоса необходимо подбирать таким образом, чтобы КПД имел наибольшее значение. Для насосов типа НМ максимальное значение КПД составляет 89%.

3. В небольшом диапазоне подач $0,8 \div 1,2$ от $Q_{ном}$ КПД должно снижаться не более, чем на $2 \div 3$ %.

Под кавитационной характеристикой понимают зависимость между допускаемой величиной кавитационного запаса и подачей насоса. При этом частота вращения насоса и свойства жидкости остаются неизменными. К тому же эта характеристика служит исходной точкой при расчете бескавитационной работы насоса.

Частичной кавитационной характеристикой называют зависимость между напором насоса, его КПД и кавитационным запасом. При этом частота вращения, свойства жидкости и подача остаются неизменными [8].

2.5 Конструкция и компоновка насосного цеха

Обеспечение бесперебойной работы основного и вспомогательного оборудования является главным требованием при компоновке насосного цеха. Также необходимо обеспечить выполнение ремонтных работ без остановки перекачки транспортируемой жидкости.

Основными помещениями насосного цеха являются:

- насосный зал;
- зал электродвигателей.

Для установки оборудования данные залы оборудованы

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

грузоподъемными механизмами. В основном используются мостовые краны.

На рисунках 11 и 12 представлена компоновка насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600 – 230.

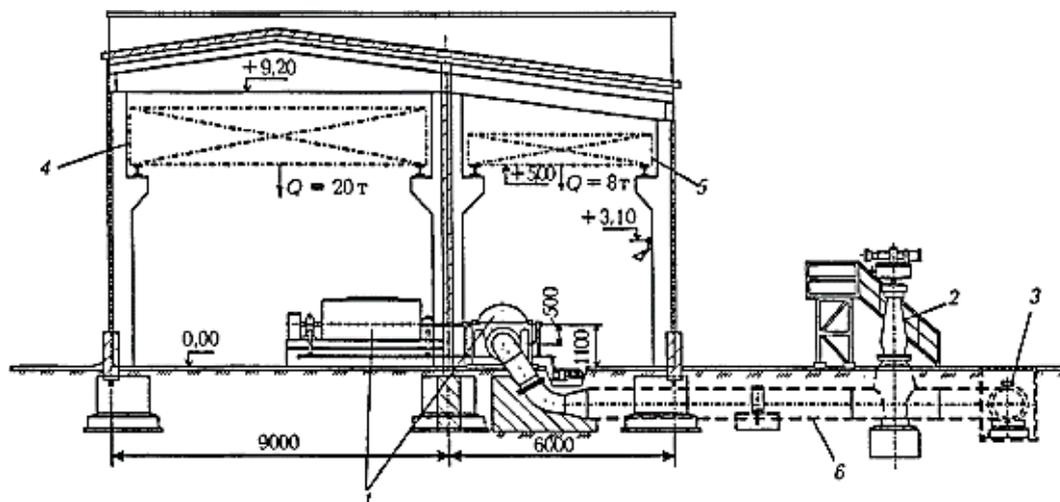


Рисунок 11 – Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ 3600-230

1 – насос с электродвигателем; 2 – задвижка с электродвигателем; 3 – клапан обратный; 4 – кран мостовой ручной двухбалочный; 5 – кран ручной мостовой однобалочный; 6 – всасывающий трубопровод

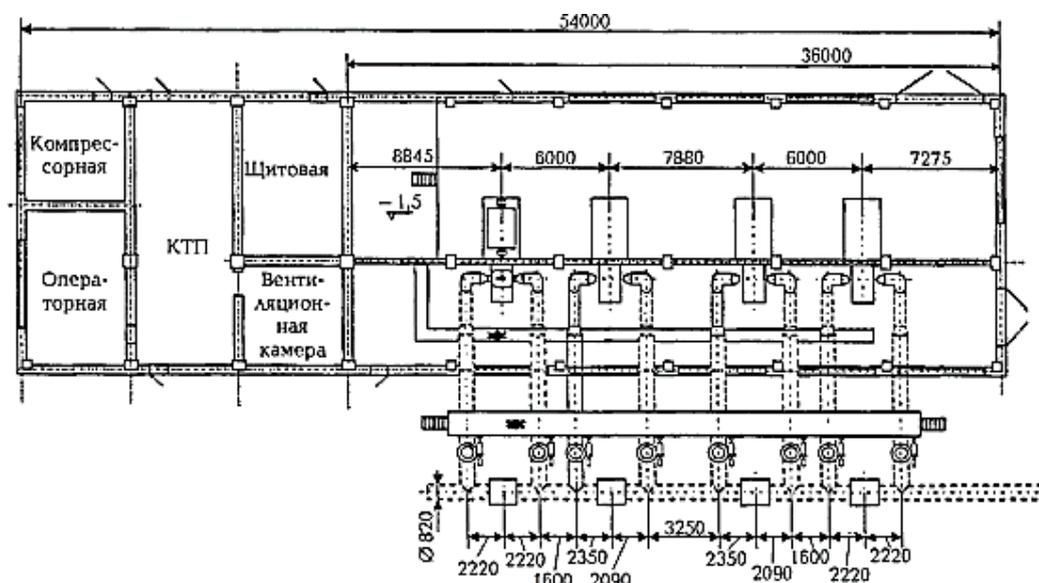


Рисунок 12 – План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600-230

Все помещение насосного цеха разграничивают на два отдельных зала с индивидуальными входами и выходами. Разделение происходит путем установки воздухопроницаемой огнестойкой перегородкой. В первом зале

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика объектов исследования				

установлены:

- основные насосы типа НМ;
- мостовой ручной кран, выполненный во взрывозащищенном исполнении и имеющий грузоподъемность 10 тонн;

- блок откачки утечек.

С учетом того, что в помещении задана нормальная среда для привода насосов, во втором зале установлены:

- блок централизованной маслосистемы с аккумулярующим баком;
- синхронные электродвигатели нормального исполнения типа СТД, оборудованный водяными воздухоохладителями и замкнутыми циклами вентиляции воздуха;

- мостовой ручной кран, выполненный в нормальном исполнении и имеющий грузоподъемность 25 тонн [9].

Расчетные параметры выбранных насосов, определяющих компоновку оборудования, трубопроводную обвязку в основном укрытии и вне его, а также соотношение отметок, выбирают так, чтобы выполнялись следующие требования:

1) подача определенного количества масла к подшипникам насосов и электродвигателей, а также самотечное отведение этого масла в баки маслосистемы;

2) подача погружными насосами нефти из сборников утечек и нефтесодержащих стоков в сборник нефти ударной волны;

3) подача воды для охлаждения масла централизованной маслосистемы в маслоохладителях;

4) подача воды для охлаждения воздуха, циркулирующего внутри электродвигателей;

5) откачка нефти насосами, относящихся к блоку откачки утечек, из сборника утечек в сборник нефти ударной волны;

б) создание упругой пневмозавесы в отверстии, которое герметизирует фрамуги при беспромвальном соединении электродвигателей и насосов.

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

7) самотечный отвод утечек от торцевых уплотнений из картера основных насосов в сборник утечек [10].

2.6 Вспомогательные системы насосного цеха

2.6.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений

Статический или динамический напор, как и в процессе работы, так и при остановке агрегата, оказывает воздействие на устройства, которые служат для уплотнения выход вала насоса из корпуса. В магистральных насосах, предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов, напор в камерах уплотнения может иметь значения от 200-300 до 700-800 м.

При работе уплотнения под большим давлением происходит снижение надежности узла уплотнения, поэтому для понижения напора в камерах уплотнения до оптимальных значений устанавливают систему гидравлической разгрузки с отводом части перекачиваемой жидкости по специальному трубопроводу в зону пониженного давления.

Схема системы разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений вала насоса представлена на рисунке 13.

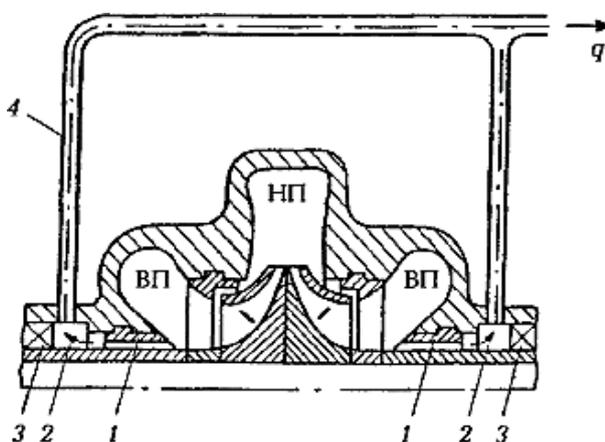


Рисунок 13 – Традиционная схема разгрузки и охлаждения концевых уплотнений вала насоса

ВП – всасывающая полость; НП – нагнетательная полость; 1 – щелевые уплотнения; 2 – полость камеры; 3 – торцевое уплотнение; 4 – специальный трубопровод

В коллектор насосной станции или в резервуар сбора утечек поступает жидкость, подведенная из линии разгрузки. Сам факт постоянной циркуляции жидкости из полости всасывания насоса через щелевые уплотнения и полость

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

камеры торцевого уплотнения приводит не только к снижению напора в камерах уплотнения, а также к охлаждению торцевого уплотнения. Если же циркуляция контактных колец торцевого уплотнения будет отсутствовать, то это приведет к некорректной работе торцевого уплотнения, что может повлечь за собой аварию [4].

2.6.2. Система смазки и охлаждения подшипников

Для того, чтобы подшипники прослужили как можно дольше и не являлись источником аварий насосного оборудования, необходимо производить их своевременное смазывание и охлаждение. Поэтому опишем работу системы смазки и охлаждения подшипников, представленной на рисунке 14.

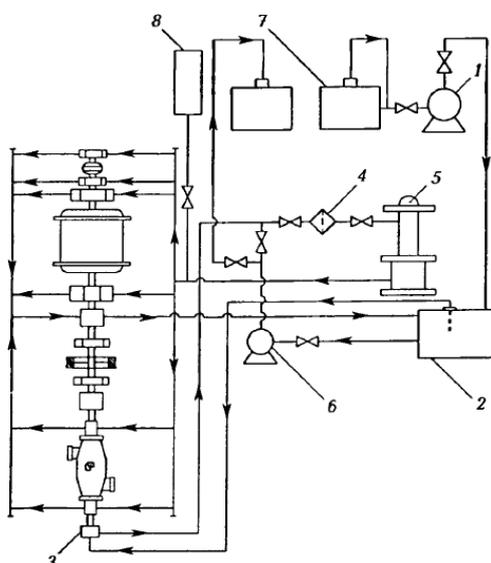


Рисунок 14 – Принципиальная схема системы смазки насосно-силовых агрегатов НПС.

1 – шестеренчатый насос; 2 – бак; 3 – основной насос; 4 – фильтры;
5 – маслоохладитель; 6 – насос для перекачки отработанного масла; 7 – емкость для хранения отработанного масла; 8 – аварийный аккумулирующий бак

Опишем принцип работы схемы. Бак, используя шестеренчатый насос, заполняют маслом, далее основной насос прокачивает масло через фильтры и маслоохладитель в маслопроводы, соединенными с узлами, которые необходимо смазать. Оттуда масло возвращается обратно в бак. Следующим этапом является перекачка отработанного масла насосом в емкость для хранения отработанного масла. Также предусмотрен аварийный бак с маслом,

использующийся при аварийных ситуациях, к примеру, в случае отключения электроэнергии [4].

2.6.3. Система откачки утечек от торцевых уплотнений

При эксплуатации основных насосов, перекачивающих нефть и нефтепродукты по магистральным трубопроводам, возникают утечки через концевые уплотнения вала насоса. Эти утечки самотеком собираются в специальный резервуар. В целом величина утечек крайне мала, что при применении уплотнений торцевого типа, позволяет их свести к нулю.

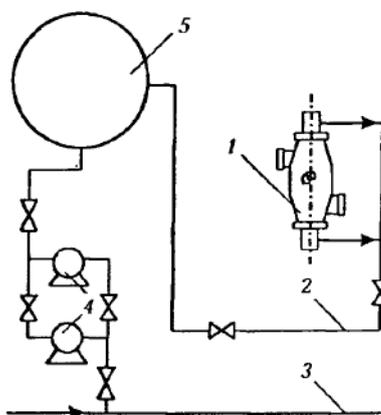


Рисунок 15 – Схема сбора утечек

1 – насос; 2 – линия разгрузки; 3 – всасывающая линия магистрального трубопровода; 4 – насос резервуара утечек; 5 – резервуар утечек

Через линии концевых уплотнений может произойти большой объем утечек (до 40 м³/ч) с насосного агрегата. Образовавшиеся утечки из линии разгрузки насоса поступают в резервуары утечек или на прием подпорных насосов. Во всасывающую линию магистрального трубопровода периодически закачивают насосами нефть или нефтепродукты, собранные в резервуар утечек [4].

2.6.4. Средства контроля и защиты насосного агрегата

Для надежной работы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов применяют защиту насосных станций, которая включает в себя приборы контроля, защиты, сигнализации. Использование защиты насоса позволяет контролировать такие сложности в эксплуатации основных насосов, как вибрация насоса, перегрев подшипников агрегата, работу насоса в

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

кавитационном режиме, утечки нефти и нефтепродуктов сверх нормы через уплотнения.

Насосный агрегат ведет свою работу на высоких скоростях. Для обеспечения такой работы необходимо организовать своевременную бесперебойную подачу смазки и эффективную систему теплового контроля узлов с трущимися деталями.

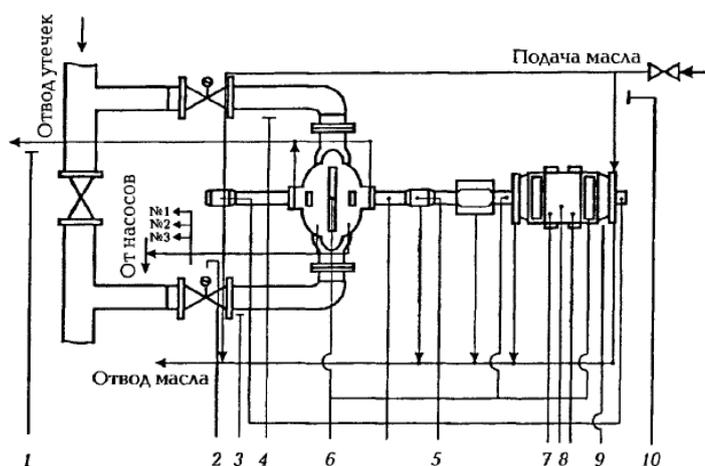


Рисунок 16 – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

1 – датчик герметичности торцевого уплотнения; 2,3,4, – манометры; 5 –тепловая защита корпуса; 6 – вибросигнал; 7 – амперметр; 8 – счетчик числа часов работы агрегата; 9 – сигнализатор падения давления; 10 – электроконтактный манометр

Для контроля подачи масла используется электроконтактный манометр с контактами, включенными в пусковые цепи электродвигателя. Если в линии смазки будет отсутствовать давление, то данный прибор не позволит включить электродвигатель. А при падении этого давления, работа насосного агрегата будет остановлена. Также нагрузку электродвигателя фиксируют с помощью амперметра.

Использование тепловой защиты корпуса обеспечивает защиту от работы насоса при закрытой задвижке. Насосный агрегат получает разрешение на включение при правильной индикации сигнализатора падения давления.

При резком увеличении утечек, герметичность торцевого уплотнения отслеживается датчиком герметичности торцевого уплотнения.

Контроль вибрации работающего оборудования осуществляется

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

вибросигналом. При критических значениях вибрации, работа насосного агрегата будет приостановлена.

Также необходим визуальный контроль давления всасывания, нагнетания насосов, линии разгрузки. Для этих целей используют технические и электроконтактные манометры.

Увеличение межремонтного периода насосного агрегата можно обеспечить, используя счетчик числа часов работы агрегата. С его помощью задают равномерную загрузку оборудования.

Перед включением основного оборудования необходимо сначала запустить вспомогательное.

2.6.5. Система подачи и подготовки сжатого воздуха

Данная система служит для питания устройств КИП, пневмоприводов и автоматики и входит в составную часть компрессорной. Для очистки воздуха используют специальные фильтры, а использование автоматических установок, к примеру, УОВБ-5, позволяет осушить этот воздух. Воздух, используемый в системе подачи и подготовки необходимо охладить до температуры + 30 °С. С целью предотвращения порчи приборов КИП и выхода из строя системы автоматики очистка и осушка воздуха осуществляется постоянно и бесперебойно.

2.6.6. Система сглаживания волн давления

Для защиты трубопроводов по которым протекает нефть от возникающих волн повышения давления при отключении агрегатов насосных станций магистральный нефтепроводов, используются систему сглаживания волн давления типа Аркрон 1000. Для гашения волн давления часть потока нефти сбрасывают в специальную емкость. С целью регулирования скорости повышения давления (0,1-0,3 кг/см²·с) система сглаживания волн давления оснащена несколькими клапанами Флексфло [4].

					Характеристика объектов исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

3. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ДЕФЕКТАХ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Центробежные насосные агрегаты широко используются благодаря существенным конструктивным и техническим преимуществам над другими типами насосов. Основными достоинствами являются малые габариты, большие скорости вращения, с которыми работают движущиеся части насосов и перемещается жидкость. Отсутствие возвратно-поступательных движений и вызываемых ими сил инерции допускает возможность работы при минимальных размерах фундаментов. Следовательно, стоимость самого насоса, помещения первоначальной установки, дальнейшего ухода и ремонта значительно меньше, чем, например, для поршневого [11].

Работа ЦНА сопровождается вибрацией, характеристики которой претерпевают изменения в процессе эксплуатации по мере развития и накопления дефектов и неисправностей. Каждый дефект влияет на общее вибрационное состояние механизма, поэтому вибрационный сигнал при правильной его обработке и интерпретации обладает достаточно емкой информацией о состоянии и глубине развития дефекта [12].

Основные неисправности ЦНА, возникновение и накапливание которых приводит к отклонениям в вибрационном состоянии механизма, разделяют на три различные группы: гидродинамические, механические и электромагнитные.

К неисправностям гидродинамического характера относятся:

- кавитация;
- рециркуляция;
- гидравлический дисбаланс;
- взаимодействие с улиткой диффузором.

К неисправностям механического происхождения относятся:

- неуравновешенность ротора;

					<i>Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Иванченко</i>				<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						45	96
<i>Руководитель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					ТПУ гр. 3-2Б4А		

- бой рабочего колеса;
- изгиб вала;
- влияние трубопроводной обвязки насоса.

К неисправностям электромагнитного происхождения относятся:

- флуктуации объема воздушного зазора в магнитопроводе;
- переменные составляющие тока и потока;
- эффект магнитострикции в магнитопроводе [13].

Все вышеперечисленные причины вибрации могут привести к возникновению и развитию дефекта и вследствие стать причиной отказа.

Отказы и дефекты, связанные с вибрационными процессами в оборудовании, могут быть вызваны вибропроцессами, вызывающими вибропроцессы или изменяющими их. Выделяют следующие стадии развития дефекта (отказа):

- появление причин, вызывающих дефект или отказ;
- инкубационный период (накопление повреждаемости, зарождение дефекта, иногда труднообнаруживаемого используемыми методами диагностики, и ранняя стадия его развития);
- развитый дефект, то есть дефект, обнаруживаемый методами диагностики, но не вызывающий вторичных повреждений;
- развитие дефекта, вызывающее вторичные повреждения или изменения в оборудовании, характеризующиеся своими диагностическими параметрами
- внезапное или мгновенное разрушение (имеет место не для всех дефектов), которое может вызывать или не вызывать вторичных разрушений.

3.1 Дефекты основных конструктивных элементов центробежного насоса

Основными конструктивными элементами центробежных насосов являются: корпус, вал, рабочее колесо, подшипниковые опоры, торцевые и сальниковые уплотнения [11]. В процессе эксплуатации в корпусе насоса могут появиться следующие дефекты корпусных деталей насоса:

					Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- коррозионно-эрозионный износ;
- трещины;
- свищи;
- износ посадочных мест подшипников;
- забоины, мелкие риски и вмятины на плоскостях разъема.

В рабочих колесах могут возникнуть следующие дефекты:

- трещины и сколы;
- сквозные и кавитационные раковины;
- коррозионный и эрозионный износ дисков и лопаток на внутренних

поверхностях.

3.2 Дефекты вала центробежного насоса

Основным элементом конструкции насосного агрегата является его ротор, состоящий из вала с насаженным на него рабочим колесом, защитными втулками, крепежными деталями и пр. Вал несет на себе основную нагрузку при передаче вращения от привода к насосу, подвергаясь при этом действию крутящего и изгибающего моментов, вибрации, осевых нагрузок. В результате чего в процессе эксплуатации происходит возникновение и накопление различных дефектов вала, а именно:

- нарушения соосности валов (расцентровка);
- искривления вала;
- износа шеек, резьбы, шпоночных пазов;
- коррозионного и эрозионного износа;
- поверхностных микротрещин, задиров;
- усталостных трещин в местах концентрации напряжений.

Отказы насосных агрегатов в результате разрушения вала ротора в процессе эксплуатации приводят к серьезным последствиям: разрушению подшипниковых узлов, торцевых уплотнений, других конструктивных элементов, всего насоса. В особых случаях возможно даже возгорание транспортируемой среды и возникновение пожара или взрыва в насосной.

					Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Анализ литературных данных [1-13] показал, что возникновение дефектов, способных вызвать разрушения вала, может происходить как на стадии его изготовления, так и при монтаже насоса, ремонтных работах.

3.3 Дисбаланс масс ротора

Неуравновешенность вращающихся масс ротора является одним из самых распространенных дефектов оборудования, обычно приводящих к резкому увеличению вибраций. Неуравновешенность ротора вызывается возникновением (в силу различных причин) отклонений геометрических размеров ротора от номинальных конструктивных, т.е. дисбаланса. При вращении такого ротора с некоторой угловой скоростью в каждом поперечном сечении, имеющем отклонение размеров от номинальных, возникает центробежная сила, вращающаяся вместе с ротором и вызывающая переменные нагрузки на опоры. При этом результирующая центробежная сила, являясь статической нагрузкой для ротора, может вызывать значительный прогиб вала ротора. Центробежные силы, или дисбаланс, воздействуют на опоры ротора и агрегата, вызывая значительные нагрузки и вибрации последнего.

Причины возникновения дисбаланса в оборудовании могут иметь различную природу, являться следствием многих особенностей конструкции и эксплуатации. К ним относятся:

1) дефекты, связанные с нарушением изготовления, сборки и балансировки ротора, которые характеризуются повышенным уровнем вибрации непосредственно после завершения ремонта или монтажа агрегата;

2) наличие на вращающемся роторе различных изношенных, дефектных и т.п. деталей и узлов;

3) дефекты эксплуатации, такие как разрушение частей ротора (например, частей лопаток, рабочего колеса и др.) в процессе работы, которые характеризуются внезапными изменениями амплитуды и/или фазы колебаний, а также различные виды износа деталей ротора (например, трущихся и рабочих шеек вала, лопастей, колес и др.), отложения вредных примесей на роторе (налипания) в процессе работы агрегата, уменьшение натяга (нарушение

					<i>Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

посадок) деталей ротора, которые характеризуются сравнительно медленными (в течение эксплуатации) изменениями амплитуды и/или фазы вибраций, результат неравномерного износа конструкции ротора;

4) неравномерная внутренняя структура или наличие внутренних дефектов в конструкционных материалах ротора [12].

По своему типу, специфике проявления в общей картине вибрации, по особенностям проведения диагностирования дисбаланса можно условно подразделить на:

- статический дисбаланс;
- динамический дисбаланс;
- моментный дисбаланс.

В случае дисбаланса сигнал виброускорения на фоне первой гармоники частоты вращения вала часто насыщен средне- и высокочастотной и случайной составляющими. Он возбуждается даже исправными подшипниками качения и другими источниками.

Дисбаланс наиболее четко проявляется при измерении виброскорости. При этом амплитуда первой гармоники f_0 виброскорости преобладает над всеми остальными (если нет других дефектов).

Для различных видов дисбаланса характерно следующее:

- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах ротора на оборотной частоте одинаковы, синфазны и имеют устойчивый характер, то это статический дисбаланс;
- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах ротора на оборотной частоте одинаковы и противофазны, то это моментный дисбаланс;
- если амплитуды виброскоростей на конечных опорах ротора на оборотной частоте неодинаковы, не синфазны и не противофазны, то это динамический дисбаланс.

При механическом дисбалансе параметры вибрации зависят от частоты вращения ротора и практически не зависят от режима работы агрегата, внешних условий работы и температуры агрегата. Вибрация может проявляться как в

					<i>Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

радиальном, так и в осевом направлениях, однако, в силу зависимости от жесткости подшипника обычно, горизонтально-радиальная вибрация преобладает над вертикальной. При этом часто наблюдаются более интенсивные колебания опор корпуса ротора с дисбалансом, а влияние его колебаний на вибрацию сопряженных агрегатов, особенно в случае применения гибких муфт, обычно относительно невелико. Если амплитуда первой гармоники на частоте 50 Гц значительно больше амплитуды остальных гармоник, то, можно предположить, что данный агрегат имеет дисбаланс ротора [12,13]

Наличие большого уровня вибраций с оборотной частотой, возможно, привело к ослаблению креплений подшипников ротора и агрегата в целом.

Поэтому необходимо проверить крепление не только агрегата в целом, но и всех соединений.

3.4 Расцентровка

Расцентровка (несоосность) – состояние, при котором центральные оси соединенных валов не совпадают. Несоосность присутствует всегда и ее развитие часто служит причиной нарушения работоспособности агрегатов. Если центральные оси несоосных валов остаются при этом параллельными, то имеет место параллельная несоосность. Если центральные оси несоосных валов пересекаются в точке соединения, но не параллельны, тогда несоосность называется угловой.

Расцентровка обычно вызывается следующими причинами:

- неточной сборкой составных частей (двигателей, насосов и т.п.);
- относительным смещением составных частей после сборки;
- деформацией податливых опор;
- тепловым расширением конструкции машины;
- неперпендикулярностью торцов муфты осей валов;
- нежесткостью основания.

Несоосность приводит к следующим проблемам:

- сильный износ и нагрев муфты;

					<i>Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

- растрескивание вала вследствие усталости, вызванной изгибом;
- чрезмерное нагружение подшипников;
- преждевременный выход из строя подшипников;
- срез вала двигателя или машины.

Большинство случаев несоосности являются комбинацией двух описанных выше типов, а их диагностирование основано на преобладании $2 f_0$ -пиков над f_0 -пиками в радиальной вибрации и на существовании сильных пиков f_0 , преобладающих над пиками $2 f_0$ в осевой вибрации. При этом следует убедиться, что высокие осевые уровни f_0 не вызваны дисбалансом роторов [14].

3.5 Ослабление крепления

Ослабления крепления (механические ослабления) – зазоры между деталями, люфты, неплотная затяжка (сборка) составных частей, нарушение целостности несущих элементов фундаментов, неплотная посадка вращающихся деталей – являются нелинейным откликом агрегата (механической системы) на воздействие неуравновешенных сил и причинами возбуждения детерминированной и случайной вибрации.

Податливость опор:

- конструктивное и эксплуатационное ослабление опор, опорной плиты, основания, элементов крепления (анкеров, болтов), фундамента;
- ослабление взаимного крепления при сборке (неплотная заатяжка) составных частей опор ротора, вкладышей, корпусов подшипников, фундаментных рам и ригелей фундамента;
- неполное прилегание, искажение формы рамы и основания (коробление фундаментной плиты).

Люфты в неподвижных соединениях, целостность деталей:

- неплотное прилегание деталей;
- ослабление крепления и нарушение связи между корпусом подшипника и ротором;
- ослабление крепления и нарушение связи между корпусом подшипника и корпусом агрегата;

					Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- ослабление крепления и нарушение связи между опорами, корпусом агрегата и фундаментной плитой;
- появление трещин у несущих элементов рамы, корпуса и фундамента;
- нарушение целостности конструкции фундамента;
- увеличение податливости опор корпуса;
- ослабление закладных деталей.

Ослабление связей между деталями, образующими систему вращающихся элементов:

- трещины колеса или вала;
- ослабление (неплотная посадка) рабочих колес вентиляторов и насосов, подшипников, вкладышей подшипников, муфт;
- чрезмерный зазор во втулках или элементах подшипников.

Характерными признаками ослабления крепления (жесткости) являются нестационарность и импульсный характер временного сигнала виброускорения, при этом в спектре присутствует достаточно большое количество целых (1-10) и кратных составляющих f_0 , а также субгармоники. При этом спектр нестабилен во времени, устойчивую оценку спектра можно получить при осреднении его на протяжении нескольких десятков секунд. Форма временного сигнала и спектр виброскорости, как правило, имеют более стационарный характер (по сравнению с виброускорением) при длине реализации в несколько оборотов. Однако амплитуда сигнала обычно бывает нестабильна от оборота к обороту. Можно наблюдать импульсы, период которых кратен частоте вращения вала. Гармонические составляющие проявляются более четко, хотя также требуется осреднение [12].

Динамика развития дефекта.

В общем случае ослабления начинают проявляться в радиальных направлениях в виде появления первых гармоник f_0 , напоминая дисбаланс или расцентровку, наличие которых усугубляет течение процесса. Развиваясь во времени ослабления начинают проявляться в появлении более высоких гармоник f_0 , причем в процессе зарождения и развития дефекта вибрация на

					Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

одной или нескольких высших гармониках может превосходить вибрацию на частоте возбуждения.

По мере развития дефекта в спектре вибрации между высшими гармониками f_0 и особенно в низкочастотной части появляются шумовые случайные составляющие [13].

					<i>Общие понятия о дефектах основных конструктивных элементов центробежного насоса</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ НПС

Оборудование НПС подвергается тех. диагностированию имея цель обеспечения его надёжности и сохранности.

Задачами техдиагностирования считаются:

- 1) определение тех. состояния оборудования, такого как обнаружение и систематизация изъянов (отказов), мониторинг их становления;
- 2) определение остаточного ресурса и продление срока эксплуатации оборудования;
- 3) определение сроков и объёмов ремонтных работ, надобности подмены либо модернизации оборудования.

Определение практического технического состояния делается на базе выяснения соотношения и сопоставления текущих значений его характеристик с разрешенными и базисными значениями.

В масштабах диагностирования оборудования НПС ведутся оперативный, плановый и внеплановый контроль технического состояния.

По итогам технического диагностирования выдаётся решение о техническом состоянии оборудования.

Диагностирование магистральных и подпорных насосных аппаратов гарантирует неотклонимую оценку их тех. состояния по последующим управляемым характеристикам: напору и давлению, употребляемой силы либо КПД насоса, пульсации, температурам масла, сердечника статора, обмоток ротора и статора, подшипников, охлаждающей среды.

Способы и средства, используемые для оценки тех. состояния арматуры, гарантируют:

- контроль наружной и внутренней плотности;
- раскрытие изъянов в металле корпуса, сварных швах, уплотнении

составляющих

штока;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иенатенко			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					54	96
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4А		

говорящее о проблеме исключительно терминологии, не меняющей сущности заморочек диагностики.

4.2 Параметрическая диагностика

Диагностика по термогазодинамическим характеристикам – одно из более развитых направлений параметрической диагностики ГПА. Данное соединено сначала с тем, собственно в текущее время нет измерителей, позволяющих конкретно определять техническое состояние частей на работающем ГПА (эрозионные износы трудящихся колес центробежного нагнетателя, круговые зазоры турбин высочайшего и невысокого давления, и так далее). В этой связи способы оценки тех. состояния ГПА по значениям конкретно меримых в процессе использования научно-технических характеристик, то есть косвенным методом, нужно развивать и улучшать.

Способы термогазодинамической диагностики ГПА имеют все шансы быть совместными и личными. Использование личных способов, связанных с определением условной конфигурации характеристик тех. состояния газотурбинных ГПА, разрешает обнаружить темп конфигурации состояния аппарата, его научно-технических и топливно-энергетических характеристик – производительности, силы, расхода топливного газа и т.п., найти с знаменитым приближением среднестатистические ценности характеристик состояния парка ГПА. Использование единых способов разрешает перейти к определению безусловных величин технологических- характеристик ГПА, нужных для возведения системы планово-предупредительных ремонтов, планирования и моделирования работы аппаратов и КС в общем. В их отсутствие нереально возведение всеохватывающей автоматической системы диагностики газотурбинных ГПА.

Зависимо от текстуры представления объекта способы термогазодинамической диагностики имеют все шансы быть интегральными, осматривающими установку в общем, и дифференциальными, осматривающими любой составляющее аппарата отдельно. В данных способах имеют все шансы применяться и разные методы задания методов

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	56

задания начальной инфы о режимах работы ГПА и его частей повторяющий вид многофункциональных уравнений либо черт, отысканных бывалым методом. Оценки тех. состояния объекта в первом случае соединены с построением его математической модели. При всем этом более обширное использование отыскивали более обыкновенные, линейные модели.

4.3 Трибологическая диагностика

Трибология – наука, коя более принципиальна, нежели параметрическая и вибрационная диагностика в диагностике износа боязливые науки вышло от греческого слова "трибос" – трение. Трибология сплачивает внутри себя физику, химию, материаловедение и тех. науки.

Почти во всем эта самая междисциплинарная природа приводила к тому, собственно концепцией трибологии третировали. Данное приводило к замедлению становления машиностроения, громадны, неоправданным вещественным расходам на трение, износ и их последствиям.

Сначала работа в сфере трибологии была ориентирована на стимулирование и использование наиболее безупречной смазки, стало полностью разумеется, собственно роль материаловедения и технологии материаловедения и технологии, которые были использованы исходя из убеждений понижения износа в машиностроении никак не менее, нежели роль конструирования. Данное относится, а именно, и к износу при неимении смазки.

Вероятность применения, которые были использованы со существенно усовершенствованными трибологическими чертами востребует востребует переоценки почти всех автоматических систем и систем. Так, к примеру, присутствие смазочных которые были использованы, работающих при температуре 600°С. Для смазки жаропрочных конструкционных которые были использованы потребуются водянистые смазочные средства, способные трудиться в критериях повышенных температур. Трибология позволяет найти состояние износа трущихся долей ГПА по наличию химпримесей в масле. К примеру, содержание железных частиц.

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ методов диагностики оборудования НПС				

4.4 Вибрационные методы диагностики насосных агрегатов

Функционирование насосных агрегатов сопровождается колебательными

процессами, возникающими вследствие неуравновешенности и износа движущихся и взаимодействующих между собой его конструктивных элементов. Признаком исправного состояния насосного агрегата является низкий уровень его механических колебаний. В процессе эксплуатации, по мере постепенного износа насосного агрегата, оседания фундамента и деформации деталей параметры вибрации механизма претерпевают изменения. Всякое отклонение от нормы параметров функционирования и структуры механизма приводит к изменению характера взаимодействия его элементов, а, следовательно, и к изменению сопровождающих это взаимодействие виброакустических процессов [15]. Таким образом, вибрация служит как причиной развития дефекта, так и их индикатором.

Главной задачей методов вибродиагностики является выбор наиболее информативного признака, по которому оценивается техническое состояние объекта. На этапе поиска информативных признаков из всех измеряемых параметров выделяют только те, которые прямо или косвенно характеризуют состояние объекта. По ним формируют информативную систему признаков, используемых при диагностировании [12].

Основными параметрами вибрационных процессов, измеряемых для определения состояния машин методами вибродиагностики, являются следующие: виброперемещение, виброскорость, виброускорение, вибронапряжение, резкость, размах колебания, дисперсия, среднеквадратичное отклонение, спектральная плотность мощности, уровень акустической мощности, ударный спектр, длительность удара и др. Выбор измеряемых параметров вибрации производится в зависимости от типов исследуемых механизмов, амплитудного и частотного диапазона измеряемых колебаний [12].

В низкочастотном диапазоне (также для роторных машин с частотой вращения ротора менее 600 об/мин), в основном, измеряют параметры виброперемещения, в среднечастотном – виброскорости, а в высокочастотном

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	58

виброускорения. Это деление условное, так как в некоторых случаях существует необходимость измерения и других параметров, что бывает довольно часто.

Виброперемещение и размах колебаний имеет смысл использовать когда необходимо знать относительное смещение объектов (например, ротора относительно статора при критичности зазоров) или деформацию (при критичности механических напряжений).

При исследовании работоспособности роторных машин с частотой вращения ротора более 600 об/мин, эффективности вибрационных машин и воздействия вибрации на организм человека изучают скорость вибрации, так как она определяет импульс силы и кинетическую энергию (разрушающую способность колебаний). В этом случае измеряют среднеквадратическое значение. Основным преимуществом измерения среднеквадратических значений является независимость этих значений от сдвигов фаз между отдельными составляющими спектров измеряемой вибрации. При этом учитывается временное развитие колебаний [12].

При оценке виброненадежности объектов и исследований дефектов, связанных с механическими ударами, основным измеряемым параметром является виброускорение. При этом измеряют пиковое значение, отражающее наибольшее значение измеряемых колебаний.

Методы, основанные на спектральном анализе входящего сигнала, позволяют выявлять неисправности насосного агрегата, зачастую не определяя причины ее появления, принадлежность конкретному конструктивному элементу, степень развития дефекта. Так, причинами дисбаланса могут быть: несимметричное распределение масс ротора, дефекты рабочего колеса, термический дисбаланс, дефекты типа трещины на валу и др. В то же время все эти дефекты при спектральном анализе оказывают влияние на одинаковые гармоники спектра гармонических составляющих, что осложняет процесс его идентификации.

В ходе аналитического исследования опытных данных, собранных службой диагностики на НПС, были выявлены основные причины повышенной

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	59

вибрации. Наиболее распространенными причинами вибрации являются такие неисправности как дебаланс и ослабления подшипников. Также стоит обратить внимание и на расцентровку, так как ее развитие может служить причиной нарушения работоспособности агрегата.

При оценке технического состояния насосных агрегатов методами вибродиагностики, основанными на спектральном анализе входящего сигнала в соответствии с международными и российскими стандартами и нормативно-техническими рекомендациями, в качестве нормируемых параметров в большинстве случаев применяют среднеквадратичное значение (СКЗ) виброскорости[15].

Диагностирование большей части дефектов и неисправностей насосных агрегатов осуществляется сравнением полученных в результате исследования спектров СКЗ виброскорости со спектрами, характерными исправному состоянию (эталонный спектр). Заключение о наличии и развитии какого-либо дефекта производится на основании анализа изменения амплитуды оборотной частоты и кратных ей гармоник.

Наличие первых гармоник оборотной частоты может свидетельствовать о следующем:

1. Нарушение баланса вращающегося элемента (ротора);
2. Нарушение соосности валов;
3. Ослабление крепления неподвижных (корпусных) и подвижных элементов агрегатов.

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

В ходе анализа данных о техническом состоянии 200 центробежных насосов на НПС были выявлены основные неисправности насосных агрегатов, приводящие к повышенной вибрации. Результаты анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные причины повышенной вибрации ЦНА

Неисправность	Количество	Доля в %
Дебаланс ротора электродвигателя	96	55
муфты ротора насоса	28	
Расцентровка	41	5
Изнас подшипников насоса	8	10
подшипников электродвигателя	18	
рабочих колес насоса	5	
рабочих лопаток колес насоса	1	
торцевых уплотнений	7	
Зазоры подшипников в вертикальной и горизонтальной плоскостях не соответствуют паспортным параметрам	1	27
подшипников электродвигателя	48	
подшипников насоса	37	
Работа насоса в крайней точке рабочей характеристики	11	1
Работа насоса вне зоны рабочей характеристики	2	2
ВСЕГО:	3	100
	175	

Более наглядно это можно увидеть на диаграмме (рисунок 17).

					Расчетная часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Иенатенко			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.				61	96
Руководитель ООП		Брусник О.В.			Расчетная часть		
					ТПУ гр. 3-2Б4А		

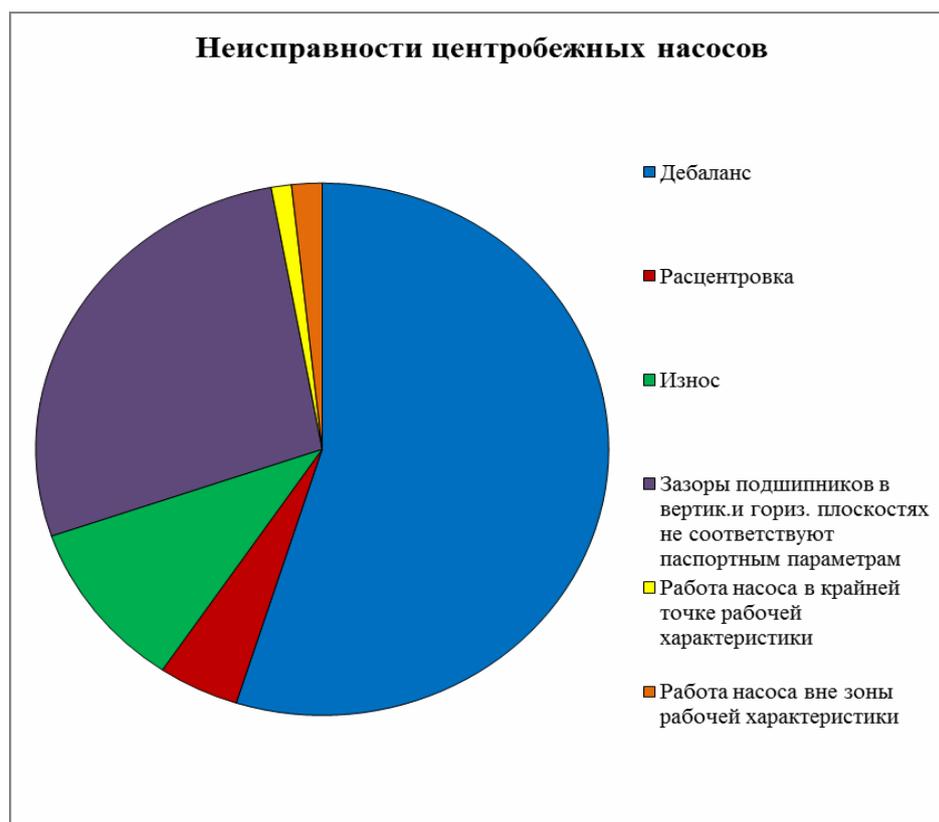


Рисунок 17 – Неисправности центробежных насосов

Из рисунка 17 видно, что чаще всего причиной повышенной вибрации служит дебаланс муфты и роторов электродвигателя и насоса. Также нередко встречается отклонение зазоров подшипников электродвигателя и насоса от паспортных параметров, что тоже является весомым основанием для нарушения установленного уровня вибрации.

Для описания вибрации оборудования используют виброускорение, виброскорость и виброперемещение – основные параметры вибрации. На практике чаще всего используют виброскорость и виброперемещение, однако для виброскорости берут ее среднеквадратичное значение (СКЗ). Но целесообразнее использовать все-таки виброскорость, так как этот параметр учитывает не только энергетическое воздействие на опоры сил, вызывающих вибрацию, но и перемещение контролируемой точки.

Нормы вибрации магистральных насосов согласно [16] представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Нормы вибрации магистральных насосов

Величина СКЗ виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния агрегата	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 4,5 до 7,1 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно	Длительная
Свыше 7,1 До 11,2 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 11,2	Неудовлетворительно	Недопустима

Рассмотрим более детально все причины повышенной вибрации, выявленные в ходе исследования.

Как было сказано ранее, наиболее часто встречается такое явление, как дебаланс. Дебаланс наиболее четко проявляется при измерении виброскорости. При этом амплитуда первой гармоники f_0 СКЗ преобладает над всеми остальными (если нет других дефектов), что и наблюдается на рисунок 18, 19.



Рисунок 18 – Уровень СКЗ при дебалансе ротора электродвигателя

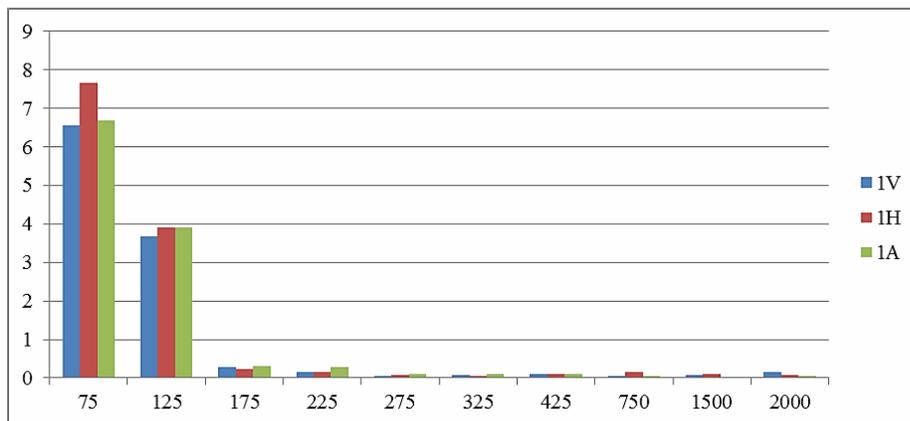


Рисунок 19 – Уровень СКЗ при дебалансе ротора электродвигателя в точках 1V, 1H, 1A.

Примерно такая же ситуация с дебалансом муфты и ротора насоса (рисунки 20, 21, 22, 23).

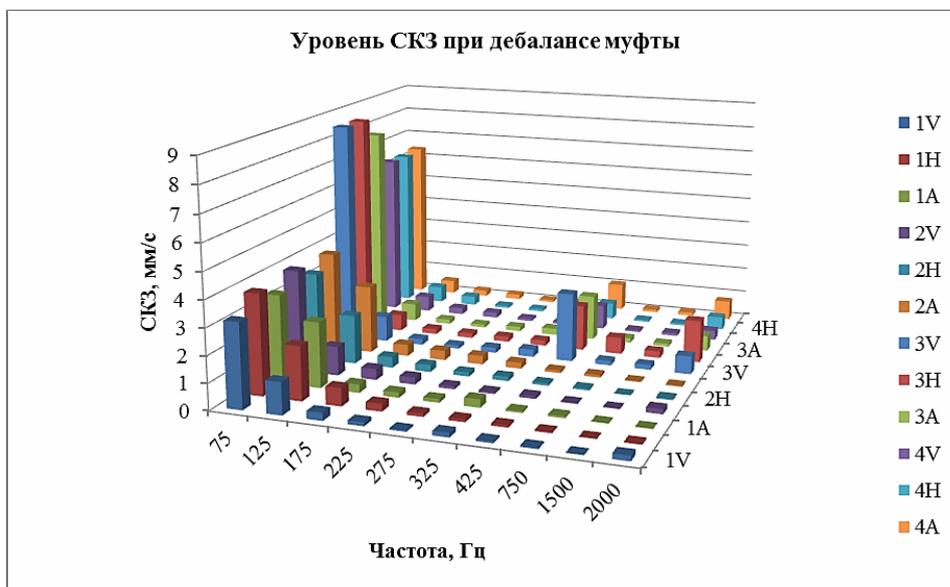


Рисунок 20 – Уровень СКЗ при дебалансе муфты

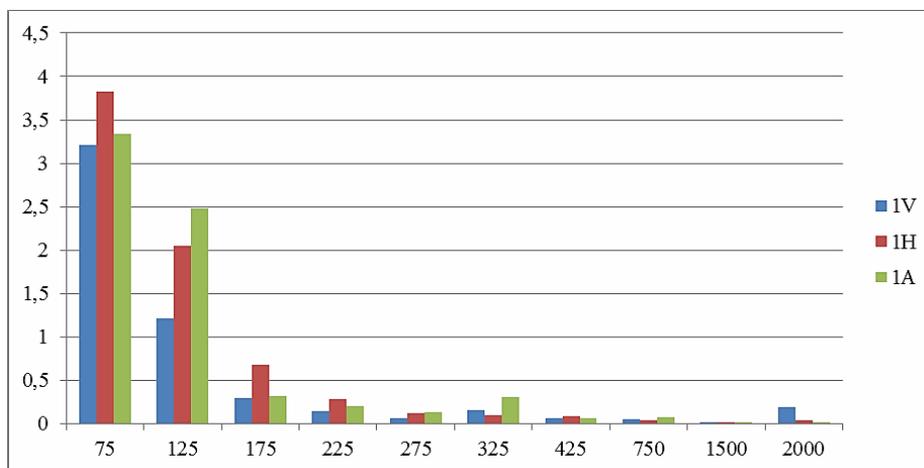


Рисунок 21 – Уровень СКЗ при дебалансе муфты в точках 1V, 1H, 1A.

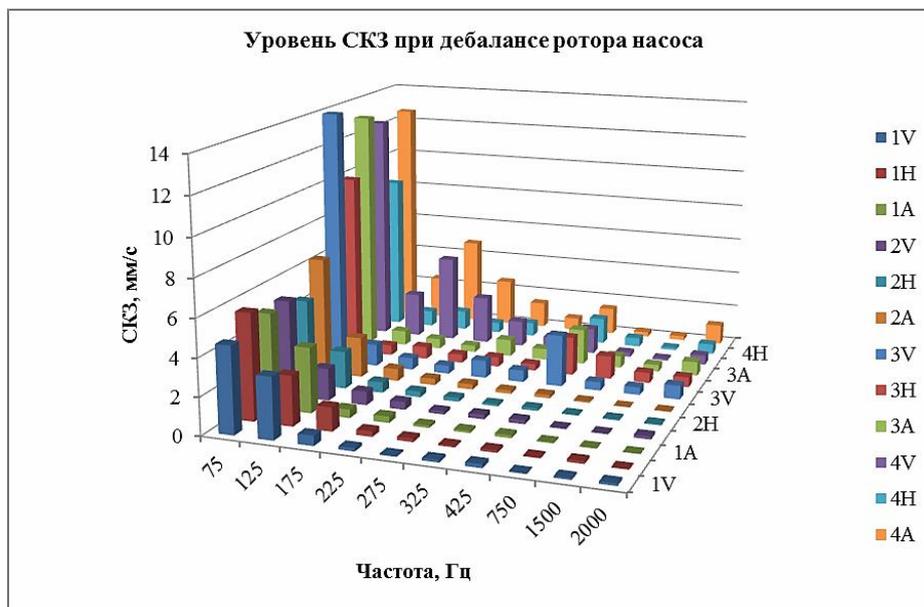


Рисунок 22 – Уровень СКЗ при дебалансе ротора насоса

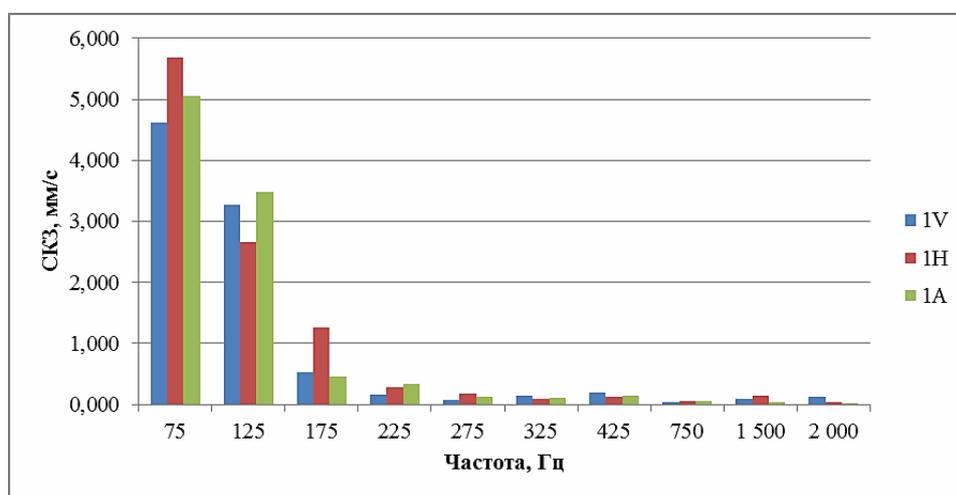


Рисунок 23 – Уровень СКЗ при дебалансе ротора насоса в точках 1V, 1H, 1A.

Сравнивая опытные данные с нормативными (табл.2), можно сделать вывод: состояние агрегатов удовлетворительное, требуются меры по улучшению СКЗ до нормированных значений.

Еще одной распространенной причиной повышенной вибрации является несоответствие зазоров подшипников насоса и электродвигателя в различных плоскостях паспортным параметрам или ослабления. Характерными признаками ослабления крепления являются нестационарность и импульсный характер временного сигнала виброускорения, что можно увидеть на спектре вибрации(рисунок 24, 25).



Рисунок 24 – Уровень СКЗ при ослаблении крепления подшипников
электродвигателя

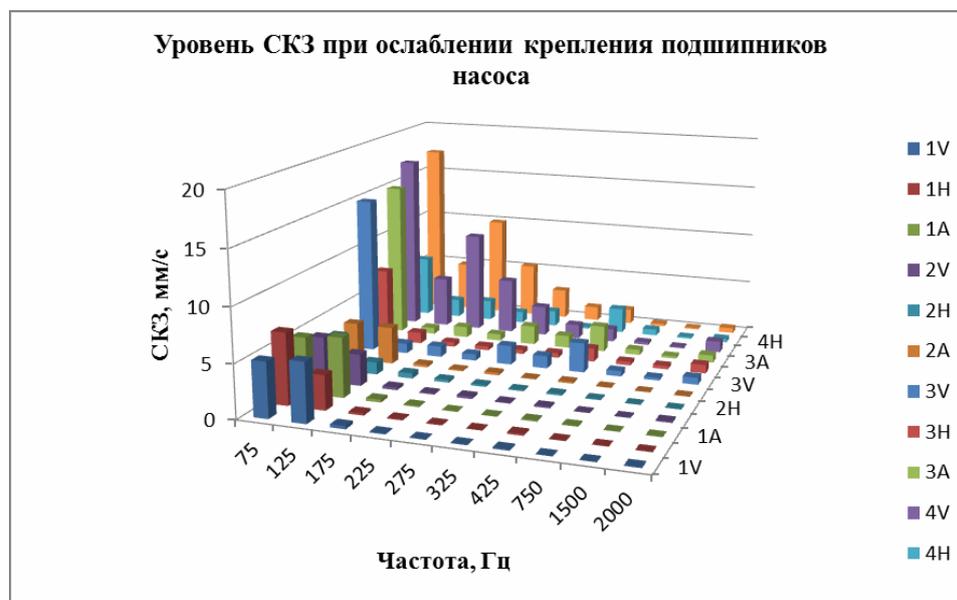


Рисунок 25 – Уровень СКЗ при ослаблении крепления подшипников насоса.

Также стоит обратить внимание и на расцентровку, так как ее развитие может служить причиной нарушения работоспособности агрегата. Диагностирование этого типа неисправностей основано на преобладании $2f_0$ -пиков над f_0 -пиками в радиальной вибрации и на существовании сильных пиков f_0 , преобладающих над пиками $2f_0$ в осевой вибрации. При этом следует

убедиться, что высокие осевые уровни f_0 не вызваны дисбалансом роторов (рисунок 26).

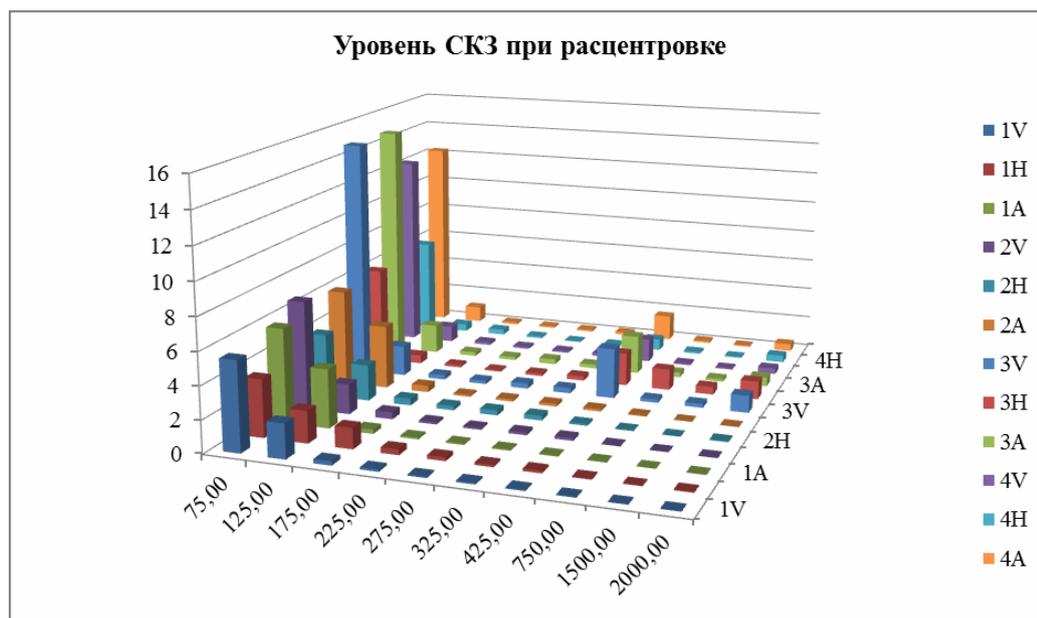


Рисунок 26 – Уровень СКЗ при расцентровке

Для сравнения в качестве эталонного спектра были использованы данные исправных насосных агрегатов (рисунок 27).



Рисунок 27 – Уровень СКЗ исправного ЦНА

Все значения СКЗ находятся в пределах нормы, состояние оборудования – отличное.

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

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В процессе перекачки нефти насосные агрегаты и их технологические обвязки подвергаются значительным вибрационным нагрузкам, что приводит к падению КПД насоса и снижению потребляемой мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям. Правильное и точное проведение вибродиагностики позволяет постоянно контролировать техническое состояние насосного оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов и средств измерения вибрации, изучить стандарты, определяющие требования к вибродиагностике насосных агрегатов и на основе полученных данных выявить наиболее подходящую измерительную систему для практического применения.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного средства измерения вибрации.

6.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата.

Для сравнения взяты тривиброанализаторы: АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М. В таблице 5 приведены характеристики данных приборов.

Таблица 5 – Технические характеристики виброанализаторов АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М

Прибор	Число каналов	Диапазон частот, Гц	Число линий в спектре	Питание, масса, размер	Прочее
АДП-3101	4	0,5 ÷ 20000	3200	Акк1,6 кг 200*190*43	Балансировка
КВАРЦ-2	2	2 ÷ 40000	12800	Акк1,2 кг 150*170*43	Балансировка
АГАТ-М	2	2 ÷ 10000	800	Акк0,9 кг 220*110*38	Балансировка

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Иенатенко</i>				<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						68	96
<i>Консульт.</i>	<i>Трубникова</i>					ТПУ гр. 3-2Б4А		
<i>Руководитель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 6).

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

Где: Бф – АДП-3101; Бк1 – КВАРЦ-2; Бк2 – АГАТ-М.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_j B_j$$

где V_j – вес показателя (в долях единицы);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 6. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, прибор АДП-3101 наиболее востребован и применим в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой поверке приборов и меньший срок эксплуатации.

6.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата	Руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение вибродиагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

6.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

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

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 8.

6.4 Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

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

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

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

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

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

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел-дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{C_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ож}i}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на	1		6		3		3		4	

проведение исследования										
-------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность
и ресурсосбережение

Лист

73

Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
Создание и расчёт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение вибродиагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 8 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 9 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ														
				Фев.			Март			Апрель			Май					
				2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4															
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8															
3	Составление плана исследования	Р	3															
4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10															
5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И	21															
6	Проведение вибродиагностики	И	4															
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14															

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

8	Оценка результатов исследования	Р, И	3																
9	Составление пояснительной записки	И	11																

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика (таблица 9) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

6.5 Бюджет затрат на исследование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.5.1 Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З _м , руб.
Набор инструментов	шт	1	4880	4880
Перчатки	пара	3	91	273
Спецодежда	комплект	3	5600	16800
Каска	шт	3	250	750
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	270	540
Ручка шариковая	шт	6	25	150
Карандаш	шт	5	20	100
Краска для принтера	шт	1	600	600
Итого, руб.				24093

В сумме материальные затраты составили 24093рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

6.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	АДП-3101	КВАРЦ-2	АГАТ-М	1	1	1	390,2	542,8	327,6	390,2	542,8	327,6
2	Ноутбук Acer Swift 3 SF314-56-349F NX.H4CER.007			1	1	1	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Итого:										438,1	590,7	375,5

Учтем затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$Z_{обл} = Z_{обл} \cdot 1,15 = 438,1 \cdot 1,15 = 503,815 \text{ тыс руб}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 76

$$Z_{\text{обз+доств}} = Z_{\text{обз}} \cdot 1,15 = 590,7 \cdot 1,15 = 679,305 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{\text{обз+доств}} = Z_{\text{обз}} \cdot 1,15 = 375,5 \cdot 1,15 = 431,825 \text{ тыс. руб}$$

6.5.3 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{\text{осн}}$ и дополнительную заработную плату $Z_{\text{доп}}$.

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{\text{осн}}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$$

где – T_p продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (таблица 8);

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где – Z_m – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, *раб.дн.*

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_p$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

6.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}} \cdot k_{\text{р}}) = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2 \cdot 1,3) = 53235 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,18 \cdot 16871 = 3037 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}} \cdot k_{\text{р}}) = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2 \cdot 1,3) = 31590 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,18 \cdot 72996 = 13139 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$k_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 12 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

6.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные

законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 13 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5972	
Инженер	25841	

6.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$Z_{\text{накл}1} = 24093 + 503815 + 89867 + 16176 + 31813 \cdot 0,16 = 106522 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}2} = 24093 + 679305 + 89867 + 16176 + 31813 \cdot 0,16 = 134600 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}3} = 24093 + 431825 + 89867 + 16176 + 31813 \cdot 0,16 = 95004 \text{ руб.}$$

6.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	24093	24093	24093	Пункт 5.1
2. Затраты на специальное оборудование	503815	679305	431825	Пункт 5.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	31813	31813	Пункт 5.5
6. Накладные расходы	106522	134600	95004	16% от суммы ст.1-5
Бюджет затрат на исследование	772286	975854	688778	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 772286рублей, по исполнению №2 – 975854 рублей, по исполнению №3 – 688778 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 62 до 69%).

6.6 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{сп}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}$$

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

Φ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{772286}{975854} = 0,791$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{975854}{975854} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{688778}{975854} = 0,706$$

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

$$I_{pi} = a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	4
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	4	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-\text{исп1}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,75$$

$$I_{p-\text{исп2}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,55$$

$$I_{p-\text{исп3}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,15$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения

разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр}} = \frac{4,75}{0,791} = 6$$

$$I_{исп.i} = \frac{4,55}{1} = 4,55$$

$$I_{исп.i} = \frac{4,15}{0,706} = 5,88$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср.i}$):

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{6}{4,55} = 1,32$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{4,55}{4,55} = 1$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{5,88}{4,55} = 1,29$$

Таблица 12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,791	1,0	0,706
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,55	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	6	4,55	5,88
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,32	1,0	1,29

Заключение

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата, а именно АДП-3101.

Построен календарный план–график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 78 дня.

Бюджет затрат проекта с использованием виброанализатора АДП-3101 равен 772286 рублей, с использованием КВАРЦ-2 – 975854 рублей, с использованием АГАТ-М – 688778 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 62 до 69%).

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью виброанализатора АДП-3101, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,75$.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что исследование напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода является экономически обоснованным и оправданным.

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

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной бакалаврской работе рассматриваются различные технологии увеличения межремонтного периода оборудования НПС. Основным рабочим местом при производстве работ является территория НПС и резервуарного парка на нефтеперекачивающей станции. Все работы проводятся как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях.

7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании и ремонте основного и вспомогательного оборудования НПС.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ремонте и обслуживании основного оборудования НПС

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие /закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88[18] ГОСТ 12.1.003-83 [19] ГОСТ 12.1.012-04[20]
2. Обслуживание, ремонтнасосных агрегатов	2. Превышение уровней шума и вибрации;	2. Электрический ток;	РД 153-39ТН-008-96 [21]
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки товарной нефти	3. Отклонение показателей микроклимата в помещении;	3.Пожаровзрыво безопасность	РД 34.21.122-87 [22] ГОСТ 12.1.101-76 [23]
4. Контроль УСВД	4.Недостаточная освещенностьрабочей зоны		РД 13.220.00-КТН-575-06 [24] РД 153-39.4-056-00 [25]

					<i>Социальная ответственность</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Игнатенко				<i>Социальная ответственность</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.						84	96
Консульт.	Черемискина					ТПУ гр. 3-2Б4А		
Руководитель ООП	Брусник О.В.							

7.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 40°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

7.1.2 Воздействие шумов

Превышение уровней шума возможно при работе насосных агрегатов, компрессорных установок и вентиляционного оборудования.

Действие шума 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

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					85

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 [19] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 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:

- 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.

7.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри колодцев и резервуаров должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

7.1.4 Поражение насекомыми

При проведении работ в летнее время года возникает опасность в воздействие на здоровье человека различных видов насекомых, таких как, например, гнуса (комаров, мокрецов, мошек, слепней), блох, клещей и т.д., которые являются переносчиками возбудителей инфекционных заболеваний.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Для защиты работников от возможного негативного воздействия насекомых следует применять специальные средства индивидуальной защиты, такие как спецодежда и специальные средства, для обработки одежды и кожи.

Конструкция спецодежды должна обеспечивать защиту от клещей и насекомых за счет:

- плотного прилегания к телу пользователя по низу рукавов и брюк, горловине;
- отсутствия возможности проникновения клещей и насекомых к телу пользователя через застёжки или вентиляционные отверстия;
- наличия капюшона;
- возможности применения двухслойного (или многослойного) пакета одежды;
- других элементов, обеспечивающих защиту.

7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды

7.2.1. Безопасность при эксплуатации машин и механизмов

Движение машин происходит при перевозе мобильных комплексов очистки к месту их работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

В состав оборудования по обслуживанию и ремонту входят переносные маслостанции, электро и пневмо инструмент, которые в случае возникновения аварийной ситуации представляют собой серьёзную опасность для работников. Поэтому в целях обеспечения безопасности такие агрегаты должны быть закрыты от общего доступа специальными щитами и перегородками, предусмотренными конструкцией.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

7.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы. Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Для обеспечения электростатической искробезопасности основного оборудования НПС необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали оборудования;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости заполнения полости насосных агрегатов нефтью для опрессовки допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

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

В качестве индивидуальных средств защиты от статического электричества могут применяться:

- специальная антиэлектростатическая одежда;
- специальная антиэлектростатическая обувь;
- предохранительные антиэлектростатические приспособления (кольца и браслеты);
- антиэлектростатические средства защиты рук.

7.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды при обслуживании и ремонте основного и вспомогательного оборудования НПС обусловлено двумя

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

факторами:

Образование 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).

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

Контакт пирофорных отложений с кислородом воздуха.

Для образования активных пирофорных соединений достаточно небольшого периода времени воздействия сероводорода на железо или его окислы. Поэтому удаление старых коррозионных отложений при очистке аппаратов не может полностью предохранить их от пирофорных явлений. Полной гарантией против этих явлений может быть только предварительное удаление из нефти и нефтепродуктов сероводорода и элементарной серы.

Для предупреждения самовоспламенения пирофорных отложений необходимо периодически очищать поверхность оборудования от продуктов коррозии.

Во время очистки поверхность оборудования необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения.

На территории проведения ремонтных работ должны быть установлены знаки пожарной безопасности по НПБ160-97 для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

7.2.4 Повышенная температура поверхностей оборудования,

материалов

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

В процессе проведения работ по обслуживанию и ремонту оборудования НПС возникает вероятность перегрева его механических частей и его поверхностей, что в свою очередь влечет за собой опасность получения работниками ожогов при соприкосновении с нагретыми поверхностями.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью необходимо измерить температуру этой поверхности.

Организационные меры:

- предупредительные (предупредительные сигналы, индикация и звуковые сигналы тревоги);
- инструктаж, обучение;
- техническая документация, инструкции пользователю.

Меры персональной защиты:

- индивидуальное защитное снаряжение.

7.4 Охрана окружающей среды

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

- 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.

7.4.1 Анализ воздействия на атмосферу

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

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.

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться:

- 1) Законом РФ «Об охране окружающей природной среды»;
- 2) ГОСТ 17.2.3.02 – Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями [18];
- 3) «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
- 4) «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86;
- 5) «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

7.4.2 Анализ воздействия на гидросферу

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены.

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.

Карте рабочих площадок должно быть всегда в исправном состоянии. При нарушении бетонного обвалования каре и гидроизоляции они должны быть восстановлены, особенно на территории, где существует угроза затопления их паводковыми водами.

7.4.3 Анализ воздействия на литосферу

~~Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих~~

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				91

станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются:

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

7.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

При ремонте и обслуживании оборудования НПС возможно возникновение ЧС техногенного характера.

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 ГОСТ 12.1.004-91 должна обеспечиваться за счет [19]:

- 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

Организационно-технические противопожарные мероприятия при проведении очистки резервуаров должны выполняться с соблюдением требований следующих документов – ГОСТ 12.1.004-91 [19], ППБ-01-93, ППБО-85, РД 153-39ТН-012-96 [26].

Для работников, занятых очисткой и ремонтом резервуаров, должны быть разработаны должностные инструкции, инструкции по технической и пожарной безопасности и журнал учета работ по зачистке резервуара. В этом журнале должны также отмечаться уровни загазованности, величины зарядов статического электричества и величины ПДПН.

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

Для обеспечения пожарной безопасности должна быть создана пожарная охрана согласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти» [20], согласно которому определяется численность пожарной охраны и ее оснащение пожарной техникой.

Заключение

Тема социальной ответственности все больше актуализируется в сознании российского производства, так как предприятия и корпорации являются не только основой экономических отношений, но влияют на социальные процессы, протекающие в современном обществе. Производственные объединения становятся все более вовлеченными в жизнь общества, выходят за рамки их профессиональной ориентации. Они должны выстраивать отношения со множеством взаимозависимых лиц, так как на их деятельность, помимо внутренней среды, оказывает влияние внешнее окружение – власть, некоммерческие организации, потребители, СМИ, международные организации и партнеры, жители территории, на которой непосредственно расположено предприятие и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование по оценке технического состояния оборудования с целью его эффективного и долговременного использования.

С целью соблюдения внутренней логики между разделами дипломной работы, произведено общее описание НПС, их классификация и применяемое оборудование, рассмотрено основное и вспомогательное оборудование, а также выявлены основные дефекты конструктивных элементов.

Поставленные цели работы были выполнены, а именно были взяты фактические значения текущих характеристик насоса НМ 10000-210, на их основе произвели расчет диагностирования по текущим характеристикам с целью определения износа его деталей на момент получения данных. Была произведена статистическая обработка полученных данных, а затем найдены эксплуатационные характеристики рассматриваемого насоса, перекачивающего нефть. Полученные пересчитанные характеристики удовлетворяют пределам паспортных значений, что позволяет сделать вывод о том, что насос находится в полностью исправном техническом состоянии, и внеплановых ремонтных работ не требует.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы, получены теоретические навыки в вопросах увеличения межремонтного периода основного и вспомогательного оборудования НПС.

					Заключение			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Игнатенко			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					94	96
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4А		

Список использованной литературы

[1] ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов»;

[2] Кумар Б. К., Ботаханов Е. К. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учеб. пособие. – Алматы: КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2015 – С. 392;

[3] Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С., Донской Ю.А., Кривенков, С.В., Соколов Н.Н., Кузьмин А.В., «Проектирование и исследование характеристик степеней динамических насосов». Учебное издание для научно-исследовательской работы магистрантов по направлению – «Проектирование машин и оборудования для эксплуатации нефтяных и газовых скважин» – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2014;

[4] Шаммазов А.М., Александров В.Н., Гольянов А.И. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404с.;

[5] Гумеров А.Г., Гумеров Р.М., Акбердин А.С. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 475с.;

[6] ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры»;

[7] НЭМ.Н12.165.000.00. ПС-Р. «Насос нефтяной магистральный типа «НМ» (прошедший капитальный ремонт и модернизацию)»;

[8] Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин С.Г., Векштейн М.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295с.;

[9] Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа:

	ООО	«Дизайн Полиграф Сервис»	2001	544	с.;					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Игнатенко			Список использованной литературы					
Руковод.		Бурков П.В.								95
Руководитель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б4А					

[10]Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М: Нефть и газ, 2013. – 300с.;

[11] Степанов А.И. «Центробежные и осевые насосы: Теория, конструирование и применение». – М., 1960 – с.50-80;

[12] В.Н. Костюков «Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин» // учеб. Пособ. / В.Н. Костюков, А.П. Науменко – Омск, 2011. Разд. 7, с.202-208,248-250;

[13] Б.Л. Герике «Мониторинг и диагностика технического состояния машинных агрегатов по параметрам вибрационных процессов. Часть1» // учеб. Пособ.– Кемерово, 1999 – 188 с.;

[14] В.И. Иванов «Неразрушающий контроль. Метод акустической эмиссии» // справ. Изд/ В.И. Иванов, И.Э. Власов – М., 2005 – 829 с.;

[15]А.С. Гольдин «Вибрация роторных машин» – М., 1999 – 344с.;

[16] РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://tehlit.ru/1lib_norma_doc/54/54609/index.htm#i858851 (дата обращения: 17.05.19);

[17] Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407с.;

[18] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 48с.;

[19]ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.;

[20] ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16с.

[21] РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147с.

[22] СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения. – Введ. 18.03.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 186с.

[23] ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

[24] РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122с.

[25] ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6с.;

[26] РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 134с.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97