

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
**Профиль** «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
**Отделение нефтегазового дела**

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири</b>

УДК 622.276.53:621.67-83(571.1)

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ **Брусник О.В.**  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы
---------------------

**Студенту:**

Группа	ФИО
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич

**Тема работы:**

<b>Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(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.).</i></p>	<p><i>Объект исследования – магистральный насос типа НМ 10000 – 210;</i></p> <p><i>Место установки – магистральная насосная головной нефтеперекачивающей станции;</i></p> <p><i>Подача насоса – 10000 м<sup>3</sup>/ч;</i></p> <p><i>Напор – 210 м;</i></p> <p><i>Количество – 4 штуки;</i></p> <p><i>Транспортируемая среда – нефть;</i></p> <p><i>Месторасположение объекта – Западная Сибирь;</i></p> <p><i>Область применения – магистральный транспорт нефти.</i></p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Обзор литературы по исследуемой тематике;</i>  <i>Аналитический обзор насосного оборудования, его детализированный состав;</i>  <i>Анализ работы конкретного насоса и взаимодействующих с ним систем;</i>  <i>Анализ причин возникновения неисправностей;</i>  <i>Исследование методов проведения технического диагностирования;</i>  <i>Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насоса.</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна

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

Реферат
---------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2022
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Оценка ресурсоэффективности разработки проекта. Определение интегрального показателя эффективности НИ
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>1.. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2.. Матрица SWOT</li> <li>3.. Временные показатели проведения научного исследования</li> <li>4.. График проведения и бюджет НИИ</li> <li>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ</li> </ul>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.02.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7А		Симакин Сергей Николаевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования: Насосный блок;</i>  <i>Область применения: Нефтеперекачивающая станция (НПС);</i>  <i>Рабочая зона: Производственное помещение;</i>  <i>Размеры помещения (д*ш*в, м): 60*12*9,6;</i>  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Магистральные насосные агрегаты (МНА) 4 штуки;</i>  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль технологического режима и технического состояния оборудования дистанционно и во время плановых обходов, переключение оборудования, проведение плановых ремонтов и обслуживания оборудования.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ;          ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;          ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание;          РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>К вредным факторам на объекте относятся:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>- Повышенный уровень локальной вибрации;</li> <li>- Повышенный уровень шума;</li> <li>- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>- Длительное сосредоточенное наблюдение;</li> <li>- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</li> </ul> <p><b>К опасным факторам относятся:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ударные волны воздушной среды;</li> <li>- Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним;</li> <li>- Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;</li> <li>- Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства индивидуальной и коллективной защиты от выявленных факторов:</b> спецодежда, виброизолирующая обувь, каска защитная, очки защитные, перчатки, наушники, беруши, фильтрующие противогазы, защитные ограждения, информационные таблички.</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> загрязнение прилегающих территорий при авариях на нефтепроводах</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> образование нефтяной пленки на поверхности водоемов вызывает дефицит кислорода и изменяет состав воды</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> массовая гибель почвенной мезофауны, изменение фотосинтезирующих функций высших растений</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение большого количества углекислого газа при выжигании нефти и попутного нефтяного газа, образование парникового эффекта</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b> Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураганы и т.д.) Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории) Техногенные аварии (розливы нефти и нефтепродуктов, пожар, отключение электроэнергии, взрыв паровоздушной смеси)</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> - взрыв в помещении насосной</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
14.02.2022	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Симакин Сергей Николаевич		

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

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

**Уровень образования бакалавриат**

**Отделение нефтегазового дела**

**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Введение</i>	10
24.03.2022	<i>Общая часть</i>	20
29.04.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	10
07.05.2022	<i>Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов</i>	10
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	10
06.06.2022	<i>Презентация</i>	20
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В	к.т.н.		

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 30 рисунков, 26 таблиц, 32 источника.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, магистральные насосы, нефтепровод, подшипник скольжения, эффективность, автоматизация, эксплуатация, повышение надежности, технологическое оборудование.

Объектом исследования является головная нефтеперекачивающая станция с основным магистральным насосом типа НМ 10000-210.

Предмет исследования - поиск оптимальных технических решений по повышению эффективности эксплуатации основного насосного оборудования НПС.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов.

В процессе исследования проведен обзор литературы по данной тематике, общих сведений и особенностей работы НПС, основного и вспомогательного насосного оборудования, расчет параметров для стабильной работы подшипниковых узлов насоса.

В результате проделанной работы предложены мероприятия по повышению эффективности эксплуатации насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций на основе обзора патентов по модернизации оборудования и проведения своевременного и качественного технического диагностирования.

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Симакин С.Н.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					10	127
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## THE ABSTRACT

The final qualifying work contains 127 pages, 30 figures, 26 tables, 32 sources.

Keywords: oil pumping station, main pumps, oil pipeline, sliding bearing, efficiency, automation, operation, reliability improvement, technological equipment.

The object of the study is a head oil pumping station with a main trunk pump of the NM 10000-210 type.

The subject of the study is the search for optimal technical solutions to improve the efficiency of operation of the main pumping equipment of the NPS.

The purpose of the final qualification work is to develop measures to improve the efficiency of operation of centrifugal main pumps.

In the course of the study, a review of the literature on this topic, general information and features of the operation of the NPS, main and auxiliary pumping equipment, calculation of parameters for stable operation of the pump bearing units was carried out.

As a result of the work done, measures are proposed to improve the efficiency of operation of pumping equipment for oil pumping stations based on a review of patents for equipment modernization and timely and high-quality technical diagnostics.

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	The Abstract					
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>							11	127
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## Сокращения

НПС – нефтеперекачивающая станция

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

МНА – магистральный насосный агрегат

ЛЧ – линейная часть

СОД – средства очистки и диагностирования

РНУ – районное нефтепроводное управление

НМ – насос магистральный

НОУ – насос откачки утечек

ФГУ – фильтр-грязеуловитель

ЕП – емкость подземная

РД – регулятор давления

РД – руководящий документ

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

СКЗ – среднее квадратичное значение

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления

ВИК – визуальный и измерительный контроль

ДК – диагностический контроль

НГПНА – нефтяной горизонтальный подпорный насосный агрегат

ОСТ – организации системы «Транснефть»

САР – система автоматического регулирования

НТД – нормативно-техническая документация

РДП – районный диспетчерский пункт

СКУТОР – системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом

СУООС – системы управления и охраны окружающей среды

ССБТ – система стандартов безопасности труда

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>			<b>Сокращения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					12	127
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

## Нормативные ссылки

ГОСТ 12.3.047-98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

ГОСТ Р ИСО14001-98. Система управления охраной окружающей среды. Требования и руководство по применению.

ГОСТ Р ИСО 14031-2001. Управление окружающей средой. Оценивание экологической эффективности. Общие требования.

РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.

РД 08-183-98. Правила оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешённого рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода

ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

ВНТП 2-86. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

СНиП 2.05.06-85. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы.

СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.

СНиП 2.09.03-85. Сооружение промышленных предприятий.

НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывоопасности.

СТП-24.00-74.20.55-ЧТН-003-1-04. Система управления окружающей средой. Структура и ответственность.

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>			<b>Нормативные ссылки</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					13	127
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

СТП-24.00-74.20.55-ЧТН-004-1-04. Система управления окружающей средой. Планирование.

СТП-24.00-74.20.55-ЧТН-007-1-04. Система управления окружающей средой. Управление документацией.

					Нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		14

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	17
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	20
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	24
1.1 Исследование общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции .....	24
1.2 Исследование основного насосного оборудования на НПС .....	26
1.3 МАСЛОСИСТЕМА НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ .....	28
1.4 Регулирование рабочих параметров маслосистемы .....	32
1.5 Гидравлическая характеристика центробежных насосов .....	35
1.6 КАВИТАЦИЯ .....	35
1.7 Исследование методов регулирования характеристик насоса .....	36
1.8 Ротор насоса .....	37
1.9 Подшипники насоса .....	39
1.10 Анализ режима жидкостного трения и условия его образования .....	45
1.11 Покрытие в подшипниках скольжения .....	47
1.12 Чистовая обработка поверхности скольжения .....	49
1.13 Анализ неисправностей и способов их устранения .....	50
2 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	53
2.1. Расчет минимально допустимых зазоров в подшипниках .....	54
2.2. Расчет теплоотода из рабочей зоны подшипника .....	60
2.3. Расчет количества смазки, вытекающей из торцов подшипника .....	61
3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ...	63
3.1 Проведение технической диагностики насосного оборудования .....	63
3.2 Обзор патентов по исследуемой тематике .....	69
3.3 Рекомендуемые мероприятия .....	85
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	87
4.1 Потенциальные потребители результата .....	87
4.2 Анализ конкурентных технических решений .....	88
4.3 SWOT-анализ .....	89
4.4 Планирование научно-исследовательских работ .....	95
4.5 Определение трудоемкости выполнения работ .....	96

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>			<b>Оглавление</b>			
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>						
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
						15	127	
						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		



## Введение

Особенности географического расположения месторождений нефти и газа в России, а также их потребителей ставят транспортные системы своевременной доставки сырья на приоритетное место. Эти системы гарантируют бесперебойную и равномерную поставку огромных грузопотоков нефти и газа и обеспечивает при этом наименьшие экономические траты.

Все увеличивающаяся потребность в транспортировании газа и нефти из районов добычи в районы переработки обуславливает необходимость бережного и оптимального использования транспортной системы, как наиболее экономичной и надежной.

В нынешнее время магистральные нефтепроводы – это наиболее высоконадежный и дешевый вид транспортировки нефти. Для того чтобы создать и поддерживать давление в нефтепроводе, которое необходимо для транспорта нефти, сооружаются нефтеперекачивающие станции.

На режим работы НПС могут повлиять такие факторы как, например, аварийные и ремонтные ситуации, нестационарные явления в нефтепроводе, которые связаны с колебаниями физических параметров нефти и разными технологическими операциями, годовые и сезонные колебания добычи нефти из-за которых происходит изменение величины подачи нефти. Подобные изменения могут привести к неблагоприятным ситуациям, может произойти аварийная остановка НПС, что повлечет за собой очень большие экономические потери.

Чтобы избежать неприятностей, во-первых, необходимо осуществлять постоянную, непрерывную, согласованную работу станций на всех участках нефтепровода, во-вторых, защищать нефтепровод и оборудование, установленное на нем.

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Симакин С.Н.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						17	127
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

При остановке насосного агрегата или НПС на приеме станции происходит резкое изменение скорости движения нефти, и вследствие инерционности потока происходит рост давления, причем скорость нарастания давления может достигать нескольких МПа в секунду. Волна повышенного давления, образовавшаяся в нефтепроводе, может поспособствовать каскадному отключению нефтеперекачивающих станций, а также привести к выходу из строя оборудования НПС или разгерметизации трубопровода. В настоящее время не теряет актуальности тема исследования вопросов повышения надежности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы имеет место быть в связи с тем, что в настоящее время происходит постоянное усложнение технологий трубопроводного транспорта. Основное направление – исключение вероятности возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах и повышение эффективности эксплуатации основного и вспомогательного насосного оборудования. Это обеспечит безаварийное и бесперебойное функционирование объектов магистрального транспорта в целом.

Следовательно, необходимо выполнение мероприятий, направленных на повышение эффективности и надежности оборудования нефтеперекачивающей станции, предотвращение аварийных ситуаций и их последствий.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка практических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов.

Исходя из цели работы, в процессе ее выполнения необходимо решить следующие задачи:

– произвести анализ литературных источников по исследуемой тематике, а также общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции;

– исследовать применяемое насосное оборудование, его принципы и особенности работы, детализовку и методы проведения диагностики;

– провести патентный обзор по исследуемой тематике и определить наиболее подходящие разработки с возможностью дальнейшего применения на практике;

– провести обзор мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов.

Методы исследования, применяемые в процессе работы: метод сравнения, метод анализа, изучение теоретических аспектов рассматриваемой тематики, разработка практических рекомендаций.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы – конечный результат работы позволит сформировать практические, технически обоснованные мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации насосного оборудования нефтеперекачивающих станций, которые обеспечат безопасность технологических процессов, сотрудников производства и позволят сэкономить материальные ресурсы НПС.

Теоретическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в получении значительного объема теоретических и практических навыков, необходимых в процессе дальнейшей трудовой деятельности по специальности.

## Обзор литературы

Как в процессе проектирования новых НПС, так и при эксплуатации уже имеющихся, необходим поиск широкого спектра решений задач оптимизации.

При проектировании систем НПС одной из главных задач является поиск оптимальных маршрутов для прокладки труб с обеспечением минимальных издержек в процессе строительства и эксплуатации системы. В зависимости от того, какие объемы нефти планируется перекачивать, осуществляется расчет рабочего давления системы и соответствующие ему диаметры труб. Монтируемое силовое оборудование представляет собой комплекс нефтеперекачивающих агрегатов, который может обладать существенно различными характеристиками. Из-за этого необходим оптимальный выбор проектируемой системы. При эксплуатации систем нефтепроводов необходим поиск оптимальных решений по транспортировке. Как правило, как распределительные, так и магистральные системы характеризуются существенной избыточностью возможных маршрутов транспортировки.

Как правило, участки магистральных трубопроводов характеризуются наличием нескольких параллельно идущих ниток, которые могут быть построены с применением различных технологий. В случае неполной загрузки участка не требуется использование всех ниток. Возможно работа одной либо нескольких ниток в режиме «на проход», то есть без включения силового оборудования.

Во-вторых, как в распределительных, так и в магистральных системах имеется вероятность заклинивания. Это позволяет при различных потокораспределениях на участках системы обеспечить необходимые объемы поставок. В обоих рассмотренных случаях необходимо осуществлять

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Симакин С.Н.			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					20	127
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

поиск оптимальных решений по потокораспределению в системе. В зависимости от поставленных задач могут варьироваться критерии оптимальности.

В области оптимизации режимов транспортировки углеводородов основополагающая работа принадлежит М.Г. Сухареву и Е.Р. Ставровскому «Расчёты систем транспорта нефти и газа с помощью вычислительных машин». Эта работа представляет собой некоторое обобщение всех предшествующих работ. В этой книге рассмотрены задачи по оптимальному управлению и оптимальному развитию систем трубопроводов и НПС. Методы, рассмотренные в этой работе, имеют широкое применение в настоящее время и сохраняют свою актуальность в процессе расчета систем НПС.

В работе Сухарева М. Г. и Ставровского Е.Р. с целью расчётов оптимального режима и оптимальной структуры системы транспорта предложено применение методов целенаправленного перебора вариантов (динамическое программирование). Из-за того, что большинство управляющих параметров процессов управления функционированием и управления развитием (диаметры труб, топология проектируемой системы) систем транспорта характеризуются дискретными областями изменения, для решения данных задач использование непрерывных методов оптимизации не применимо и возможно получение неадекватных результатов. В свою очередь, метод целенаправленного перебора вариантов не требует какого-либо начального приближения и с его помощью имеется возможность поиска глобального экстремума целевой функции. С целью его использования предлагается представление задач оптимального управления и управления развитием систем транспорта углеводородов как многошаговых процессов, к которым и применяется метод динамического программирования.

В процессе планирования режимов функционирования имеющихся НПС необходимо проведение стационарных расчётов. Однако в ряде случаев

имеется необходимость моделирования переходных режимов, которые характеризуются значительной нестационарностью.

В работе Самойлова Р.В. «Математическое и программное обеспечение задач оптимального управления функционированием и развитием сетей и систем» для решения задач выбора оптимального нестационарного режима функционирования НПС рассматриваются алгоритмы оптимизационных расчётов нестационарных режимов. В этой работе также предлагается применение методов динамического программирования.

Широкое освещение вопросов технического обслуживания и содержания НПС получило в научной литературе, и системе стандартов.

Системой технического обслуживания и ремонта НПС предусматривается организация работ, которые обеспечивают безопасность насосных агрегатов и трубопроводов при надлежащем уровне контроля, а также выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций.

Данная тематика имеет широкое освещение в огромном количестве научных трудов.

В работе Салюкова В.В. «Разработка технологических решений капитального ремонта и технического обслуживания НПС» обосновывается комплексный подход, который применяется для решения задач в процессе капитального ремонта и обслуживания НПС в условиях сложных инженерно-геологических обстоятельств. Автором разрабатывается концепция подготовки и принятия решений капитального ремонта в сложных инженерно-геологических условиях.

В работе «Совершенствование технологии очистки наружной поверхности труб при ремонте трубопроводов» Макаров С.С. рассматривает вопрос повышения качества очистки наружной поверхности труб и производительности на основе развития её технологических параметров в процессе капитального ремонта трубопроводов на НПС.

В работе Файзулин Р.Н. «Разработка методов определения мест неисправностей НПС и их ремонта» ставится цель по разработке методов

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

определения местоположений неисправности НПС, технологий аварийного ремонта без остановки перекачки для того, чтобы обеспечить безопасность при эксплуатации систем НПС.

Грачевым В.А. в работе «Организационно-технологические решения капитального ремонта НПС» решаются вопросы повышения надежности в процессе эксплуатации НПС путем формирования комплексных методологий по функционально-аналитическому обеспечению систем в процессе прогнозирования и реализации строительно-монтажных работ при капитальном ремонте.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

# 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Исследование общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции

Нефтеперекачивающая станция (НПС) является площадочным объектом магистрального трубопровода, предназначение которого заключается в приёме, накоплении, учёте и поддержании требуемого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу [4]. НПС магистральных нефтепроводов подразделяются на головные и промежуточные. Головные НПС располагают в близости от нефтяных промыслов (МНП) или нефтеперерабатывающих заводов (МНПП). Они имеют следующее предназначение: приём нефти или нефтепродуктов и обеспечение их дальнейшей транспортировки по трубопроводу [14].

На головных НПС происходят основные технологические операции: приём и учёт нефти, закачка нефти и нефтепродуктов в резервуарный парк для хранения, откачка нефти и нефтепродуктов в трубопровод; прием, запуск средств очистки и диагностики. Также в их пределах производят перекачки внутри объекта. На головных станциях проводят подкачку нефти из других источников поступления, например, с других трубопроводов. Таким образом, головные НПС с выполняют ряд важных функций и занимают ключевое место во всей системе магистрального трубопровода.

Промежуточные НПС повышают давление транспортируемой среды в нефтепроводе, располагаясь по трассе в соответствии с гидравлическим расчетом. В отличии от головных НПС промежуточные могут не иметь в своём составе резервуаров, либо их вместительность значительно меньше. Отсутствуют на промежуточных НПС узлы учета, подпорная насосная [13].

В состав головной НПС входят:

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>			Общая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					24	127
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

- магистральная насосная;
- подпорная насосная;
- ЗРУ;
- резервуарный парк;
- узел регулирования давления;
- аналитическая лаборатория;
- блок измерения качества нефти – БИК;
- площадка ФГУ;
- узел предохранительных клапанов на входе в резервуарный парк НПС;
- узел предохранительных клапанов подпорной насосной;
- технологические трубопроводы с запорной аппаратурой;
- очистные сооружения НПС;
- сеть трубопроводов промышленно-ливневой и бытовой канализации с колодцами;
- противопожарная насосная станция;
- резервуары противопожарного запаса воды;
- пожарный водоём;
- сеть трубопроводов пожаротушения (водопроводы) с водяными гидрантами, колодцами с задвижками, блок-боксами с задвижками;
- система хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- система откачки утечек и дренажа;
- станция автоматического пожаротушения, блок-боксами электроприводных задвижек.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		25

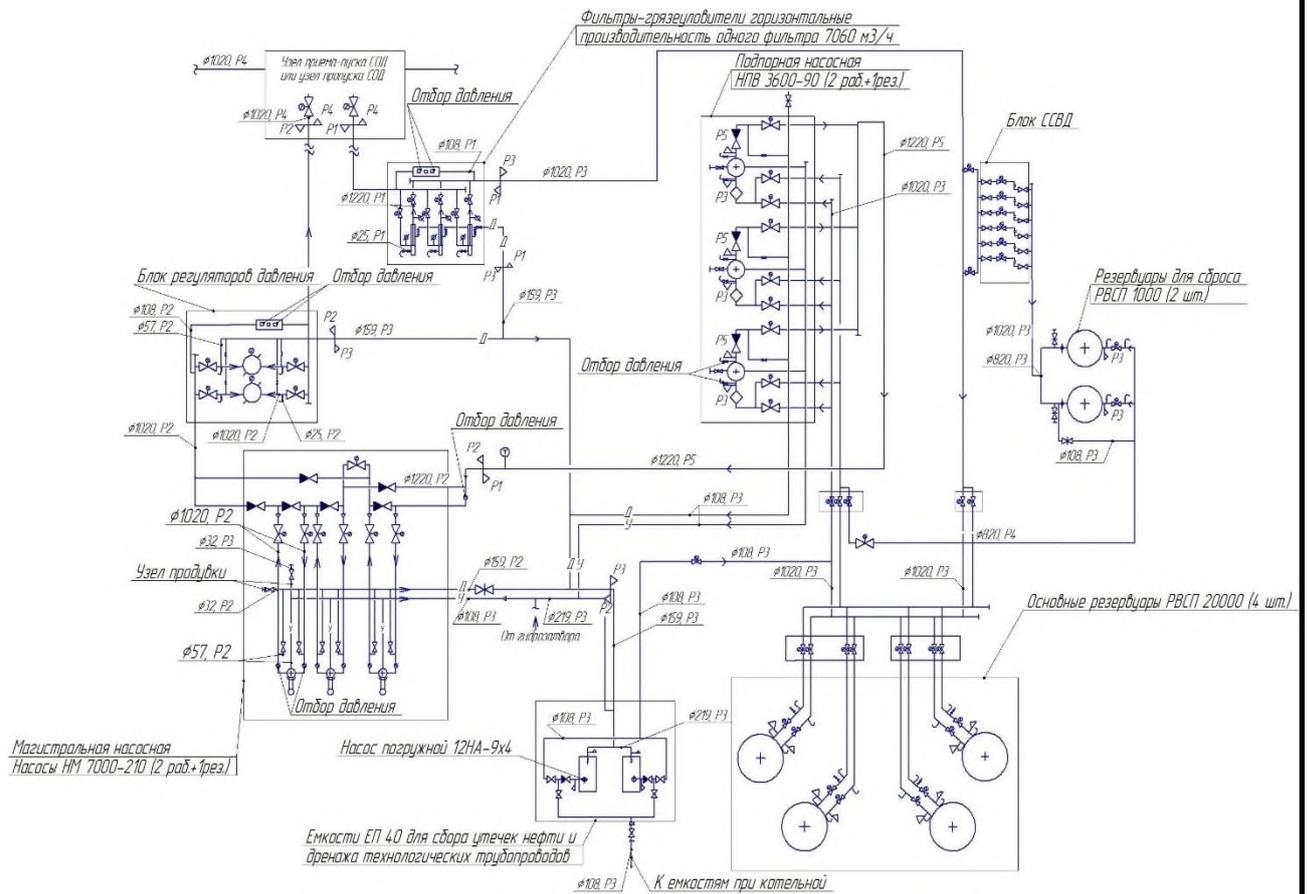


Рисунок 1.1 – Технологическая схема НПС

Технологическая схема, обеспеченная на НПС, позволяет производить работу станции в разных режимах. Один из таких режимов «через резервуары» предполагает, что нефть поступает в резервуарный парк, а затем на насосные агрегаты и в трубопровод, режим «с подключенными резервуарами» обеспечивает перекачку нефти из поступающего трубопровода с подпиткой из резервуаров, режим «из насоса в насос» обеспечивает подъем напора в трубопроводе и нефть не поступает в резервуарный парк. А также возможна транзитная перекачка по МН минуя НПС.

## 1.2 Исследование основного насосного оборудования на НПС

Магистральный насос НМ 10000-210 - предназначен для перекачки между НПС по трубопроводам нефти с показателями: температура от - 5 до +80 градусов Цельсия, содержание механических примесей по объему не более 3 см<sup>2</sup>/с, не более 0,05 % и размером не более 0,2мм. Разъем корпуса – горизонтальный – вдоль вала, входной и выходной трубопроводы подсоединяются к нижней части корпуса. Конструкция обеспечивающая

вскрытие, осмотр, ремонт, замену ротора, подшипников и остальных внутренних деталей без демонтажа подводящих и отводящих трубопроводов и в некоторых случаях без отсоединения от электродвигателя. Необходимо только произвести снятие крышки насоса.

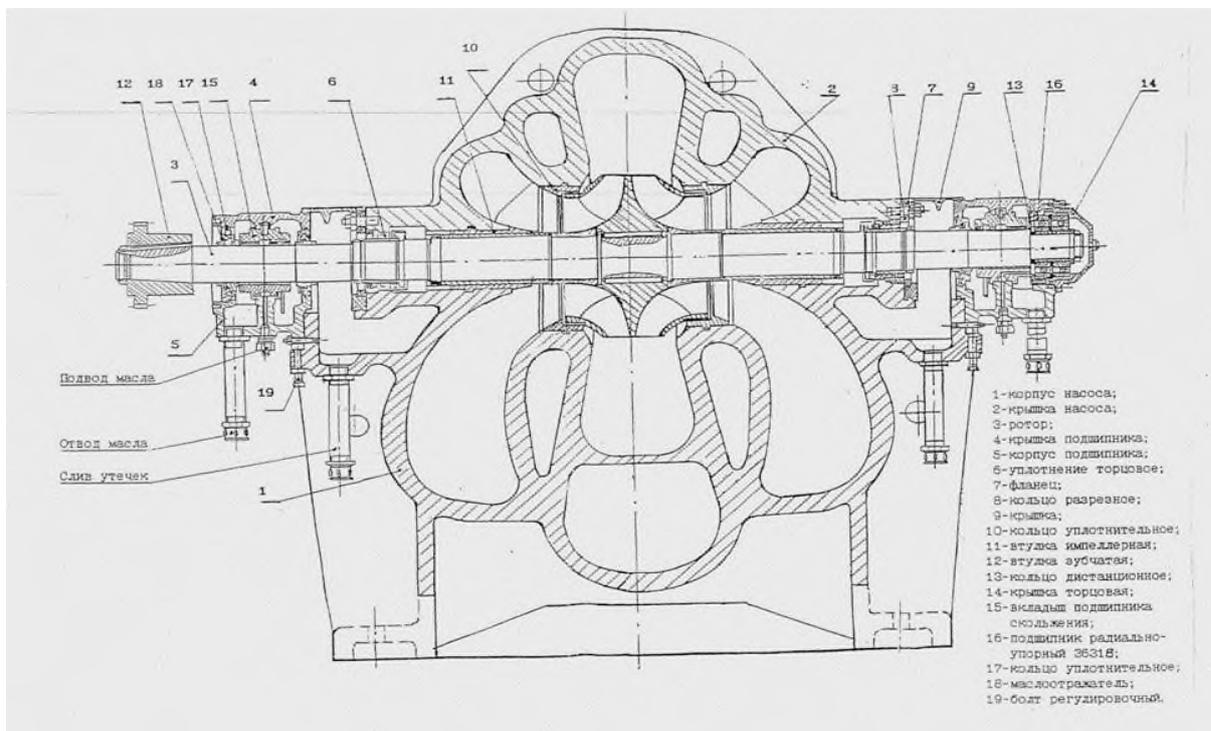


Рисунок 1.2 – Насос НМ (продольный разрез)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Общая часть

Лист

27

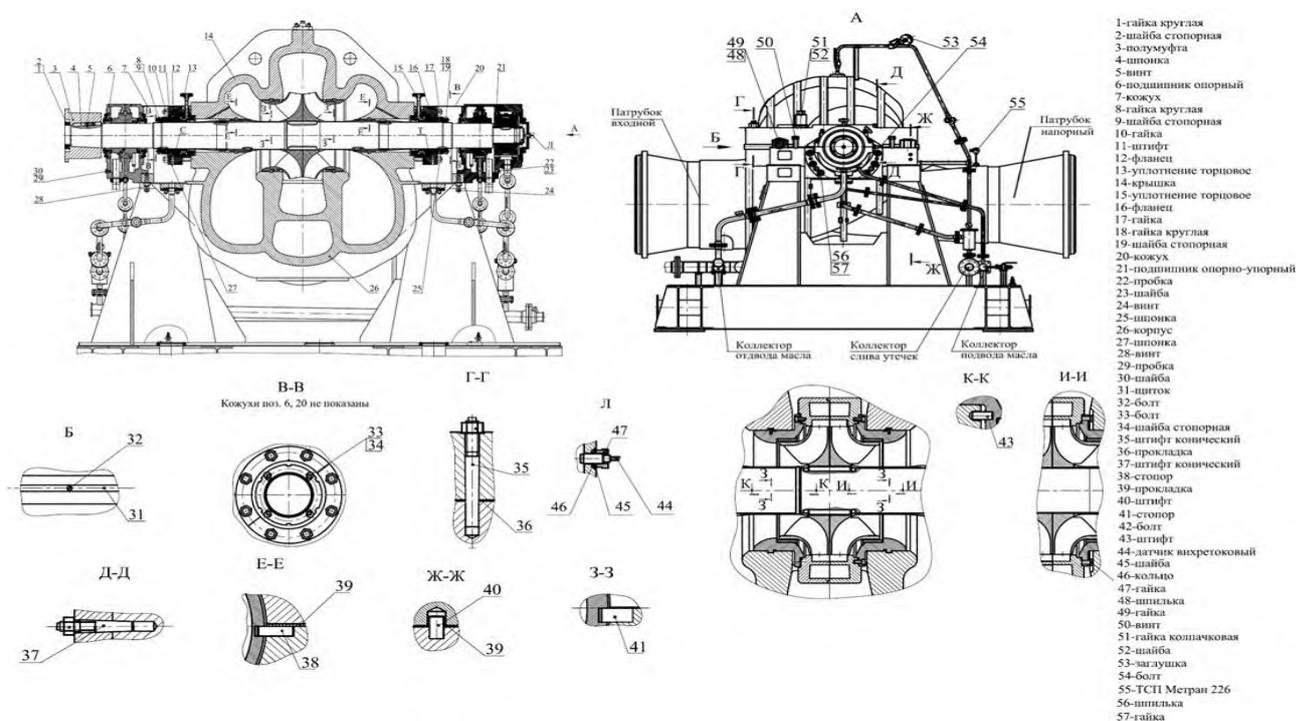


Рисунок 1.3 – Детализовка насоса НМ

Основными элементами насоса являются: корпус, ротор в сборе, торцовые уплотнения, трубопроводы подачи нефти с камеры высокого давления на торцовые уплотнения, циклонные сепараторы и подшипники.

Основной и самой массивной деталью насоса является корпус, состоящий из двух частей и имеющий разъем в горизонтальной плоскости. Верхняя и нижняя половина корпуса соединяются шпильками в комплекте с колпачковыми гайками. Для обеспечения герметичности соединения корпуса применяется прокладка толщиной 1 мм. Толщина более 1мм или менее не допускается.

### 1.3 Маслосистема насосных агрегатов

Маслосистема, эксплуатируемая на насосной станции, предназначена для смазки и охлаждения подшипников магистральных насосных агрегатов. Система предусматривает хранение запасов чистого масла, закачку его в расходные маслобаки и откачку отработанного масла.

Параметрами системы, требующими постоянный контроль, являются: давление масла перед подшипниками НА, температура масла, перепад

давления на фильтрах, уровень масла в рабочем, резервном и аккумулирующем маслобаках, герметичность к внешней среде.

Существует два варианта подачи масла на подшипники: динамический и статический. При динамической подаче давление масла создается за счет маслонасосов и поступает на смазку подшипников МНА и в аккумулирующий маслобак.

При статической подаче масло из аккумулирующего маслобака, расположенного в верхней части здания, под действием гидростатического давления поступает на подшипники МНА.

Маслобаки предназначены для сбора с подшипников и «отдыха» масла (охлаждение, выпадение осадка). На крышке маслобака смонтирован воздушник для вентиляции внутренней полости. На боковой поверхности указатель уровня масла в баке для визуального замера. Внутренняя поверхность бака оснащена тремя перегородками для уменьшения пенообразования. Дно бака выполнено с уклоном в одну сторону для облегчения опорожнения и очистки. Сигнализаторы уровня контролируют максимальный и минимальный уровень масла в маслобаке. В нижней части маслобаков установлены патрубки для отбора проб масла.

Насос шестеренчатый Ш-40. Рабочий механизм состоит из двух шестерней: ведущей, которая соединяется с валом электродвигателя, и ведомой. В тот момент, когда зуб ведомой шестерни входит в зацепление с межзубным пространством ведущей шестерни, происходит выдавливание масла. Таким образом, создается напор масла в напорном патрубке. В этот момент с другой стороны рабочего механизма зуб ведомой шестерни выходит из зацепления с межзубным пространством ведущей шестерни – создается вакуум. Так происходит всасывание масла в приемный патрубок насоса.



предназначен для сбора, хранения и, в случае аварийной остановки маслосососов, подачи масла под действием гидростатического давления на смазку подшипников агрегатов.

Высота установки аккумулирующего бака зависит от давления необходимого на подшипники агрегатов, которое должно быть – не менее 0,04 МПа.

При замене масла, заполнение чистым маслом осуществляется с бака для чистого масла при использовании шестеренчатого насоса, установленного специально для этих целей, который подает чистое масло в основные баки.

Давление масла, перед подшипниками магистрального насоса и электродвигателя, контролируется манометром и реле давления. На линии слива масла с каждого подшипника установлено смотровое окно для визуального контроля протока масла (обязательный контроль протока при подготовке агрегата к пуску).

Количество смазки, подаваемой на подшипники НА, должно соответствовать требованиям изготовителей оборудования, указанным в соответствующих руководствах по эксплуатации.

Регулирование количество смазки, подаваемой к подшипникам НА, осуществляется изменением диаметра отверстий в дроссельных шайбах. Диаметр отверстий дроссельных шайб определяется расчетным методом и корректировкой при производстве наладочных работ.

Изменение диаметра отверстий в дроссельных шайбах влечёт за собой изменение давления перед подшипниками. Корректировка величины давления осуществляется при помощи регулирующей арматуры, установленной на байпасном трубопроводе приёмного и напорного коллектора маслосососов, а также в обвязке аккумулирующего маслобака. При этом необходимо контролировать наличие потока в переливном трубопроводе аккумулирующего маслобака, что является свидетельством его заполнения и нормальной работы.

Вместе с тем, поток в переливном трубопроводе не должен быть слишком большим, т.к. он частично заполняет сливной коллектор системы смазки (обратку) и может препятствовать нормальному стоку масла из подшипников МНА.

#### **1.4 Регулирование рабочих параметров маслосистемы**

Количество смазки, подаваемой на подшипники НА, должно соответствовать требованиям изготовителей оборудования, указанным в соответствующих руководствах по эксплуатации.

Регулирование количество смазки, подаваемой к подшипникам НА, осуществляется изменением диаметра отверстий в дроссельных шайбах. Диаметр отверстий дроссельных шайб определяется расчетным методом и корректировкой при производстве наладочных работ.

Изменение диаметра отверстий в дроссельных шайбах влечёт за собой изменение давления перед подшипниками. Корректировка величины давления осуществляется при помощи регулирующей арматуры, установленной на байпасном трубопроводе приёмного и напорного коллектора маслонасосов, а также в обвязке аккумулирующего маслобака. При этом необходимо контролировать наличие потока в переливном трубопроводе аккумулирующего маслобака, что является свидетельством его заполнения и нормальной работы. Вместе с тем, поток в переливном трубопроводе не должен быть слишком большим, т.к. он частично заполняет сливной коллектор системы смазки (обратку) и может препятствовать нормальному стоку масла из подшипников МНА.

Маслосистема НПС предназначена для принудительной смазки подшипников скольжения и радиально-упорных подшипников магистральных насосов НМ-10000-210 и их электродвигателей.

Система состоит из:

- двух насосов типа Ш-40 (в работе только один, один всегда в резерве);

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

- насоса типа Ш-2-25 (необходимого для замены масла в маслосистеме);
- фильтров для очистки масла;
- УВО масла;
- двух рабочих маслобаков;
- одного аккумулирующего маслобака;
- нагнетательного и двух сливных коллекторов с запорной арматурой;
- ёмкости для резервного хранения масла;
- в маслосистеме применяется турбинное масло Тп-22;
- кроме указанного оборудования на рабочих маслобаках установлены сигнализаторы уровня по два на каждом маслобаке: один – «Аварийный максимальный уровень», второй – «Минимальный уровень» и «Предельный максимальный уровень».

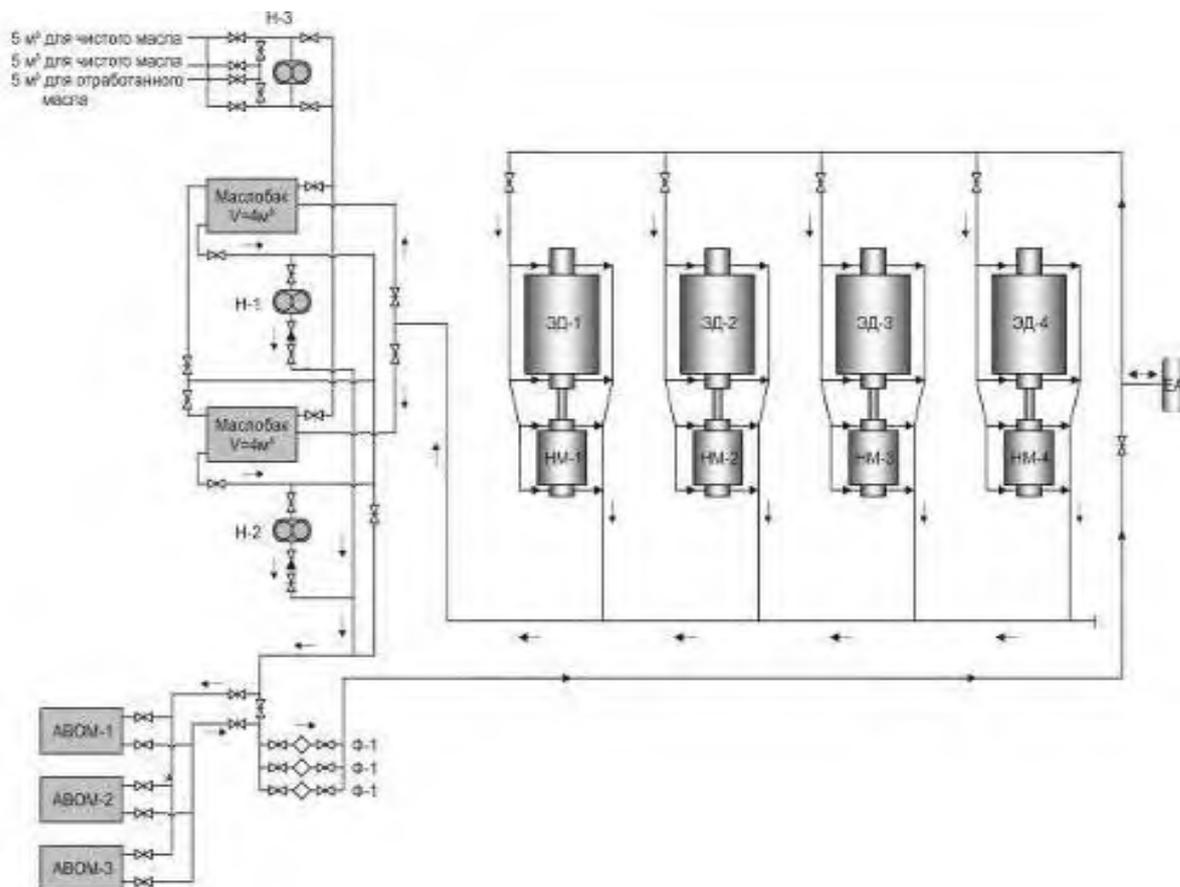


Рисунок 1.5 - Схема маслосистемы НПС

Резервная ёмкость выполняется заглубленной вне электростанции основной насосной, оборудуется замерным люком, люком для налива масла, дыхательным клапаном с огнепреградителем, также ёмкость подключена к системе теплоснабжения, для поддержания требуемой температуры масла в зимний период. Аккумулирующий маслобак оборудован сигнализатором уровня – «Аварийный минимум».

Сливные маслопроводы на электродвигателях и насосах оборудованы смотровыми окнами.

На напорных маслопроводах как электродвигателя, так и насоса установлены дроссельные шайбы – для регулирования расхода масла. На подшипники электродвигателя – 6мм, на подшипники насоса 4мм.

Подбор диаметра дроссельных шайб производится в процессе эксплуатации агрегата опытным путём, в среднем от 4,0 до 7,0 мм.

Маслосистема работает следующим образом:

- Из рабочего бака, рабочим маслонасосом, масло подается через фильтр на установку воздушного охлаждения и попадает в аккумулирующий бак, откуда по трубопроводу поступает в подающий коллектор и на агрегаты. Затем по сливным коллекторам масло поступает в маслобак. Далее цикл повторяется.

- Аккумулирующий бак служит для обеспечения статического давления масла на агрегатах. Величина давления зависит от высоты установки бака.

- Регулировка давления масла на агрегатах осуществляется шаровыми кранами:

а) Минимально допустимое давление масла 0,3 кгс/см<sup>2</sup>.

б) Максимально допустимое давление масла 0,8 кгс/см<sup>2</sup>.

Для основных агрегатов НПС давление масла в процессе эксплуатации должно составлять 0,4 – 0,6 кгс/см<sup>2</sup>;

Задвижки подачи масла на выведенных из резерва насосных агрегатах должны быть закрыты.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

Рабочая температура масла в общем коллекторе должна находиться в пределах от + 25°С до + 55° С, при повышении температуры масла свыше допустимых пределов, включаются вентиляторы маслоохлаждения. При температуре ниже установленных пределов маслосистема работает по байпасной линии, минуя АВО.

Во время эксплуатации маслосистемы необходимо следить за качеством масла. Для контроля за качеством масла следует не менее 1 раза в квартал проводить лабораторный анализ масла. Требования, предъявляемые к турбинному маслу:

- температура вспышки не менее 150 °С;
- содержание влаги не более 0,25 %;
- содержание механических примесей не более 1,5 %;
- кислотное число не более 1,5 мг/КОН на 1 г масла.

### **1.5 Гидравлическая характеристика центробежных насосов**

Основные параметры насоса – это напор (давление), подача, мощность, КПД и кавитационный запас.

Действительная характеристика насоса отличается от теоретической тем, что при ее построении учитываются реальная жидкость, потери напора в рабочем колесе и проточной части корпуса, и тем, что рабочее колесо насоса имеет конечное число лопаток.

### **1.6 Кавитация**

Кавитация – нарушение сплошности потока, образование пузырьков (каверн) с последующим их всхлapyиванием (микровзрывом).

Пузырьки скапливаются на лопастях ротора и при микровзрыве образуется ударная волна, проходящая через пузырек и ударяемая о рабочее тело агрегата. Внешне наблюдается холодное кипение.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35



применение гидромуфты, либо использование полупроводниковых преобразователей. Эти методы основаны на регулировании частоты электродвигателя либо использования промежуточного элемента между насосом и электродвигателем. Использование данных методов регулирования дают возможность уменьшить гидроудары, возникающие в системе, при помощи плавного пуска и останова, и также снизить кавитационный запас насоса.

Обточка рабочего колеса. Использование такого метода как, обточка рабочего колеса позволяет расширить применение центробежного насоса а так же в некоторых случаях найти компромисс в решениях. Обточке подвергаются не только лопасти, но и сами диски и производится эта операция на специализированном предприятии. К главному недостатку такого метода можно отнести то, что обточенное колесо уже не вернешь к своим первоначальным размерам. Согласно данным из источников, допустимый размер обточки находится в пределах 8-15% от диаметра колеса. Но в крайних случаях этот допуск увеличивают до 20%.

### **1.8 Ротор насоса**

Ротор — это самостоятельная единица насосного агрегата, устанавливаемая в насос в сборе, предварительно пройдя балансировку.

Ротор предназначен для преобразования механической энергии (крутящего момента и частоты вращения) приводного ЭД НА в кинетическую энергию потока жидкости.

Тип ротора: НМ10000/Q10000

Подача: 10000м<sup>3</sup>/час

Частота вращения (Q): 3000 об/мин

D<sub>нар</sub> = 505 мм

Длина 2470 мм

Напор: 210 м

Масса: 429 кг

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		37

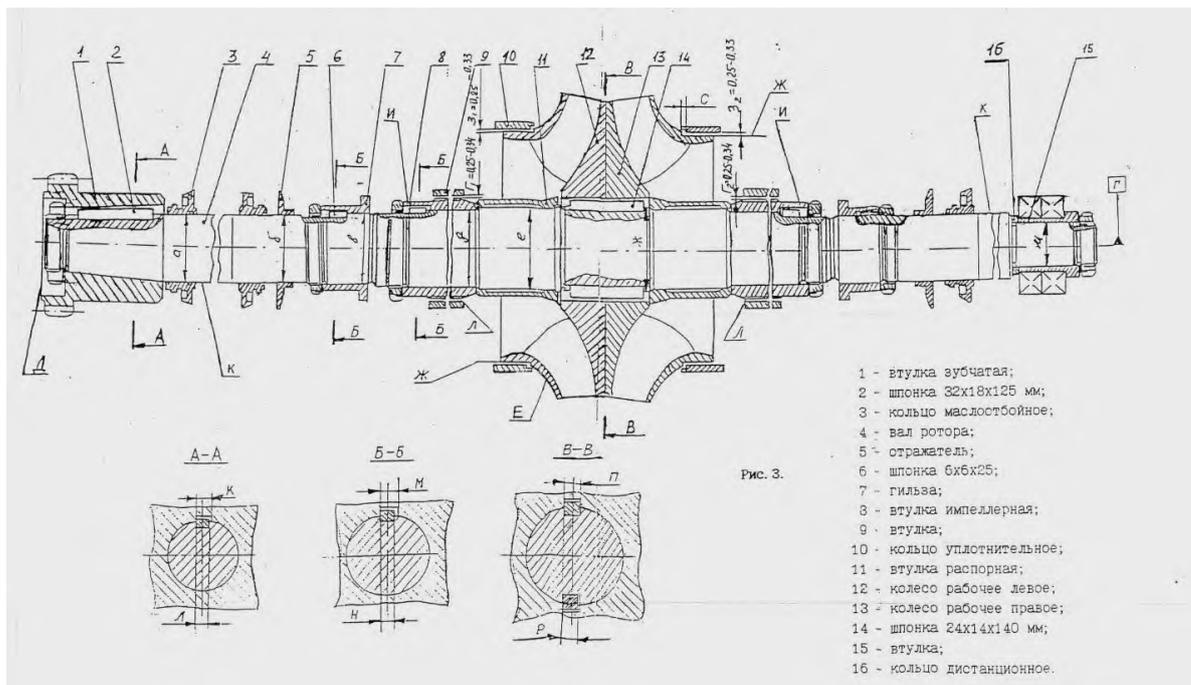


Рисунок 1.7 – Ротор насоса НМ

В составе ротора находятся:

- вал (рисунок 1.8);
- рабочее колесо, состоящее из двух половин;
- гильзы защитные;
- детали крепежные.

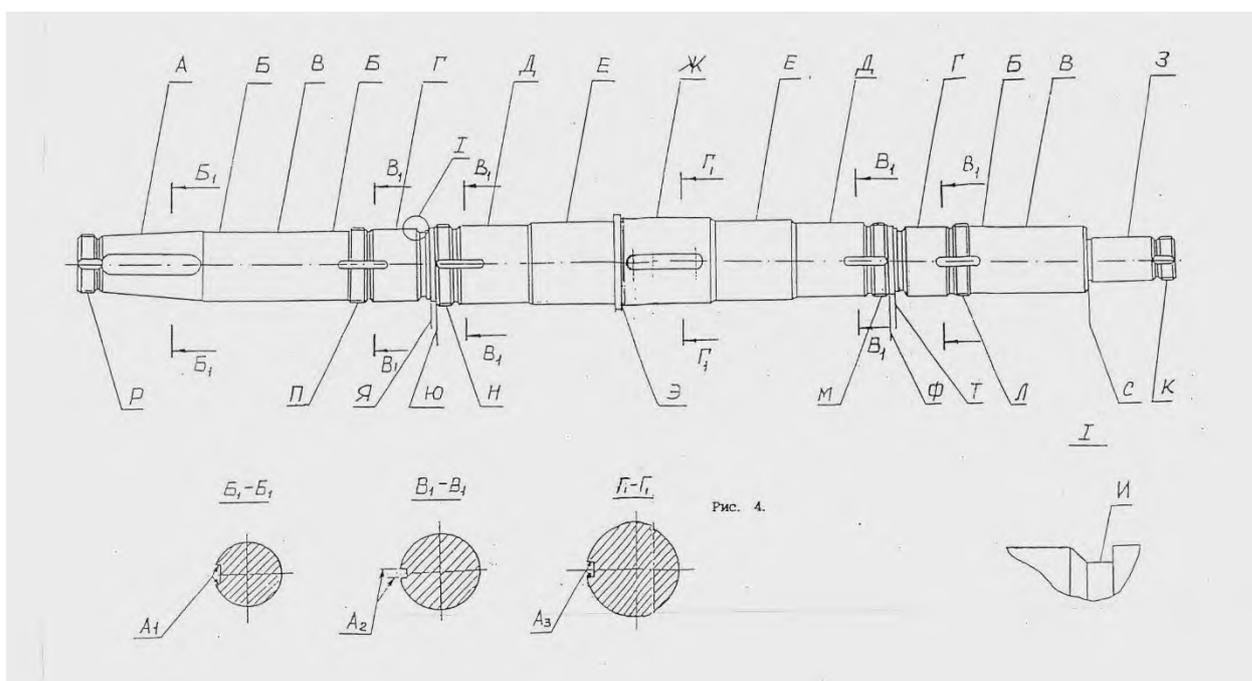


Рисунок 1.8 – Вал ротора

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

## 1.9 Подшипники насоса

Подшипники скольжения служат в качестве опор для ротора. Смазка подшипников осуществляется от централизованного маслоснабжения, принудительно. Необходимое количество масла, поступающее на подшипники, регулируется при помощи шайб с калибровочным отверстием, называемыми дроссельными шайбами. Они смонтированы на подводящем масле к подшипникам трубопроводе.

Используемые подшипники на насосе подразделяются на группы:

- радиальные, воспринимающие перпендикулярные нагрузки;
- упорные, воспринимающие осевые усилия;
- радиально - упорные и упорно-радиальные, воспринимающие как те,

так и другие нагрузки.

По виду трения в кинематической паре подшипники подразделяются на подшипники качения и подшипники скольжения.



Рисунок 1.9 - Подшипники качения и скольжения

Подшипник качения (рисунок 1.10) состоит из наружного кольца с дорожкой качения на внутренней поверхности, внутреннего кольца с дорожкой качения на внешней поверхности, сепаратора с установленными в него шариками или роликами.



Рисунок 1.10 - Подшипник качения

1 – наружное кольцо; 2 – внутреннее кольцо; 3 – тела качения (шарики);  
4 – дорожка качения (сепаратор)

Достоинства подшипника качения:

- сравнительно недорогие;
- небольшие потери на трение, незначительный износ;
- высокая степень взаимозаменяемости, что облегчает ремонт машин, малый расход смазки, не требуют особого внимания и ухода.

Недостатки подшипника качения:

- высокая чувствительность к ударным и вибрационным нагрузкам (большая жесткость конструкции);
- недолговечны и как следствие малонадежны;
- радиальные размеры сравнительно большие;
- присутствует шум при использовании на больших скоростях.

Подшипник скольжения является опорой вала, который вместе с шейкой вала представляет вращательную кинематическую пару (Рисунок 1.11).

Подшипники скольжения бывают разборные и неразборные (цельные). У разборных подшипников корпус состоит из двух половин, верхней и нижней (Рисунок 1.12, 1.13). У неразборных корпус не делится.

В неразборных подшипниках втулка из антифрикционного материала запрессовывается, а у разборных наплавляется на внутреннюю часть подшипника. Изготавливают корпуса подшипников из чугуна или стали, а вкладыш материала выбирают таким, что бы обеспечивался наименьший коэффициент трения.

Подшипники скольжения бывают разборными и неразъемными. При выборе неразъемного подшипника, вкладыш в виде втулки запрессовывается в отверстие корпуса. Вкладыш разборного подшипника состоит из двух частей – нижней и верхней, которые монтируются в корпусе и крышке подшипника.

#### Опорный подшипник



Рисунок 1.11 - Подшипник скольжения

В магистральных насосах типа НМ используются радиальные, разборные подшипники, «постели» вкладышей которых залиты антифрикционным материалом – баббитом марки Б-83 (Рисунок 1.12, 1.13).

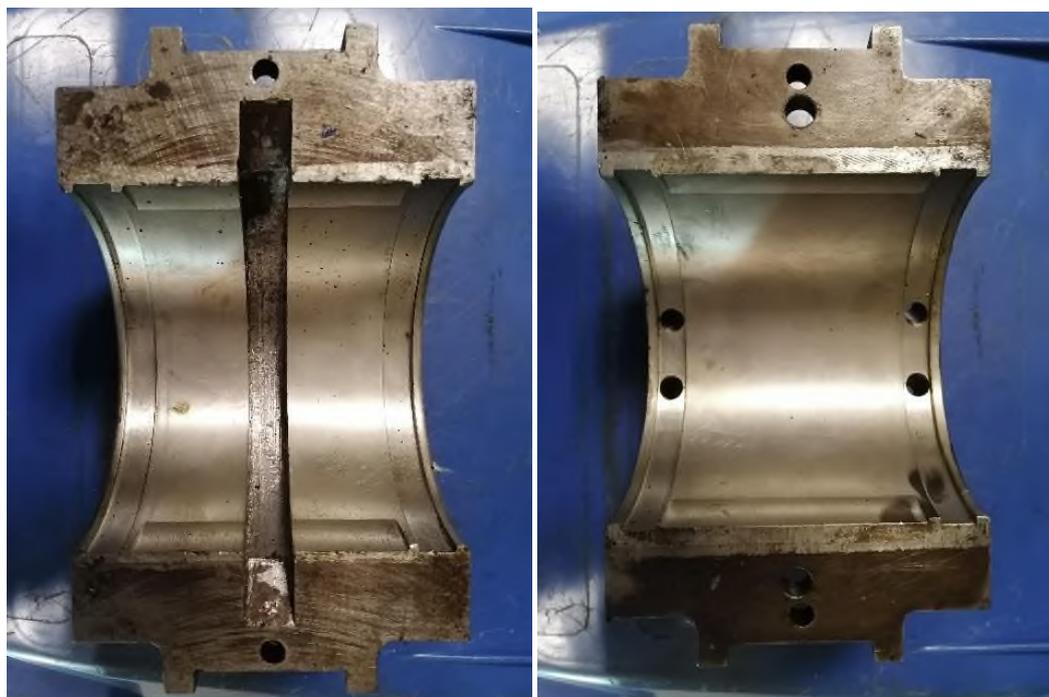


Рисунок 1.12 – Верхняя часть, рисунок 1.13 – Нижняя часть подшипника  
подшипника

Дефекты, вызывающие необходимость ремонта подшипника  
скольжения:

- подплавление или выкрашивание баббитовой заливки или образование на вкладыше наплыва баббита;



Рисунок 1.14 – Дефекты баббитовой заливки

- износ вкладышей с увеличением зазоров между поверхностями трения подшипника и вала (попадание механических примесей, наличие рисок на шейке вала);

- нарушение чистоты рабочих поверхностей вкладышей;

- отслоение антифрикционного слоя от вкладыша подшипника.

Если раковины и выкрашивания имеют площадь более 1/4 площади вкладыша, и если наблюдается отслоение баббита – вкладыши подшипников перезаливают.

Как таковой ремонт подшипников скольжения не производится. При критическом износе производится замена втулки или вкладыша, с восстановлением канавок для масла и отверстий. В некоторых случаях производится дозаливка вкладыша с последующей обработкой.

Масло поступает в зону трения через ненагруженную часть подшипника. В местах стыка вкладышей имеются неглубокие полости так называемые холодильники. Функция этих холодильников заключается в распределении поступающего масла по всей длине подшипника. При обслуживании и ремонте необходимо следить за наличием данных полостей.

Также на подшипниках имеются канавки. Длину канавки делают не более 0,8 от всей длины вкладыша. Используется два вида канавок: с острыми кромками, для задержания продуктов износа и с закруглениями при надежной системе очистки масла.

Достоинства: надежная работа при больших скоростях; способность противодействовать возникающим ударным и вибрационным нагрузкам благодаря демпфирующего действия смазочного материала; сравнительно тихая работа; сравнительно небольшие габариты; при демонтажа с насоса для проведения ремонта или замены нет необходимости демонтировать муфту; простота конструкции.

Недостатки: необходим постоянный контроль и надзор в процессе эксплуатации, требует к использованию качественную смазку и в большом количестве; антифрикционный материал боится перегрева; имеет

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

сравнительно большие осевые размеры; увеличенные потери на трение при периоде пуска и недостаточности смазки.

Центровка ротора в корпусе насоса осуществляется перемещением корпусов подшипников при помощи регулировочных винтов. После выставления ротора, подшипник штифтуется.

В некоторых насосах типа НМ, НПВ применяются гидродинамические подшипники скольжения

Опорные гидродинамические подшипники компании «John Crane Bearing Technology» («JCBT»), которые способны удовлетворить различные технические требования по окружной скорости, устойчивости и отклонению вала, компенсируя его смещения.

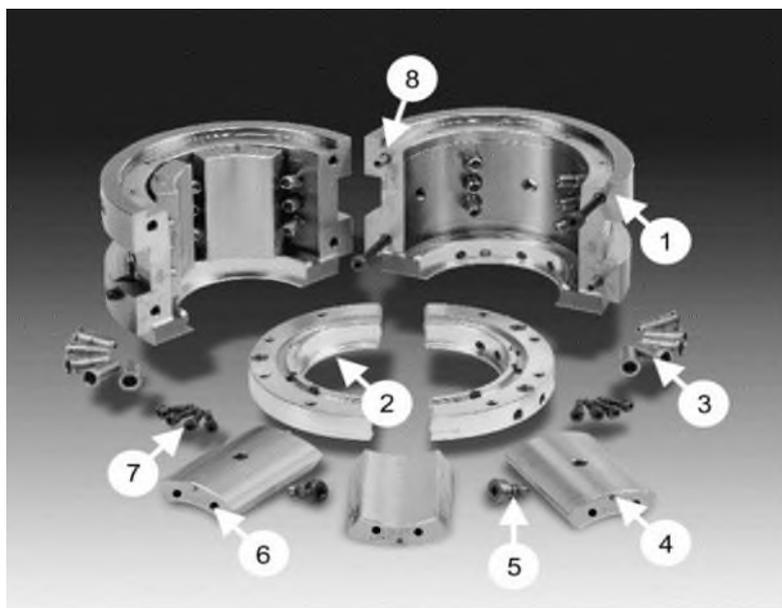


Рисунок 1.15 – Самоустанавливающийся сегментный радиальный подшипник

1 - корпус; 2 - фланцевое уплотнение; 3 - форсунки;  
4 - самоустанавливающийся радиальный сегмент; 5 - зажимные винты радиального сегмента подшипника; 6 - отверстия термодатчика; 7 - зажимные болты фланцевого уплотнения; 8 - конические штифты.

Сами подшипники обычно удерживаются в корпусе узла подшипника с помощью фиксирующих штифтов по всей окружности. Задняя сторона самоустанавливающегося радиального сегмента профилирована по радиусу,

что обеспечивает свободный ход сегмента, при этом точка наклона остается неизменной независимо от угла сегмента. Основное преимущество данной конструкции — это создание оптимальных динамических характеристик вала.

Как у самоустанавливающихся радиальных подшипников, так и у самоустанавливающихся упорных подшипников есть сегменты, которые качаются, обеспечивая идеальную геометрию, и как следствие, оптимизируя несущую способность, потерю мощности, проток масла и температуру масляного клина.

### **1.10 Анализ режима жидкостного трения и условия его образования**

Задачами, стоящими перед смазочным материалом, являются — уменьшения трения, сокращение износа трущихся поверхностей и уменьшения потерь КПД на трение. Также смазка предотвращает попадание загрязняющих веществ в рабочую зону. Применяемые масла, используемые для работы подшипников скольжения должны противостоять износу и возникновению задира, так как работа подшипников происходит с большими статическими и динамическими нагрузками.

Для визуализации иллюстрации процесса изменения коэффициента трения в подобных подшипниках скольжения служит кривая Герси-Штрибека (Рисунок 16), изображающая зависимость между коэффициентом трения  $f$  и безразмерной характеристики режима работы  $\lambda$ :

$$\lambda = \mu\omega/p,$$

где  $\mu$  — динамическая вязкость;

$\omega$  — угловая скорость шипа;

$p$  — средняя удельная нагрузка на подшипник;

При весьма малой скорости скольжения порядка 0,1 мм/сек и очень тонком смазочном слое порядка 0,1 мкм имеет место граничное трение. При дальнейшем увеличении скорости вращения происходит быстрое уменьшение коэффициента трения; поверхности скольжения разобщаются друг с другом, но недостаточно для исключения возможности касания отдельных выступов

шероховатых поверхностей. Этот участок трения (участок 1—2 кривой) называется полужидкостным. [25, с. 9]

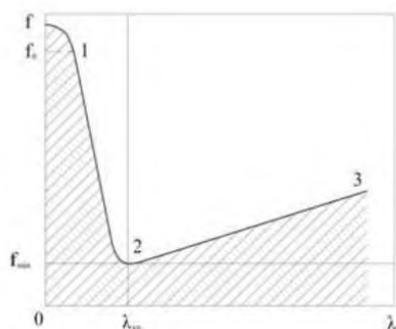


Рисунок 1.16 – Диаграмма Герси-Штрибека.

Коэффициент трения  $f$  имеет минимальное значение в том случае, когда слой смазки лишь покрывает шероховатости поверхностей скольжения; дальнейшее течение кривой  $f$  определяется в зависимости от безразмерной характеристики режима работы  $\lambda$  ( $\lambda = \mu\omega/p$ ).

По мере роста значения величины  $\lambda$  толщина слоя смазки увеличивается, с избытком перекрываются все шероховатости, и непосредственный контакт их исключен. При этом сопротивление движению производится исключительно трением между слоями вязкой жидкости, и трение на этом участке кривой является жидкостным (участок 2—3 кривой). С увеличением  $\lambda$  и толщины смазочного слоя коэффициент трения несколько возрастает, соответственно увеличивается и тепловыделение в рабочей зоне подшипника. Теоретически самое выгодное условие работы подшипника скольжения следует искать в точке 2, когда значение коэффициента трения  $f$  минимально. Но при внезапном малейшем уменьшении величины  $\lambda$ , например, вследствие снижения вязкости жидкости или угловой скорости, последует рост коэффициента трения и соответственно большее тепловыделение, что обусловит повышение температуры смазочного слоя и еще большее снижение динамической вязкости смазки  $\mu$ . Так, переход от точки 2 влево влечет за собой прогрессирующее возрастание коэффициента трения. Наоборот, при увеличении  $\lambda$  в зоне жидкостного трения на участке 2—

3 кривой работа подшипника характеризуется стабильностью. Если расчетному режиму работы соответствует некая точка, лежащая в промежутке между точками 2 и 3, то при отклонении от заданного режима вправо по направлению к точке 3 коэффициент трения  $f$  увеличится, соответственно возрастет тепловыделение, температура смазочного слоя поднимется, что вызовет снижение динамической вязкости  $\mu$ , и уменьшение  $\lambda$ , т. е. возвращение этой величины к ее расчетному значению. [25, с. 10]

Аналогичный эффект возникнет и при отклонении от расчетного режима влево по направлению к точке 2. При этом коэффициент трения снижается, тепловыделение уменьшается, температура падает, а вязкость возрастает — в результате  $\lambda$  увеличивается, приближаясь к расчетному значению. Следовательно, практически оптимальному режиму работы соответствует не точка 2, а некоторое положение вправо от нее. Образование режима жидкостного трения является основным критерием расчета большинства подшипников скольжения. При этом одновременно обеспечивается работоспособность по критериям износа и заедания. Для образования режима жидкостного трения необходимо соблюдать следующие основные условия:

1. Зазор, образуемый между скользящими поверхностями, должен обладать клиновидной формой;
2. Непрерывность заполнения зазора маслом соответствующей вязкости;
3. Скорость относительного движения поверхностей должна быть достаточной для создания в слое масла уравнивающего внешнюю нагрузку давления. [25, с. 10].

### **1.11 Покрытие в подшипниках скольжения**

В качестве антифрикционного материала в подшипниках скольжения применяют оловянистый баббит. Этот материал обладает высокими антифрикционными свойствами. Но также и имеет решающий в выборе материалов, недостаток, он обладает низким сопротивлением усталостному

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

разрушению и с повышением температуры подвержен стремительному разупрочнению.

Известно, что прочностные характеристики используемого материала ухудшаются примерно в 2 раза с изменением температуры от + 20 до + 150°С. [28, с. 45]

Таблица 1.1 – Химический состав оловянистого баббита Б83(в %).

Олово	Сурьма	Медь	Свинец	Железо	Висмут	Мышьяк	Цинк
			Не более				
Остальное (80.9 - 84.5)	10,0-12,0	5,5-6,5	0,35	0,10	0,05	0,10	0,03

Таблица 1.2 – Предельные режимы работы изделий из материала Б83.

Нагрузка	Скорость	Температура	ГОСТ
МПа	м/с	град.	-
15	50	70	1320-74

Наиболее используемые процессы присоединения баббита в подшипниках скольжения центробежных машин, основаны на прилуживании его оловом к основному металлу вкладыша:

1. С заливкой баббита на гладкую поверхность;
2. С заливкой баббита на поверхность с элементами механического крепления его.

В первом случае прочность сцепления баббита с основным металлом обеспечивается только прилуживанием баббита, во втором – прилуживанием баббита и механическим креплением.

Толщину присоединяемого баббитового слоя согласно следующих факторов:

- толщину слоя необходимо выбирать такой, чтобы твердые частички проникающие в зону трения вместе с маслом были поглощены слоем баббита;
- учитывать величину износа при приработке материала;
- учитывать величину износа до смены вкладыша и срок службы до этого момента, а также припуски на обработку при ревизии.

Но с запасом выбирать толщину не следует, так как увеличенная толщина баббитового слоя приводит к повышению температуры подшипника, к выкрашиванию и растрескиванию слоя баббита, а также к снижению усталостной прочности.

### **1.12 Чистовая обработка поверхности скольжения**

На данный момент широко используется, при обработке поверхности скольжения, шабрение. Шабрение - это снятие слоя материала относительно малой толщины инструментом, называемым шабер. Перед тем как провести операцию шабрения поверхности очищают от масла и продуктов износа, промывают в растворе, протирают, и только затем наносят на них краску, необходимую для определения высоты неровностей.

В зависимости от качества обработанной поверхности краска ложится: равномерно при хорошо обработанных поверхностях, и не равномерно на плохо обработанных. При заполнении углубления краска, в зависимости от величины углубления, имеет пятна различного цвета: белые пятна свидетельствуют о выступах, серые пятна это менее углубленные места и темные пятна, имеющие наибольшую глубину шабрение производится в несколько этапов.

К первому этапу относится черновое шабрение — удаления следов, оставленных после механической обработки, инструментом. Толщина снимаемого слоя за один проход 0,01-0,03мм.

Ко второму этапу относится полу чистовое шабрение. Шабрение производится более точное, толщина снимаемой стружки в пределах 0,005— 0,01 мм.

Третий этап — чистовая обработка — характеризует окончательную отделку обрабатываемой поверхности.

После каждого раза удаления шабером слоя материала обрабатываемая поверхность очищается и тщательно вытирается сухой тряпкой. Изделие пришабриваемой поверхностью накладывают на окрашенную поверочную плиту, снимают и шабруют образовавшиеся пятна. Этот процесс продолжается

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

до тех пор, пока качество обрабатываемой поверхности не достигнет необходимого уровня.

Этапы шабрения вкладышей продолжаются до тех пор, пока обрабатываемая поверхность подшипника не будет равномерно покрываться слоем краски на площади не менее 3/4 общей обрабатываемой площади.

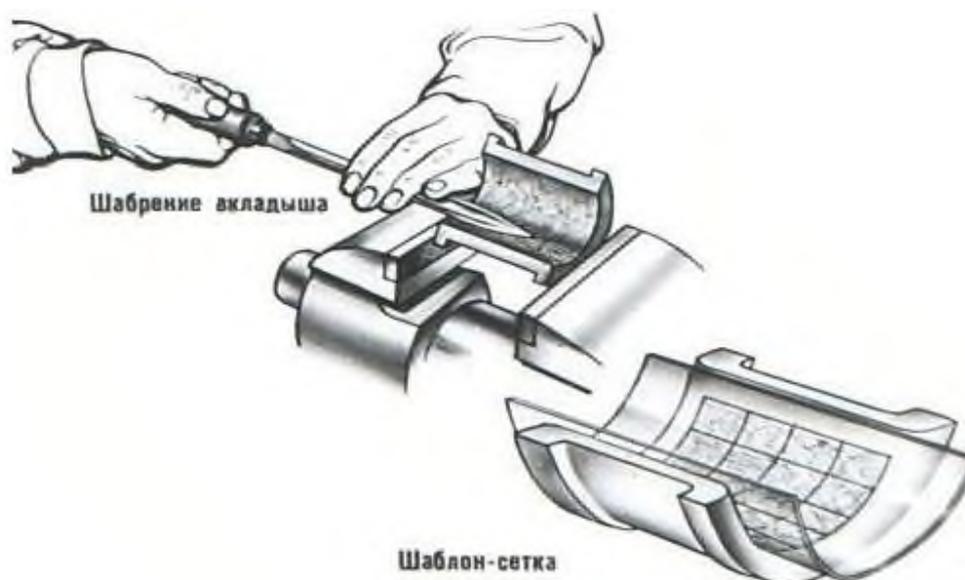


Рисунок 1.17 - Шабрение вкладыша

### 1.13 Анализ неисправностей и способов их устранения

При эксплуатации насосного агрегата НМ 10000-210 могут быть выявлены некоторые неисправности. К ним относятся:

- нагрев подшипника скольжения выше рабочей температуры;
- повышенная вибрация в подшипниковых опорах;
- просачивание масла через лабиринты.

Проблема с перегревом подшипника ведет за собой остановку агрегата с демонтажем подшипника и проведение работ по шабрению и подгонки необходимых зазоров. Перегрев ухудшает качество баббита и, следовательно, уменьшает срок службы подшипника. Данную работу проводят специалисты ремонтного участка.

Просачивание масла через лабиринты ведет за собой несколько проблем, это эстетическая – постоянная капля с узла подшипника, потеря масла, и возможность попадания влаги и посторонних элементов в масло.

Согласно заводского паспорта на насос НМ, перегрев подшипника возможен:

- загрязненная смазка или недостаточное ее количество;
- нарушена центровка агрегата;
- нарушена балансировка ротора;
- малы масляные зазоры, не обеспечено прилегание вала по вкладышу.

Масло турбинное не менее чем раз в квартал необходимо брать на анализы и проводить испытание на соответствие.

Несбалансированный ротор является источником переменных сил, действующих на подшипниковые опоры, и значительно сокращает ресурс агрегата. Для уменьшения этих сил необходима балансировка ротора.

Балансировка осуществляется при помощи установки дополнительных масс или удаления части металла с рабочего органа ротора для исключения дисбаланса.

Балансировка роторов машин обычно осуществляется при помощи специальных балансировочных станков на специальном стенде.

### **Выводы к главе**

В первой главе выпускной квалификационной работы был произведен литературный обзор по исследуемой тематике. Основной задачей является оптимизация процессов транспортировки углеводородов, проведение расчетов с целью выбора оптимального режима и оптимальной структуры системы транспорта.

Проведено аналитическое исследование общих сведений, особенностей работы и характеристик нефтеперекачивающей станции, применяемого насосного оборудования, его состава, технических и технологических характеристик, принципа работы.

Рассмотрена маслосистема агрегата, виды применяемых подшипников, особенности их ремонта, замены и обслуживания; также был произведен анализ жидкостного трения в подшипниковых узлах, метод чистовой

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

обработки и анализ некоторых возможных неисправностей насосного агрегата.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		52

## 2 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

Оптимальные условия работы опор скольжения обеспечиваются при жидкостном трении, когда смазочный слой полностью отделяет поверхности цапфы и подшипника друг от друга. На кривой Герси-Штрибека этому процессу соответствует ветвь 2-3 (рис. 1.16).

Работоспособность подшипника обусловлена вязкостью смазки и ее количеством, проходящим через зазор в единицу времени; коэффициент трения весьма мал, потери на трение не выше, чем в опорах качения, износ рабочих поверхностей практически пренебрежимо мал. Однако такой режим работы может быть реализован лишь при определенных соотношениях ряда параметров - скорости скольжения, вязкости смазки, удельной нагрузки, размеров подшипника и пр.

Правильное определение основных рабочих характеристик подшипников скольжения во многом обеспечивает надежность и долговечность проектируемого опорного узла при его эксплуатации в режиме жидкостного гидродинамического трения. При работе подшипника скольжения в режиме жидкостного трения цапфа и вкладыш практически не изнашиваются.

Произведем расчет подшипников при подаче смазки под давлением. Рассчитаем минимальную толщину масляного слоя и сравним это значение с критической толщиной масляного слоя, обеспечивающей жидкостное трение с перекрытием микронеровностей контактирующих поверхностей трения. Определим требуемое давление масла на входе в подшипниковый узел центробежного насоса НМ 10000-210.

Расчет производился согласно рекомендациям [25]

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Симакин С.Н.			Расчеты и аналитика	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					53	127
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

Таблица 2.1 – Входные данные для расчета.

Характеристика	Условное обозначение	Единица измерения	Значение
Масса ротора	$m$	кг	429
Нагрузка на подшипник	$P$	Н	2102
Диаметр цапфы вала	$d$	м	0,11485
Внутренний диаметр вкладыша	$d$	м	0,11490
Длина вкладыша подшипника	$l$	м	0,130
Скорость вращения вала	$n$	об/мин	3000
Диаметральный зазор между подшипником и цапфой	$z$	м	0,00012
Средняя температура смазочного слоя	$t$	°С	50
Температура масла на входе в подшипник	$t_1$	°С	33
Температура масла на выходе из подшипника	$t_2$	°С	55
Шероховатость поверхности вала	$Rz$	мкм	0,32
Шероховатость поверхности подшипника	$Rz$	мкм	0,63
Расстояние между серединами опор ротора	$L$	м	1,876
Давление масла на входе в подшипник	$p_m$	кгс/см <sup>2</sup>	0,42
Расход смазочного масла через подшипник	$Q_{раб}$	л/мин	3,9

### 2.1. Расчет минимально допустимых зазоров в подшипниках

Определим радиальную нагрузку на подшипник  $P$ , Н:

$$P = mg/2 \quad (1)$$

где  $P$  – радиальная нагрузка на подшипник, Н;

$m$  – масса ротора, кг;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$$P = (429 \cdot 9,8) / 2 = 2102 \text{ Н};$$

Определим среднюю удельную нагрузку на подшипник  $p$ , Н/м<sup>2</sup>:

$$p = P/dl, \quad (2)$$

где  $P$  – радиальная нагрузка на подшипник, Н;

$d$  – диаметр подшипника, м;

$l$  – длина вкладыша, м;

$$p = 2102 / (0,115 \cdot 0,130) = 140602 \text{ Н/м}^2 \approx 14 \text{ кН/м}^2;$$

Определим угловую скорость цапфы  $\omega$ , рад/с:

$$\omega = \pi n / 30, \quad (3)$$

где  $n$  – скорость вращения вала, об/мин;

$$\omega = 3,14 \cdot 3000 / 30 = 314 \text{ рад/с}.$$

Найдем окружную скорость шейки вала  $v$ , м/сек:

$$v = 0,5 \cdot \omega \cdot d, \quad (4)$$

$$v = 0,5 \cdot 314 \cdot 0,115 = 18,055 \text{ м/сек}.$$

Найдем относительный диаметральный зазор между подшипником и валом  $\psi$ , м:

$$\psi = z/d, \quad (5)$$

где  $z$  – диаметральный зазор между подшипником и цапфой, м;

$d$  – диаметр цапфы, м;

$$\psi = 0,00012 / 0,115 = 0,00104.$$

Принимаем  $\psi = 0,001$ .

Определим коэффициент динамической вязкости масла. В системе смазки подшипникового узла применяется масло турбинное ТП-22.

Рабочая температура масла 50°C. Кинематическая вязкость при 50°C согласно [25] равна 20...23 сСт, принимаем  $\nu = 22$  сСт, плотность турбинного масла  $\rho = 0,87$  г/см<sup>3</sup>, отсюда:

коэффициент динамической вязкости  $\mu$ , Па·с, равен:

$$\mu = \nu \cdot \rho, \quad (6)$$

$$\mu = (22 \cdot 10^{-6} \cdot 0,87 \cdot 0,001) / 0,000001 = 0,019 = 1,9 \cdot 10^{-2} \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Вычисляем безразмерный коэффициент нагруженности подшипника,

$$\Phi_p: \Phi_p = p\psi^2 / \mu\omega, \quad (7)$$

где  $p$  – средняя удельная нагрузка на подшипник, Н/м<sup>2</sup>;

$\psi^2$  – относительный диаметральный зазор между подшипником и цапфой, м;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости масла, Па\*с;

$\omega$  – угловая скорость цапфы, рад/с;

$$\Phi_p = 140602 \cdot 0,001^2 / 0,019 \cdot 314 = 0,023.$$

По таблице 24 [25] находим соответствующее для половинчатого подшипника значение относительного эксцентриситета, предварительно рассчитав отношение

$$l/d = 0,130 / 0,115 = 1,13. \quad (8)$$

Так, значение относительного эксцентриситета  $\chi = 0,3$ .

Таким образом, можно определить минимальную толщину масляного слоя по формуле:

$$h_{min} = 0,5\psi d(1 - \chi), \quad (9)$$

$$h_{min} = 0,5 \cdot 0,001 \cdot 0,115(1 - 0,3) = 0,00004025 \text{ м} = 40 \text{ мкм}.$$

Для определения критической толщины масляного слоя  $h_{кр}$  требуется предварительно вычислить прогиб шейки вала в подшипнике  $u_0$ , учитывая, что максимальный прогиб вала  $u_{max}$ , мкм, равен:

$$u_{max} = (QL^3) / 48EJ; \quad (10)$$

где  $Q$  – нагрузка, приложенная в середине пролета, равная:

$$2P = 4204 \text{ Н} = 428,9 \text{ кгс},$$

$L$  – расстояние между серединами опор,  $L = 187,6$  см;

$E$  – модуль упругости стали,  $E = 2,14 \cdot 10^5$  кгс/см<sup>2</sup>;

$J$  – осевой момент инерции сечения вала,  $J = 0,05d^4 = 0,05 \cdot 11,5^4 = 874,5 \text{ см}^4$ ;

Получаем,

$$u_{max} = (428,9 \cdot 187,6^3) / 48 \cdot 2,14 \cdot 10^6 \cdot 874,5 = 0,032 \text{ см} = 32 \text{ мкм}.$$

Вычисляем  $u_0$ , мкм:

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

$$y_0 = 1,6 * (l/L) * y_{max}, \quad (11)$$

$$y_0 = 1,6 * (130/1876) * 32 = 35,4 \text{ мкм.}$$

Рассчитаем критическую толщину масляного слоя  $h_{кр}$  по формуле:

$$h_{кр} = R_{зв} + R_{зц} + y_0, \quad (12)$$

где  $R_{зв}$  – шероховатость поверхности вала, мкм;

$R_{зц}$  – шероховатость поверхности цапфы, мкм;

$y_0$  – прогиб шейки вала в подшипнике, мкм;

$$h_{кр} = 6,3 + 3,2 + 35,4 = 44,9 \text{ мкм.}$$

Теоретически оптимальный режим работы подшипника скольжения реализуется при  $h_{min} = h_{кр}$ , когда коэффициент трения минимален. Этому равенству соответствует точка 2 кривой Герси-Штрибека (рис. 1.16). Но в этом случае не обеспечивается запас толщины смазочного слоя. Для большей надежности необходимо выполнение условия  $h_{min}/h_{кр} \geq 1,1$ .

Проверим соотношение:  $h_{min}/h_{кр} = 40/44,9 = 0,89$ .

Расчет на жидкостное трение основывается на том, что масляный слой должен воспринимать всю нагрузку, при этом его толщина должна быть больше сумм неровностей поверхности цапфы и вкладыша.

Условие  $h_{min}/h_{кр} \geq 1,1$  не удовлетворено, что говорит о том, что подшипник работает в условиях, не обеспечивающих жидкостное трение поверхностей ротора и опоры.

Проведем проверку условия  $h_{min}/h_{кр} \geq 1,1$  при максимально допустимых зазорах в подшипниках скольжения, т.е.  $z = 0,00024 \text{ м}$

Найдем относительный диаметральный зазор между подшипником и валом  $\psi$ , м:

$$\psi = z/d, \quad (13)$$

$$\psi = 0,00024/0,115 = 0,00208;$$

Принимаем  $\psi = 0,002$ .

Определим коэффициент динамической вязкости масла. В системе смазки подшипникового узла применяется масло турбинное ТП-22.

Рабочая температура масла 50°C. Кинематическая вязкость при 50°C согласно [25] равна 20...23 сСт, принимаем  $\nu=22\text{сСт}$ , плотность турбинного масла  $\rho=0,87\text{ г/см}^3$ , отсюда:

Коэффициент динамической вязкости равен:

$$\mu=\nu*\rho, \quad (14)$$

$$\mu = (22*10^{-6}*0,87*0,001)/0,000001=0,019=1,9*10^{-2}\text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Вычисляем безразмерный коэффициент нагруженности подшипника:

$$\Phi\rho=r\psi^2/\mu\omega, \quad (15)$$

$$\Phi\rho = 140602*0,002^2/0,019*314=0,094.$$

По таблице 24 [25] находим соответствующее для половинчатого подшипника значение относительного эксцентриситета, предварительно рассчитав отношение

$$l/d=0,130/0,115=1,13. \quad (16)$$

Так, значение относительного эксцентриситета  $\chi=0,3$ .

Таким образом, можно определить минимальную толщину масляного слоя по формуле:

$$h_{min}=0,5\psi d(1-\chi), \quad (17)$$

$$h_{min} = 0,5*0,002*0,115(1-0,3) = 0,0000805\text{м}=80\text{ мкм}.$$

Для определения критической толщины масляного слоя  $h_{кр}$  требуется предварительно вычислить прогиб шейки вала в подшипнике  $y_0$ , учитывая, что максимальный прогиб вала:

$$y_{max}=(QL^3)/48EJ \quad (18)$$

где Q- нагрузка, приложенная в середине пролета, равная:

$$2P=4204\text{ Н}=428,9\text{ кгс},$$

L- расстояние между серединами опор  $L=187,6\text{ см}$ ;

E- модуль упругости стали  $E=2,14*10^5\text{ кгс/см}^2$ ;

J- осевой момент инерции сечения вала

$$J=0,05d^4=0,05*11,54=874,5\text{см}^4;$$

Получаем,

$$y_{max}=(428,9*187,6^3)/48*2,14*10^6*874,5=0,032\text{см}=32\text{ мкм}$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

Вычисляем  $y_0$ :

$$y_0 = 1,6 * (l/L) * y_{\max}, \quad (19)$$

$$y_0 = 1,6 * (130/1876) * 32 = 35,4 \text{ мкм.}$$

Рассчитаем критическую толщину масляного слоя  $h_{кр}$  по формуле:

$$h_{кр} = R_{зв} + R_{зц} + y_0, \quad (20)$$

$$h_{кр} = 6,3 + 3,2 + 35,4 = 44,9 \text{ мкм.}$$

Теоретически оптимальный режим работы подшипника скольжения реализуется при  $h_{min} = h_{кр}$ , когда коэффициент трения минимален. Этому равенству соответствует точка 2 кривой Герси-Штрибека (рис.16). Но в этом случае не обеспечивается запас толщины смазочного слоя. Для большей надежности необходимо выполнение условия  $h_{min}/h_{кр} \geq 1,1$ .

Проверим соотношение:  $h_{min}/h_{кр} = 80/44,9 = 1,78$ .

Условие  $h_{min}/h_{кр} \geq 1,1$  удовлетворено, что говорит о том, что подшипник работает в условиях, обеспечивающих жидкостное трение поверхностей ротора и опоры. Но данное равенство удовлетворяется при максимальных зазорах, определенных РД. Произведем обратный расчет и выясним минимально допустимые зазоры.

Из условия:

$$h_{min} = h_{кр} = 44,9 \text{ мкм} = 0,0000449$$

найдем  $\psi$ :

$$h_{min} = 0,5\psi d(1-\gamma) \quad (21)$$

$$\psi = h_{min} / (0,5 * d(1-\gamma)), \quad (22)$$

$$\psi = 0,0000449 / (0,5 * 0,115 * (1-0,3)) = 0,0011.$$

Из условия:

$$\psi = z/d, \quad (23)$$

Выразим  $z$ :

$$z = \psi * d, \quad (24)$$

$$z = 0,0011 * 0,115 = 0,00013.$$

Отсюда следует, что минимальный диаметральный зазор должен быть 0,13мм.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		59

Для дальнейшего расчета будем использовать  $\psi=0,001$ .

## 2.2. Расчет теплоотода из рабочей зоны подшипника

Определим количество тепла  $W$ , выделяющегося в подшипнике в единицу времени.

Для проведения расчетов из табл. 26 [25] по известным значениям  $l/d$  и  $\chi$  находим соотношение  $f/\psi=7,62$ . Тогда, зная относительный диаметральный зазор между колодкой подшипника и цапфой вала  $\psi=0,001$ , определим коэффициент трения  $f$ :  $f=(f/\psi)*\psi=7,62*0,001=0,00762$ .

Количество тепла, выделяющегося в подшипнике в единицу времени:

$$W=fPv/427=(0,00762*2102*18,055)/427=0,67 \text{ ккал/сек.} \quad (25)$$

В тепловых процессах, происходящих в подшипниках скольжения, различают три основные стадии.

1. Неупорядоченный режим, характеризующийся неравномерностью распределения температур по элементам подшипника во времени.

2. Упорядоченный или регулярный режим, характеризующийся постоянной скоростью изменения температуры во всех точках подшипника.

3. Стационарный режим, устанавливающийся через достаточно длительный срок после пуска; этот режим характеризуется постоянством распределения температур во времени.

Первый режим соответствует периодам пуска и останова, второй — плавному изменению нагрузки и скорости вращения. Тепло, выделяющееся при возрастании нагрузки и скорости, идет в основном на нагрев деталей подшипника и соприкасающихся с ним частей машины, и в некоторой степени отводится смазкой и уходит в окружающую среду через поверхность, омываемую воздухом. При достижении номинальной нагрузки и соответствующей скорости вращения устанавливается третий режим с постоянным тепловыделением в рабочей зоне подшипника; все тепло отсюда отводится смазкой во внешнюю среду.

Условие теплового равновесия при стационарном режиме имеет вид

$$W=W_1+W_2, \quad (26)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

где  $W$  – количество тепла, выделяющегося в подшипнике в единицу времени;

$W_1$  – количество тепла, отводимого смазкой;

$W_2$  – количество тепла, уходящего во внешнюю среду.

Рассчитаем количество тепла, отводимого через крышку подшипника, принимая площадь наружной поверхности равной

$$F_k = 2,5\pi dl, \quad (27)$$

$$F_k = 2,5 * 3,14 * 0,115 * 0,130 = 0,117 \text{ м}^2;$$

коэффициент  $k$  принимается равным  $k = 10 \text{ ккал/м}^2\text{ч}^\circ\text{С}$ .

Количество тепла  $W_2$ , отводимого через крышку подшипника:

$$W_2 = (kF_k * (t - t_{\text{возд}})) / 3600, \quad (28)$$

$$W_2 = (10 * 0,117 * (55 - 20)) / 3600 = 0,011 \text{ ккал/сек.}$$

Количество тепла  $W_1$ , которое должно отводиться смазкой:

$$W_1 = W - W_2, \quad (29)$$

$$W_1 = 0,117 - 0,011 = 0,106 \text{ ккал/сек.}$$

В сущности, величину  $W_2$ , весьма малую по сравнению с  $W$ , можно и не учитывать, полагая, что все тепло из подшипника отводится смазкой. Примем требуемое количество тепла, которое должно отводиться смазкой, равным  $W_1 = 0,117 \text{ ккал/сек.}$

Рассчитаем секундный расход масла, необходимый для отвода тепла  $W_1$  по формуле:

$$Q = W_1 / (c\gamma(t_2 - t_1)) \quad (30)$$

Для этого рассчитаем удельный вес масла  $\gamma_{55}$  при  $t = 55^\circ\text{С}$ .  
 $\gamma_t = \gamma_{20} [1 - 0,75 * 10^{-3} * (t - 20)]$ .  $\gamma_{60} = 0,87 * [1 - 0,75 * 10^{-3} * (55 - 20)] = 0,847 \text{ г/см}^3$ .

Коэффициент  $c$  вычисляем по формуле:

$$c = 0,433 + 0,0011 * (55 - 15) = 0,477 \text{ ккал/кг} \quad (31)$$

Следовательно, искомый расход смазки равен:

$$Q = 0,117 / (0,4877 * 0,847 * (55 - 33)) = 0,013 \text{ л/сек.}$$

### **2.3. Расчет количества смазки, вытекающей из торцов подшипника**

Полный коэффициент расхода смазки  $q$  определяется по формуле:

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

$$q=Q/0,5\psi\omega ld^2, \quad (32)$$

$$q = 0,013 \cdot 10^{-3} / 0,5 \cdot 0,001 \cdot 314 \cdot 0,130 \cdot 0,115^2 = 0,0481.$$

Также полный коэффициент расхода смазки  $q$  можно рассматривать как сумму трех коэффициентов:

$$q=q_1+q_2+q_3, \quad (33)$$

где  $q_1$  – коэффициент расхода смазки через торцы нагруженной зоны;

$q_2$  - коэффициент расхода смазки через торцы ненагруженной зоны;

$q_3$  – коэффициент, учитывающий дополнительное истечение смазки через канавки, расположенные на поверхности вкладыша.

Из табл. 27 [25] при  $\chi=0,3$   $q_1=0,081$ .

Для вычисления  $q_2$  находим из табл. 28 [25] значения  $\beta=0,132$  и  $\vartheta=0,097$ . Получим выражения для  $q_2$ :

$$q_2=\beta\Phi p(d/l)^2 \cdot p_e/p, \quad (34)$$

$$q_2 = 0,132 \cdot 0,094 \cdot (0,115/0,130)^2 p_e/p = 0,0097 p_e/p;$$

$$q_3=0;$$

Подставим найденные значения в выражение:

$$q=q_1+q_2+q_3,$$

$$0,0481=0,081+0,0097 \cdot p_e/p,$$

Выразим  $p_e/p$ :

$$p_e/p = (0,0481-0,081)/(0,0097)=3,39. \quad (35)$$

Требуемое давление масла на входе  $p_e$ , кг/см<sup>2</sup>:

$$p_e=3,39p=3,39 \cdot 140602=4,081 \text{ кг/см}^2.$$

### 3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ

Для достижения цели выпускной квалификационной работы предлагаю провести обзор мероприятий по повышению эффективности эксплуатации магистральных насосов, а именно, проведение качественного и своевременного технического диагностирования, регламентированного РД и обзор патентов по исследуемой тематике, с последующим выбором наиболее перспективных и реализуемых мероприятий для нашего исследования.

#### 3.1 Проведение технической диагностики насосного оборудования

Диагностика насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций по вибрационным параметрам – один из самых эффективных и точных методов определения их технического состояния. В процессе длительной эксплуатации насоса происходит износ подшипников, что приводит к высоким уровням вибрации агрегата. Дальнейшая работа при таком режиме обязательно приведет к потере полезной мощности, падению КПД насоса и к негативному влиянию на состояние технологической обвязки. Вибродиагностика помогает избежать всех этих проблем.

Вибродиагностика позволяет определять недопустимые значения уровня вибрации, влияющего на работоспособное состояние оборудования. Стационарная система вибродиагностики способна не только постоянно контролировать состояние насосного агрегата, но и определять качество его монтажа.

Всё это делает возможным своевременное выявление дефектов и позволяет принять предупредительные меры, чтобы предотвратить внезапную поломку насосов. Такого рода подход к ремонту и обслуживанию

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Симакин С.Н.			Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					63	127
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

рабочих агрегатов значительно сокращает затраты на капитальный ремонт и увеличивает срок межремонтной эксплуатации насосного оборудования на 20-30%.

МНА и ПНА после монтажа и прошедшие ремонт допускаются к эксплуатации при значении СКЗ виброскорости на режимах в рабочем интервале подач:

- на подшипниковых опорах не более 4,5 мм/с (для консольных насосов - не более 7,1 мм/с);

на головках анкерных болтов (лапах корпуса) - не более 1,8 мм/с;

- на головках анкерных болтов агрегатов (лапах корпуса), оснащенные ВКС - не более 0,7 от величины значения СКЗ виброскорости на подшипниковой опоре, при условии синхронности их колебаний (фазовые углы отличаются менее чем на 90°).

Если значение СКЗ виброскорости более указанных параметров, то НА к эксплуатации не допускается, устанавливаются и устраняются причины повышенной вибрации.

При эксплуатации магистральных и подпорных НА СКЗ виброскорости, измеренные на корпусах подшипниковых опор не должно превышать:

- для режимов в рабочем интервале подач - 7,1 мм/с;

- для других режимов - 11,2 мм/с.

В процессе эксплуатации МНА, не оснащенного ВКС, значение СКЗ виброскорости на анкерных болтах не должны превышать 1,8 мм/с. Для насосных агрегатов, оснащенных ВКС, значение СКЗ виброскорости на головках анкерных болтов - не более 0,7 от величины значения СКЗ виброскорости на подшипниковой опоре, при условии синхронности их колебаний (фазовые углы отличаются менее чем на 90°).

Во время пуска, останова и выхода насоса на заданный режим работы допускается его кратковременная работа при величине СКЗ виброскорости до

18 мм/с в течение времени, соответствующего длительности пуска и выхода на заданный режим работы, но не более 30 с.

Предельно допустимые нормы СКЗ виброскорости при эксплуатации вспомогательных насосов не должно превышать значений указанных в эксплуатационных документах изготовителей насосов. При отсутствии вышеуказанных сведений принимаются следующие значения:

- для вертикальных насосов - не более 7,1 мм/с;
- для горизонтальных насосов - значения, приведенные в таблице 4:

Таблица 3.1 – Предельно допустимые величины СКЗ виброскорости горизонтальных вспомогательных насосов

№ п/п	Частота вращения ротора $N$ , мин <sup>-1</sup>	Предельно допустимые величины СКЗ виброскорости, мм/с, с расстоянием от опорной плиты до оси вала	
		до 225 мм	св. 225 мм
1	2	3	4
1	До 1800	2,8	4,5
2	От 1800 до 4500	4,5	7,1

Оперативный контроль уровня вибрации осуществляется по системе автоматики дежурным персоналом НПС, а также персоналом диспетчерских подразделений РНУ, ОСТ по СДКУ.

Контроль за вибросостоянием магистрального и подпорного насосных агрегатов в процессе эксплуатации должен осуществляться отделом/службой главного механика

Точки измерения вибрации в горизонтальном, вертикальном и осевом направлениях на опорах подшипников магистрального и горизонтального подпорного насосов приведены на рисунке 3.1 и 3.2.

До установки стационарной системы контроля вибрации на МНА и ПНА, а также контроль вибрации вспомогательных насосов необходимо осуществлять портативными (переносными) средствами виброметрии.

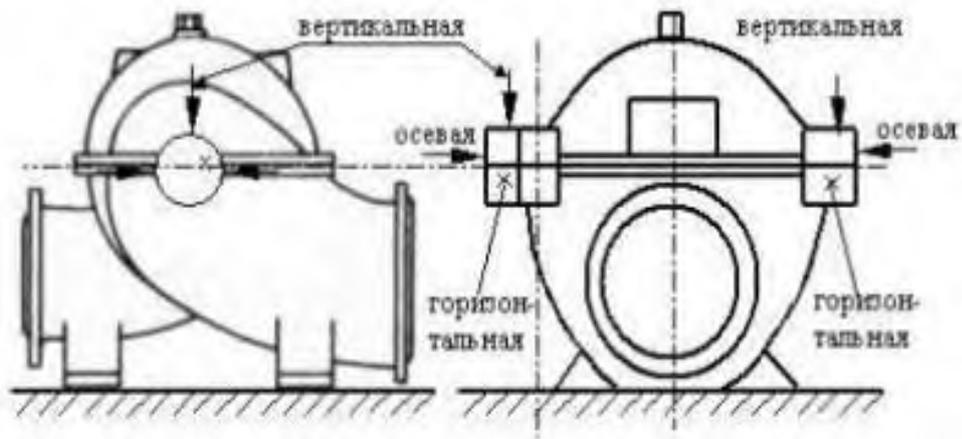


Рисунок 3.1 – Точки измерения вибрации на опорах подшипников магистрального и горизонтального подпорного насосов

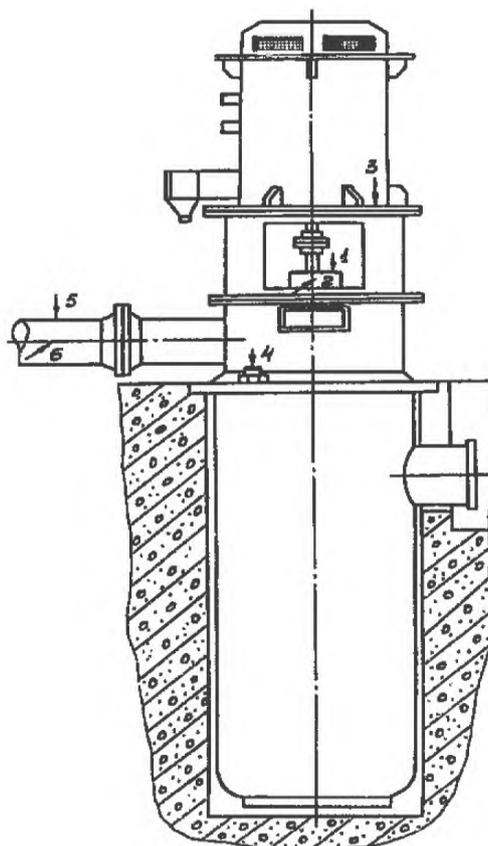


Рисунок 3.2 - Точки измерения вибрации на опорах подшипников вертикальных подпорных насосов 1,2,3,4,5,6 - точки измерения вибрации

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосов со встроенными подшипниками НГПНА, ЦНСн по ОТТ-23.080.00-КТН-003-11 и др.), вибрация измеряется на корпусе.

Точки измерения вибрации в горизонтальном, вертикальном и осевом направлениях на опорах подшипников насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов, приведены на рисунке 3.3.

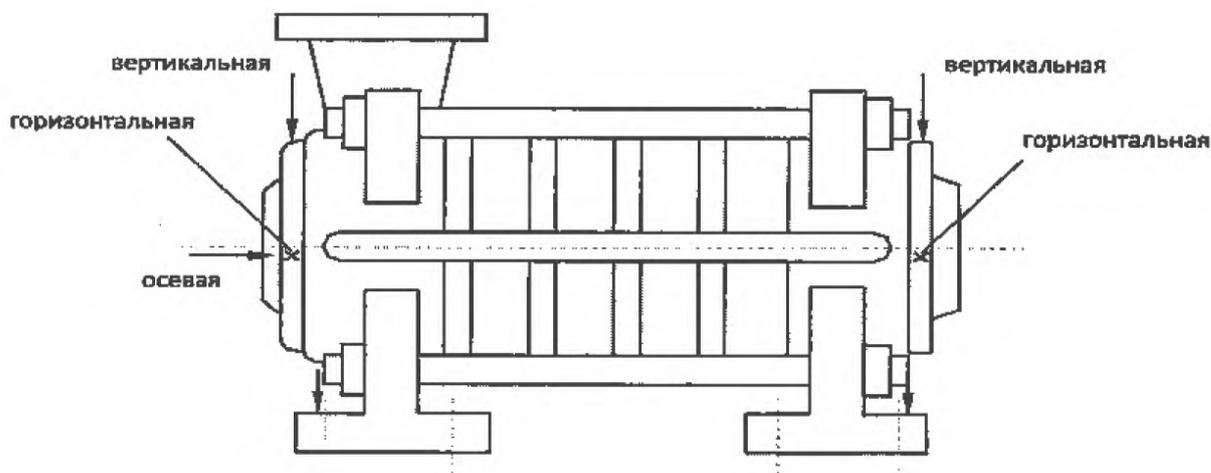


Рисунок 3.3 - Точки измерения вибрации на опорах подшипников насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов

При проведении планового и внепланового ДК МНА и ПНА и получения дополнительной информации по вибродиагностированию при оперативном контроле необходимо использовать переносную (портативную) виброаппаратуру. Каждое измерение вибрации портативной аппаратурой должно проводиться в фиксированных местах, очищенных от грязи и корпусной краски, отмеченных специальной отметкой.

При использовании портативной виброаппаратуры вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша. Горизонтально-поперечная составляющая вибрации горизонтальных НА измеряется ниже на  $(2,5 \pm 0,5)$  мм от оси вала насоса напротив середины длины опорного вкладыша.

Для оценки жесткости крепления рамы к фундаменту, вибрация измеряется на всех элементах крепления насоса к фундаменту. Измерение выполняется в вертикальном направлении на анкерных болтах (головках) или рядом с ними на фундаменте на расстоянии не более 100 мм от них.

Для оценки жесткости крепления рамы к фундаменту НА, оснащенных ВКС, измерение виброскорости выполняется в вертикальном направлении на

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

упорных площадках рамы, на амортизаторах (монтажных опорах) и на подрамнике рядом с амортизатором (монтажной опорой) на расстоянии не более 100 мм. [7]

При проведении диагностики виброаппаратура должна удовлетворять требованиям ГОСТ ИСО 2954. Кроме аппаратуры для измерения среднего квадратичного значения вибрации широко применяется универсальная виброанализирующая аппаратура с опцией измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик.

Оценка вибросостояния конкретного насоса осуществляется в соответствии с режимами его работы (подачи). С этой целью фиксируются значения вибрации при работе на нескольких эксплуатационных режимах в начальные периоды эксплуатации нового насоса или после его ремонта. По этим замерам строятся зависимости вибрации от подачи насоса.

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса строится тренд (Рисунок 3.4). На его основании осуществляется прогноз величины остаточного ресурса.

Процедура прогнозирования остаточного ресурса агрегата на основе данных об изменении уровней вибрации заключается в экстраполяции найденного тренда и определения момента пересечения его с линией предельного состояния. При увеличении количества проведенных наблюдений повышается уровень точности прогноза.

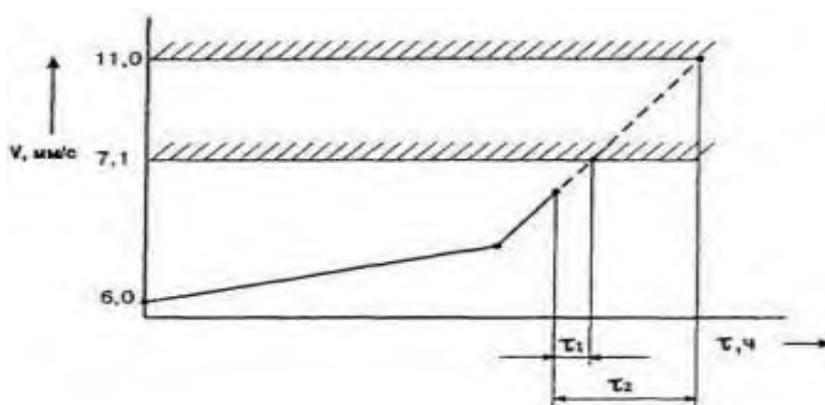


Рисунок 3.4 – График изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки

С целью получения более достоверной оценки технического состояния и остаточного ресурса отдельных деталей или узлов необходимо также построить тренд по основным спектральным составляющим, которые указывают наличие возможных дефектов насосных агрегатов. Полученный тренд применяется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса.

### 3.2 Обзор патентов по исследуемой тематике

Маслоустановка [30] полезная модель относится к устройствам, предназначенным для подачи по замкнутому контуру смазочно-охлаждающей жидкости, и может быть использована, например, в нефтяной промышленности для непрерывного смазывания и охлаждения подшипников агрегатов насосных магистральных. Маслоустановка содержит маслобак с рабочим и резервным электронагревателями и с датчиками температуры и уровня масла. Маслобак связан трубопроводами с рабочим и резервным маслонасосами, рабочим и резервным теплообменниками с возможностью принудительного воздушного охлаждения, рабочим и резервным фильтрами тонкой очистки. Также маслоустановка содержит обратные клапаны, запорную арматуру, датчик температуры, установленный на выходе масла после теплообменников с возможностью принудительного воздушного охлаждения и датчики давления,

установленные на выходе каждого маслонасоса и на выходе маслоустановки. В качестве маслонасосов использованы шестеренные насосы с частотно-регулируемыми приводами, установленные за пределами маслобака, а между маслобаком и входом каждого из маслонасосов установлен фильтр грубой очистки.

Технический результат выражается в повышении надежности маслоустановки.

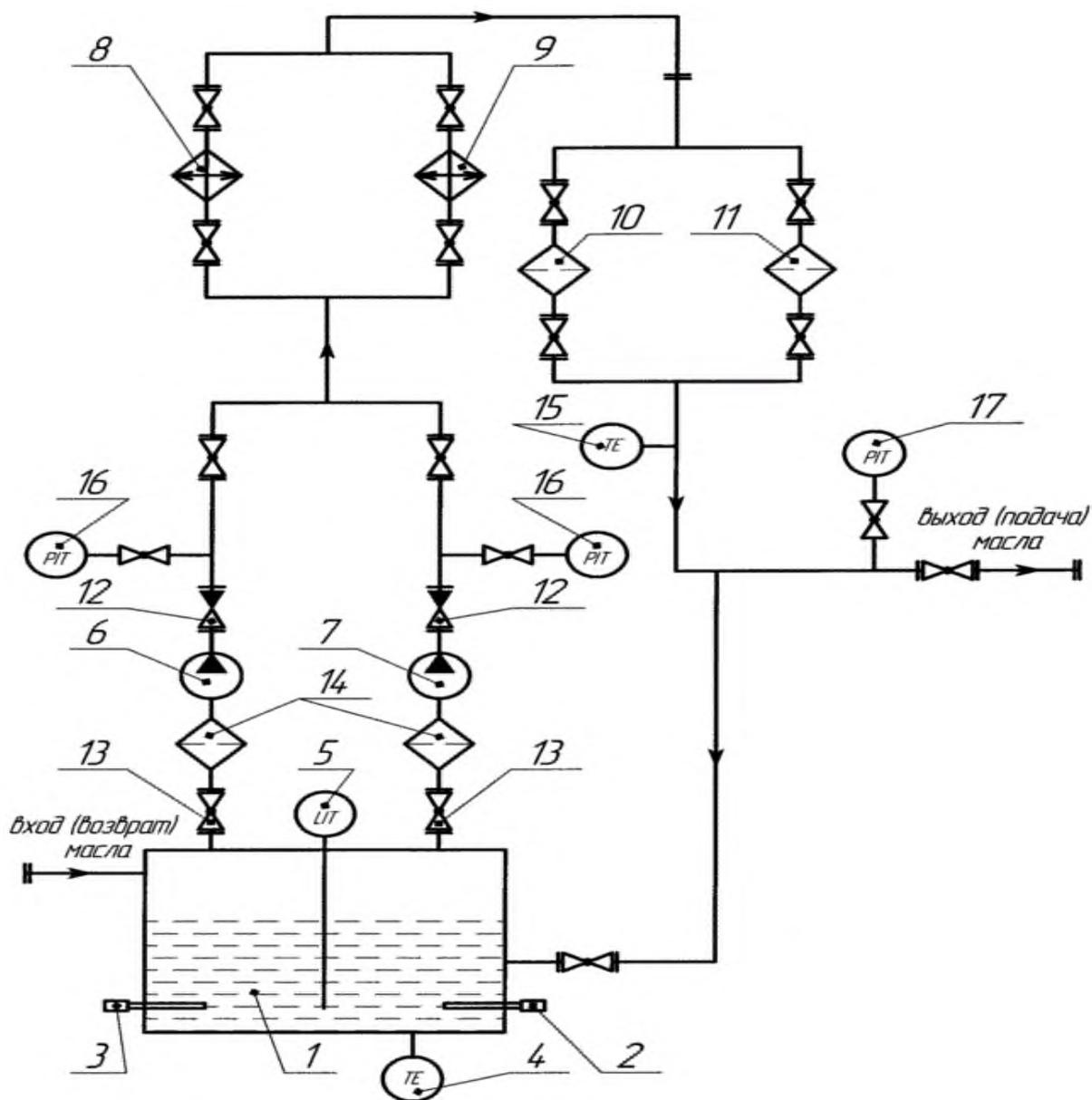


Рисунок 3.5 – Маслоустановка – маслобак; 2 – рабочий электронагреватель;

3 - резервный электронагреватель; 4 - датчик температуры в маслобаке;  
5 - датчик уровня масла; 6 – рабочий маслонасос; 7 - резервный маслонасос;  
8 - рабочий теплообменник (с возможностью принудительного воздушного  
охлаждения); 9 - резервный теплообменник (с возможностью  
принудительного воздушного охлаждения); 10 - рабочий фильтр тонкой  
очистки; 11 - резервный фильтр тонкой очистки; 12 - обратный клапан; 13 -  
запорная арматура;

14 - фильтр грубой очистки; 15 - датчик температуры на выходе  
маслоустановки; 16 - датчик давления на выходе рабочего маслонасоса;  
17 - датчик давления на выходе маслоустановки.

Согласно предложенному техническому решению маслоустановка содержит резервный электронагреватель и резервный теплообменник с возможностью принудительного воздушного охлаждения, а также содержит датчик температуры, установленный на выходе масла после теплообменников с возможностью принудительного воздушного охлаждения, и датчики давления, установленные на выходе каждого маслонасоса и на выходе маслоустановки, в качестве маслонасосов использованы шестеренные насосы с частотно-регулируемыми приводами, установленные за пределами маслобака, а между маслобаком и входом каждого из маслонасосов установлен фильтр грубой очистки.

Маслобак, трубопроводы, обратные клапаны, запорная арматура, корпуса фильтров грубой очистки и корпуса фильтров тонкой очистки могут быть выполнены из коррозионно-стойкой стали.

Производительность маслонасосов (рабочего 6 и резервного 7) может регулироваться благодаря применению шестеренных насосов с частотно-регулируемыми приводами. Частотно-регулируемый привод может изменять производительность рабочего маслонасоса 6 (или резервного маслонасоса 7)

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

в зависимости от показаний датчика давления 17, расположенного на выходе маслоустановки, компенсируя потери давления, возникающие при движении масла по узлам маслоустановки, возрастающие по мере загрязнения теплообменника с возможностью принудительного воздушного охлаждения (рабочего 8 или резервного 9) и фильтра тонкой очистки (рабочего 10 или резервного 11). Также производительность рабочего маслонасоса 6 (или резервного маслонасоса 7) можно регулировать в зависимости от интенсивности работы агрегата насосного магистрального, так как при различной интенсивности работы для эффективного смазывания и охлаждения подшипников данного агрегата насосного магистрального требуется различное количество масла, подаваемое в единицу времени. Регулировка производительности рабочего маслонасоса 6 (или резервного маслонасоса 7) может производиться вручную оператором, либо автоматически на основании сигналов, подаваемых на частотно-регулируемый привод маслонасоса (рабочего 6 или резервного 7) с приборов смазываемого узла. Благодаря применению в качестве маслонасосов (рабочего 6 и резервного 7) шестеренных насосов с частотно-регулируемыми приводами обеспечивается возможность осуществления плавного запуска маслонасосов (рабочего 6 и резервного 7), исключается возникновение гидроударов в трубопроводах маслоустановки от резкого повышения давления, способных приводить к преждевременному выходу из строя элементов маслоустановки. Кроме того, регулированием производительности маслонасосов (рабочего 6 и резервного 7) исключаются режимы работы маслоустановки, при которых давление на выходе маслоустановки достигает максимально установленного, и маслонасос отключается, затем давление снижается, и маслонасос снова резко включается на полную производительность, вызывая гидроудары и повышенную нагрузку на элементы маслоустановки, то есть повышается надежность маслоустановки. Управление режимами работы маслоустановки сопровождается открытием и закрытием соответствующей запорной арматуры 13. Устройство подачи масла [29]

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту нефти, а именно к устройствам для подачи масла к подшипникам насосного агрегата и может быть использована при принудительной смазке и охлаждении подшипников скольжения и качения магистральных насосных агрегатов, работающих в системе нефтеперекачивающей станции. Устройство подачи масла содержит емкость, напорный и переливной патрубки, трубопровод перелива и патрубков сигнализатора уровня масла с размещенным сигнализатором уровня масла, выполненного с возможностью подачи сигнала на автоматизированное рабочее место оператора нефтеперекачивающей станции, при этом емкость и трубопровод перелива оборудованы воздушниками с запорной арматурой. Техническим результатом, достигаемым при реализации заявляемой полезной модели, является повышение эффективности работы устройства подачи масла за счет контроля уровня масла в емкости, надежности работы, обеспечения стабильного давления и расхода масла, ремонтпригодности и упрощения промывки и ремонта при его обслуживании.

Технической проблемой, на решение которой направлена заявляемая полезная модель, является разработка конструкции устройства подачи масла, обеспечивающее повышение технологичности за счет добавления новых конструктивных элементов - патрубка сигнализатора уровня масла и сигнализатора уровня с выводом через систему автоматики НПС, а также повышение надежности работы устройства подачи масла за счет использования воздушников с запорной арматурой и обеспечения стабильного давления и расхода масла, подаваемого на подшипники магистральных агрегатов за счет трубопровода перелива.

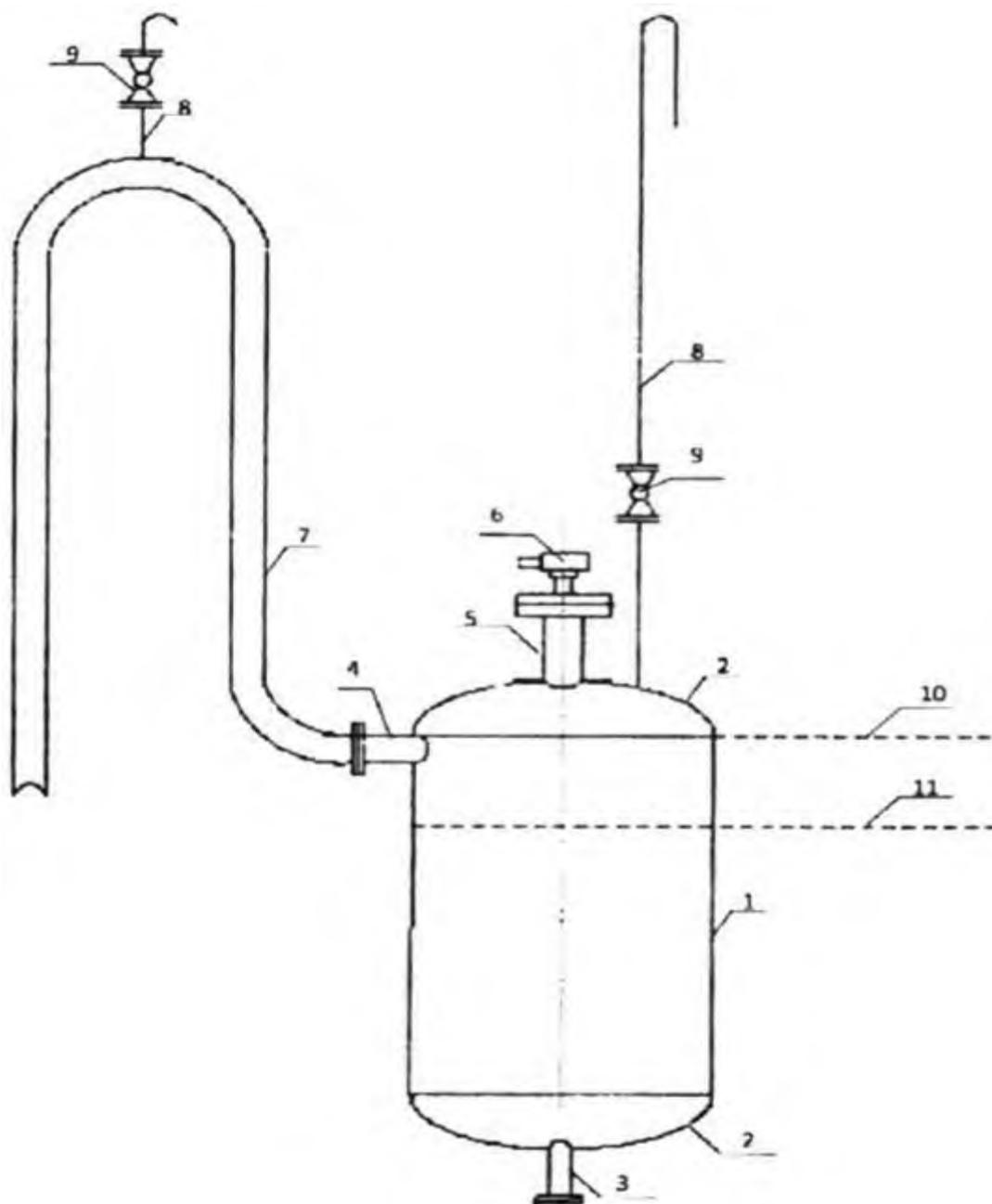


Рисунок 3.6 - Устройство подачи масла

1 - обечайка; 2 - днище эллиптическое отбортованное; 3 - напорный патрубок; 4 - переливной патрубок; 5 - патрубок сигнализатора уровня масла; 6 - сигнализатор уровня масла; 7 - трубопровод перелива; 8 - воздушник; 9 - запорная арматура; 10 - предельный уровень масла; 11 - аварийно-минимальный уровень масла.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Техническим результатом, достигаемым при реализации заявляемой полезной модели, является повышение эффективности работы устройства подачи масла за счет контроля уровня масла в емкости, надежности работы, обеспечения стабильного давления и расхода масла, ремонтпригодности и упрощения промывки и ремонта при его обслуживании.

Техническая проблема решается, а технический результат достигается тем, что устройство подачи масла содержит емкость, напорный и переливной патрубки, трубопровод перелива и патрубок сигнализатора уровня масла с размещенным сигнализатором уровня масла, выполненного с возможностью подачи сигнала на автоматизированное рабочее место оператора нефтеперекачивающей станции, причем емкость и трубопровод перелива оборудованы воздушниками с запорной арматурой.

Развитием и уточнением предлагаемой полезной модели является то, что

- объем емкости составляет не менее 0,9 м<sup>3</sup>;
- емкость имеет цилиндрическую форму и установлена вертикально;
- сигнализатор уровня масла содержит поплавков на вертикальной направляющей трубке, внутри которой расположены два герконовых датчика;
- трубопровод перелива имеет U - образную форму;
- воздушник с запорной арматурой установлен в верхней точке изгиба трубопровода перелива;
- трубопровод перелива установлен вертикально.

Центробежный насос с безззорным креплением рабочего колеса и торцовых уплотнений к валу ротора и способ улучшения характеристик насоса [31].

Группа изобретений относится к области насосов с радиальным потоком и может быть использована в различных отраслях промышленности для перекачивания, в частности, нефти. Насос содержит корпус и крышку корпуса. Между корпусом и крышкой установлен ротор, состоящий из вала и лопастного рабочего колеса.

Рабочее колесо посажено на вал посредством двухстороннего цангового зажимного устройства с коническими втулками и винтами. Торцовые уплотнения ротора посажены на вал с помощью односторонних цанговых зажимных устройств с коническими втулками и винтами. Указанные зажимные устройства представляют собой сочетание двух соосных колец с коническими рабочими поверхностями с возможностью смещения колец с помощью зажимных винтов вдоль оси вала относительно друг друга с зажимом вала. Изобретение направлено на создание центробежного насоса с улучшенными технико-экономическими характеристиками, конкретно с пониженным шумом и вибрациями, повышенными надежностью, ресурсом и КПД.

Главной общей задачей предлагаемого изобретения является создание центробежного насоса с улучшенными технико-экономическими характеристиками, конкретно с пониженным шумом и вибрациями, повышенными надежностью, ресурсом и КПД посредством ряда объединенных единым изобретательским замыслом конструктивных и технологических усовершенствований в отдельных базовых компонентах насоса.

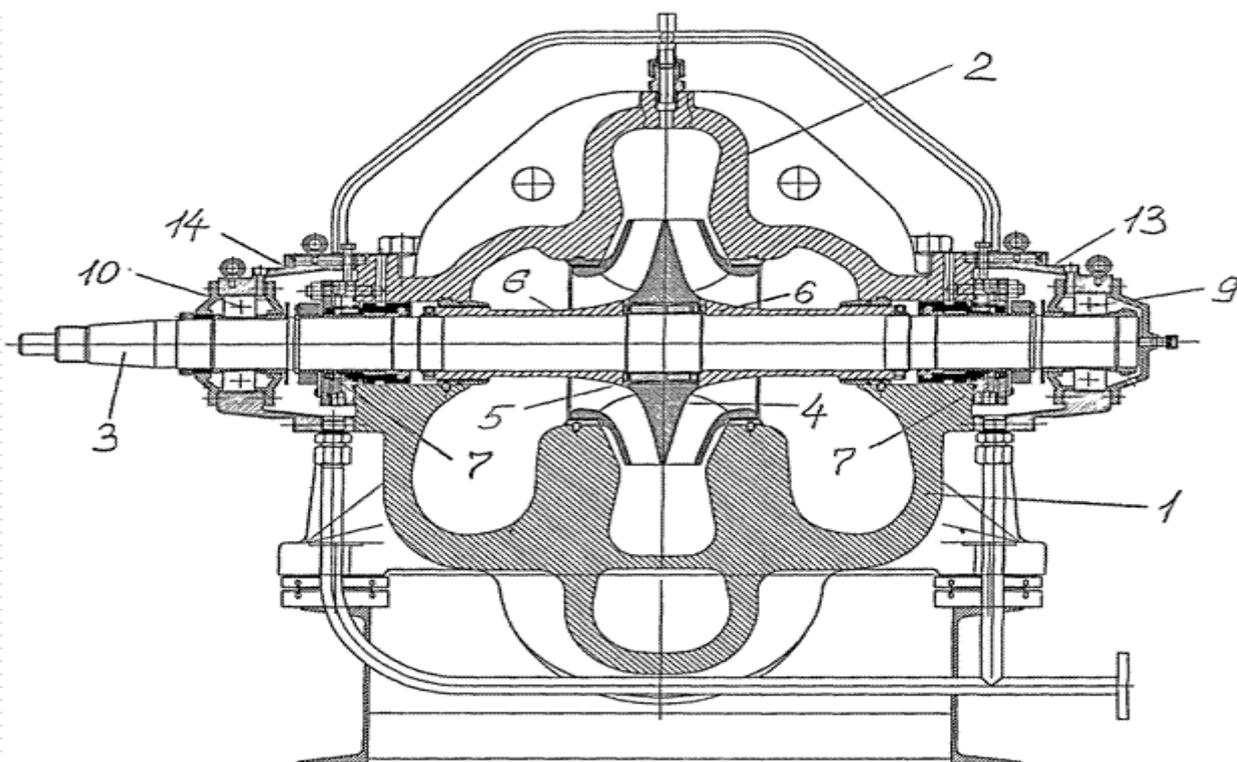


Рисунок 3.7 – Общий боковой разрез насоса

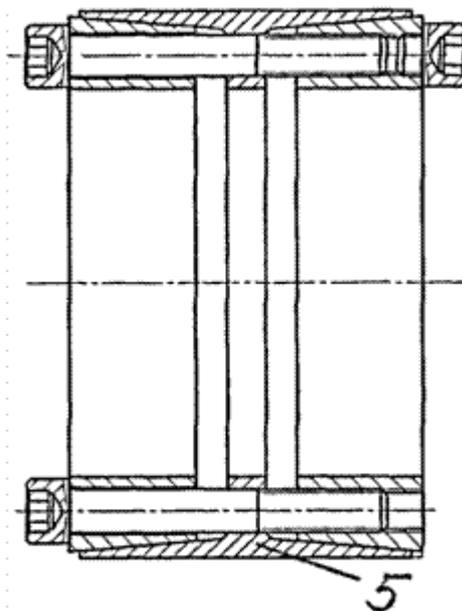


Рисунок 3.8 – Разрез двухстороннего беззазорного зажимного устройства

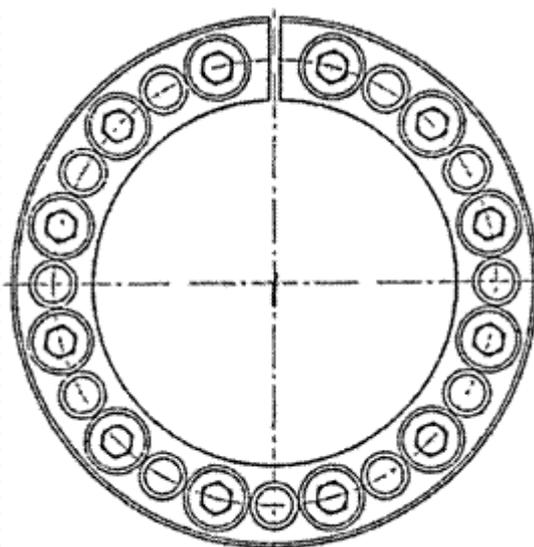


Рисунок 3.9 – Вид на зажимное устройство со стороны зажимных винтов

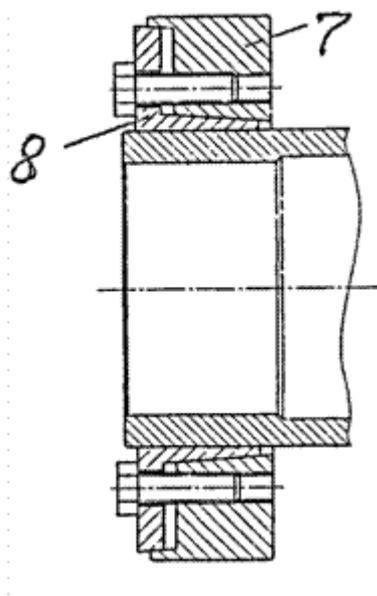


Рисунок 3.10 – Одностороннее модифицированное (сглаженные края кромок) беззазорное зажимное устройство одного из двух торцовых уплотнений вала

1 - литой корпус (с двумя полуспиральными подводами и двуспиральным отводом; 2 - литая крышка; 3 - вал ротора; 4 - рабочее колесо; 5 - двухстороннее цанговое зажимное устройство рабочего колеса на валу; 6 - фасонные втулки на вал (для формирования проточной части насоса); 7 - торцовые уплотнения;

8 - односторонние цанговые зажимные устройства торцовых уплотнений; 9 - сферический двухрядный роликовый подшипник; 10 - тороидальный роликоподшипник; 13 - корпуса трубчатого типа; 14 - корпуса подшипниковых узлов (консольных опор).

Технический эффект снижения вибраций и увеличения ресурса вала достигается за счет замены шпоночных соединений рабочего колеса с валом ротора установки, а также в местах торцовых уплотнений (изолирующих внутреннюю полость насоса от окружающего пространства) новыми модифицированными цанговыми беззазорными зажимными устройствами, представляющими собой сочетание двух соосных колец с коническими рабочими поверхностями. Кольца смещаются вдоль оси вала относительно друг друга.

Технический эффект усовершенствованной конструкции насоса достигается тем, что между корпусом и крышкой насоса установлен ротор, состоящий из вала и лопастного рабочего колеса, при этом рабочее колесо посажено на вал посредством двухстороннего цангового зажимного устройства с коническими втулками и винтами, а торцовые уплотнения ротора посажены на вал с помощью односторонних цанговых зажимных устройств с коническими втулками и винтами.

Также ротор насоса установлен во внешних по отношению к корпусу насоса консольных опорах подшипников качения двух типов: сферического двухрядного роликового подшипника, воспринимающего осевую нагрузку вала насоса, и «плавающего» тороидального роликоподшипника, оба подшипника установлены на валу на конических стяжных втулках с осевым разрезом.

Все соединения корпусов скреплены в том числе парами съемных конических штифтов с резьбовыми концами.

Технические решения по снижению вибраций насосов типа НМ 1250 – 10000 приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Технические решения по снижению вибраций насосов типа НМ 1250-10000

Факторы, влияющие на параметры вибраций		Техническое решение, снижающее вибрацию	
		Применение бесшпоночной цанговой беззазорной посадки рабочего колеса на гладкий вал	Применение торцовых уплотнений с бесшпоночной цанговой беззазорной посадкой на гладкий вал
Механические	Дисбаланс ротора	Частота $n$ и $(2n^* - \text{от шпонок})$ Снижение 15-20%	Частота $n, 2n$ Снижение от 3%
	Длина вала и его профиль	Частота $n$ и $2n^*$ Снижение 5-10%	
	Подшипниковые опоры скольжения	Частота $0,5n$ и $n^*$ Снижение 10-15%	
	Расцентровка с приводным механизмом	Частота $n$ и $2n^*$ Снижение 5-10%	
	Жесткость крепления насоса к раме	Частота $0,5n$ и $n^*$ Снижение 3-5%	

Гидродинамические	Лопастная вибрация - от числа лопастей	Частоты $k \cdot n$ ; $2 \cdot k \cdot n$ ; $4 \cdot k \cdot n$ Снижение от 10%	
	Эксплуатация насоса в нерасчетном режиме	Частота $k \cdot n$ ; $2 \cdot k \cdot n$ ; $4 \cdot k \cdot n$ Снижение от 5%	Частота $k \cdot n$ , $2 \cdot k \cdot n$ ; $4 \cdot k \cdot n$ Снижение от 3%

$n$  - частота вращения ротора, Гц (для магистральных нефтяных насосов  $n=50$  Гц=3000 об/мин вращение ротора);

коэффициент  $2n$  - от наличия шпонок в традиционных насосах;

коэффициент  $0,5n$  - от наличия подшипников скольжения в традиционных насосах;

$k$  - количество лопастей колеса (в предлагаемом варианте  $k=7$ )

Центробежный насос [32]. Изобретение относится к насосостроению. Насос содержит корпус, в котором смонтированы вал с рабочим колесом и направляющий аппарат. Корпус выполнен со спиральным отводом и включает внешний и внутренний витки с входным спиральным и выходным диффузорным участками, последовательно соединенные между собой во внутреннем витке и через обводной участок во внешнем. Сумма площадей начального поперечного сечения (ПС) внутреннего витка и обводного участка внешнего витка равна площади выходного сечения спирального участка внешнего витка, а сумма аналогичных площадей начальных ПС внешнего витка и смежного с ним диффузорного участка внутреннего витка равна площади выходного ПС спирального участка внутреннего витка. Внешний и внутренний витки разделены внутриотводной стенкой, которая в зоне смежных диффузорных участков делит их площади ПС на входе, соответственно, в соотношении  $1,5 \pm 0,15$ . Изобретение направлено на повышение КПД насоса при снижении энергозатрат на перекачивание при одновременном повышении надежности и ресурса работы насоса, что достигается за счет формы корпуса насоса с двухвитковой закруткой напорного потока перекачиваемой жидкости при найденной конфигурации

спиральных, обводного и диффузорных участков и соотношение площадей их начальных и выходных сечений.

Задача, решаемая изобретением, заключается в улучшении гидродинамических и энергетических характеристик насоса, повышении КПД, надежности и долговечности насоса при снижении энергозатрат на работу по перекачиванию жидких сред.

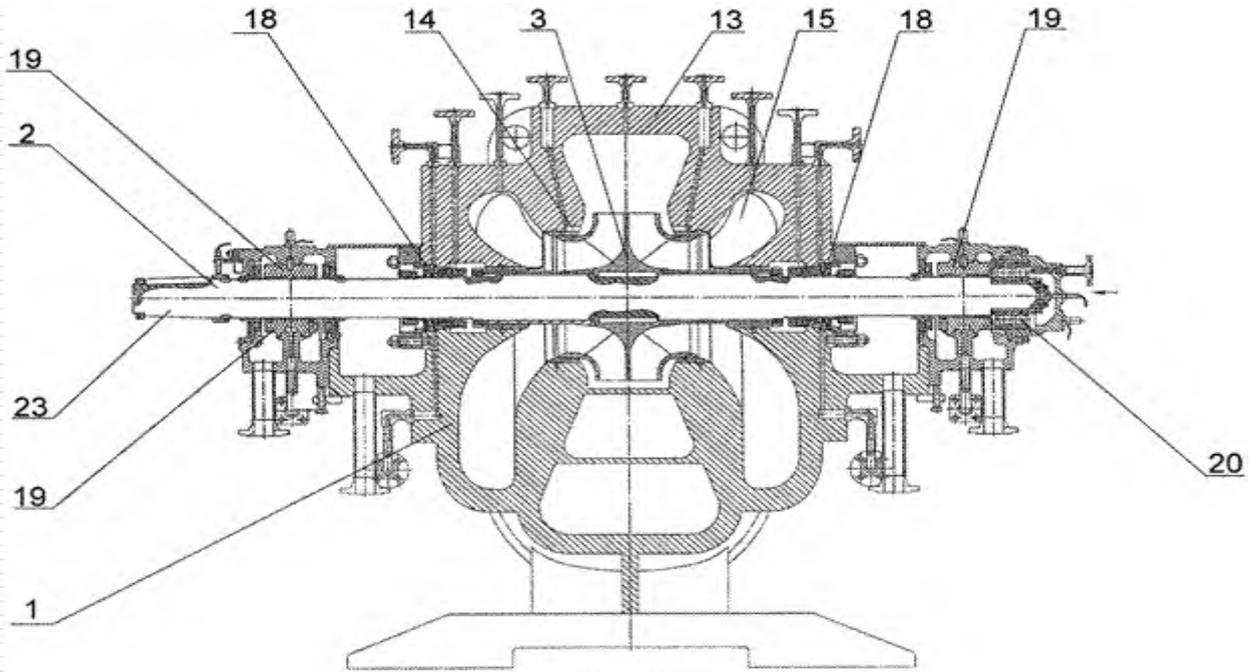


Рисунок 3.11 – Центробежный магистральный насос (продольный разрез)

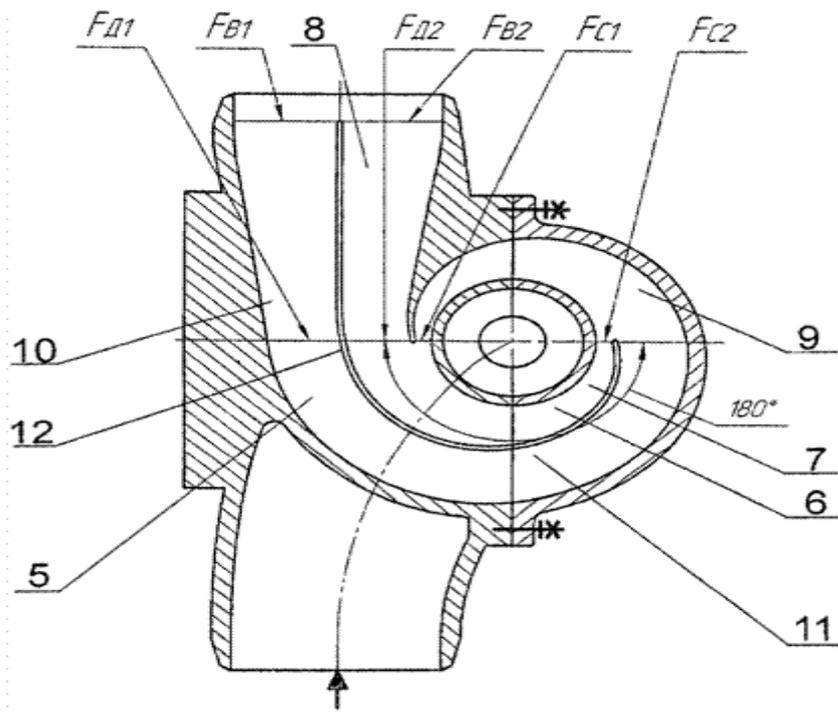


Рисунок 3.12 – Корпус центробежного нефтяного магистрального насоса с двухвитковым отводом (повернут на 90°, продольный разрез)

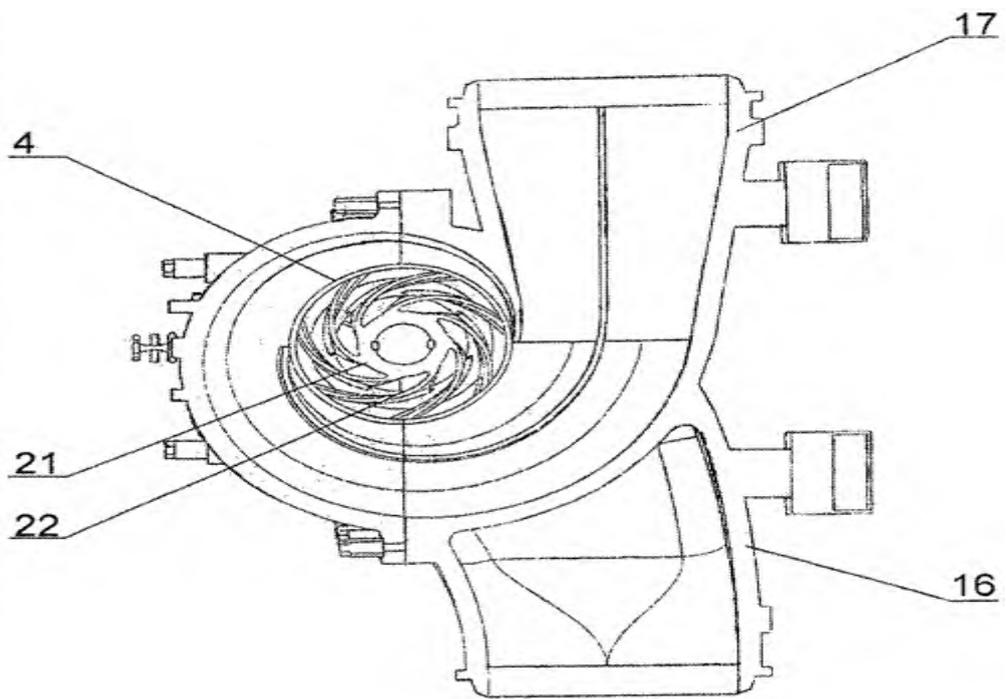


Рисунок 3.13 – Корпус центробежного нефтяного магистрального насоса с двухвитковым отводом и направляющим аппаратом (повернут на 90°, продольный разрез)

1 - корпус насоса; 2 - вал ротора; 3 - рабочее колесо; 4 - направляющий аппарат; 5,6 - внешний и внутренний витки спирального отвода;

7 - входной спиральный участок внутреннего витка; 8 - выходной диффузорный участок внутреннего витка; 9 - входной спиральный участок внешнего витка; 10 - выходной диффузорный участок внешнего витка; 11 - обводной участок; 12 - внутриотводная стенка; 13 - крышка корпуса; 14,15 - всасывающая и напорная полости; 16,17 - входной и выходной патрубки; 18 - торцовые уплотнения; 19 - гидродинамические подшипники скольжения (2 штуки, для восприятия радиальной нагрузки ротора); 20 - сдвоенный радиально-упорный подшипник качения (для восприятия остаточного осевого усилия, действующего на ротор); 21 - кольцевая платформа направляющего аппарата; 22 - лопатки со спиральной закруткой; 23 - консольный концевик для соединения с электроприводом.

Поставленная задача решается тем, что предлагаемый центробежный насос, согласно изобретению, содержит корпус, в котором смонтированы ротор в виде вала с рабочим колесом и направляющий аппарат, при этом корпус выполнен со спиральным отводом, включающим два витка - внешний и внутренний, каждый из которых имеет входной спиральный и выходной диффузорный участки, последовательно соединенные между собой во внутреннем витке и через обводной участок во внешнем, начальное поперечное сечение внешнего витка выполнено первым по ходу закрутки спирали, а внутреннего витка вторым, расположено за первым со смещением по спирали и совмещено в радиально-осевой плоскости ротора с начальным сечением обводного участка внешнего витка, при этом сумма площадей их начального поперечного сечения равна площади выходного сечения спирального участка внешнего витка, а сумма аналогичных площадей начальных поперечных сечений внешнего витка и смежного с ним диффузорного участка внутреннего витка равна площади выходного поперечного сечения спирального участка внутреннего витка, причем внешний и внутренний витки разделены внутриотводной стенкой, которая в зоне разделения участков обводного внешнего и спирального внутреннего из указанных витков выполнена спирально-цилиндрической, а в зоне смежных

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

диффузорных участков делит их площади поперечного сечения на входе в соотношении:

$$FD1:FD2=1,5\pm 0,15,$$

где FD1 и FD2 - площадь начального сечения диффузорного участка соответственно внешнего и внутреннего витков, с последующим плавным выравниванием указанного поперечного сечения до соотношения на выходе

$$FB1=FB2,$$

где  $FB1 > FD1$ ,  $FB2 > FD2$ ,

FB1 и FB2 - площади выходного сечения диффузорного участка соответственно внешнего и внутреннего витков, а рабочее колесо выполнено, предпочтительно, двухвходным;

FC1 и FC2 - площадь начального сечения спирального участка соответственно внешнего и внутреннего витков.

Корпус и крышка могут быть выполнены, предпочтительно, литыми из стали, а патрубки - под приварку к трубопроводам и направлены горизонтально, перпендикулярно оси насоса .

Центробежный насос может быть оснащен датчиками контроля температуры подшипников скольжения и температуры нефти на выходном патрубке, вибродатчиками подшипниковых узлов, не менее чем одним датчиком контроля осевых смещений ротора и датчиком контроля частоты вращения ротора.

Вал ротора с одной стороны может быть удлинен консольным концевиком для соединения с электроприводом.

Конструкция насоса может быть выполнена обеспечивающей возможность замены торцевых уплотнений без демонтажа корпусов подшипниковых опор.

Центробежный насос может быть предназначен для магистральной перекачки нефти и выполнен с возможностью подачи нефти, в том числе в диапазоне от 3000 до 8500 м<sup>3</sup>/ч при обеспечении напора от 200 до 280 м.

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		84

Технический результат, достигаемый приведенной совокупностью признаков, заключается в повышении КПД насоса при снижении энергозатрат на перекачивание нефти и нефтепродуктов при одновременном повышении надежности и ресурса работы предлагаемого насоса, что достигается за счет разработанных в изобретении формы корпуса насоса с двухвитковой закруткой напорного потока перекачиваемой жидкости при найденной конфигурации спиральных, обводного и диффузорных участков и соотношении площадей их начальных и выходных сечений, что позволяет существенно снизить гидравлические потери во внешнем и внутреннем витках отвода и обеспечивает эффективную разгрузку от радиальных сил рабочего колеса центробежного насоса.

### **3.3 Рекомендуемые мероприятия**

На основе проведенных исследований можно выделить для реализации при повышении эффективности эксплуатации магистральных насосов следующие мероприятия.

Для надежной, безаварийной и долговечной работы насосного оборудования требуется проводить качественное и своевременное техническое диагностирование при строгом соблюдении требований установленной нормативно-технической документации.

Для повышения надежности работы маслосистемы насосов можно рассмотреть ее модернизацию с помощью установки фильтров грубой очистки на выходе маслосистемы для более качественной очистки масла и частотно-регулируемого привода для плавного пуска насосов и исключения гидроударов во время пуска, а также для постоянного расхода и давления масла на входе в подшипники магистрального насоса; также возможно изменение конструкции устройства подачи масла, благодаря чему происходит контроль уровня масла в емкости через автоматику НПС, обеспечение стабильного давления и расхода масла за счет трубопровода перелива, ремонтпригодности и упрощения промывки и ремонта при обслуживании.

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		85

Для снижения шума и вибраций МНА можно предложить модернизировать конструкцию посадки на вал рабочего колеса и торцовых уплотнений при помощи цанговых зажимов с безззорным креплением.

При данной технологии возможно снижение дисбаланса ротора на 5 - 10%, снижение шума и вибраций на подшипниковых опорах на 10 -15% по сравнению со шпоночной посадкой.

Также возможно принять к рассмотрению изобретение центробежного насоса с совокупностью признаков, направленных на повышение КПД насоса при сокращении энергозатрат на перекачку с одновременным повышением надежности и ресурса работы за счет измененной формы корпуса с двухвитковой закруткой напорного потока, измененной конструкции, обеспечивающей возможность замены торцовых уплотнений без демонтажа корпусов подшипников. Данный подход является наиболее финансово-затратным и требующим более детальной проработки.

					Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		86

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСурсОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСурсОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Потенциальные потребители результата

Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

*Целевой рынок* – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. К данному исследованию, к целевому рынку относятся заводы по производству насосов и насосного оборудования, а также мелкие предприятия поставляющие изделия по индивидуальному заказу.

*Сегментирование* – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Сегментировать рынок услуг по разработке узла подшипника можно по следующим критериям: размер компании-заказчика, свойство узла (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке подшипниковых узлов

		Свойства узла подшипника	
		Качество	Количество
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		
	ПАО «Газпромнефть»		
	ПАО «НК «Роснефть»,		
	ПАО «Транснефть»		

По таблице видно, какие ниши на рынке услуг по разработке проектов

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСурсОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСурсОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>								87	127
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>									
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А			

узлов подшипника не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Результат сегментирования: Завод по производству насосного оборудования, так как цель проекта улучшить эксплуатационные характеристики изделия.

#### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов регулирования мощности узла подшипников, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 4.2. Где:

- «Р» — узел подшипника отечественного производства;
- «К» — узел подшипника зарубежных аналогов;
- «С» – узел подшипника подпольное производство;

Таблица 4.2 – Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Р	К	С	Р	К	С
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. КПД	0,45	5	4	4	2,25	0,18	0,15
2. Расход электроэнергии	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,5
3. Бесперебойность работы	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,3
4. Надежность	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,25
5. Устойчивость к высоким температурам	0,04	4	4	2	0,16	0,16	0,16
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Габариты	0,04	5	5	3	0,2	0,2	0,1

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Р	К	С	Р	К	С
1	2	3	4	5	6	7	8
2. Цена	0,02	5	3	3	0,1	0,06	0,8
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>4,81</b>	<b>3,75</b>	<b>2,66</b>

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,45 \times 5 = 2,25$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_j$  – балл показателя.

В результате анализа конкурентных технических решений можно сделать вывод, что наибольшим преимуществом обладает отечественный узел подшипника.

#### 4.3 SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (табл. 4.3).

Таблица 4.3 Матрица SWOT

						Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие бюджетного финансирования; С2. Расчет толщины масляного слоя,	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие возможности проверки результатов исследования с помощью практических опытов;
						ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСурсОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			Лист 89

	<p>обеспечивающего жидкостное трение, при заданных условиях работы насоса;</p> <p>С3. Наличие данных по анализу виброперемещений при работе подшипникового узла;</p> <p>С4. Отсутствие необходимости закупки материалов и комплектующих;</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл2. Допущения, производимые при расчетах;</p> <p>Сл3. Отсутствие учета износа поверхностей трения вала и подшипников;</p> <p>Сл4. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с результатами исследования;</p> <p>Сл5. Неоднозначность в определении причин вибрации.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем центробежных насосов;</p> <p>В3. Сотрудничество с предприятием, эксплуатирующим исследуемый центробежный насос;</p> <p>В4. Получение гранта для дальнейших исследований;</p> <p>В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.</p>		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4.4, табл. 4.5, табл. 4.6, табл. 4.7.



Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	+	-	+
	У3	0	0	0	-	+
	У4	-	+	+	-	+
У5	0	-	-	0	-	

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2Сл3Сл4Сл5, У2Сл1Сл2Сл3Сл5, У3Сл5, У4Сл2Сл3Сл5.

Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе (табл. 4.8).

Таблица 4.8 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Наличие бюджетного финансирования;</p> <p>С2. Расчет толщины масляного слоя, обеспечивающего жидкостное трение, при заданных условиях работы компрессора;</p> <p>С3. Наличие данных по анализу виброперемещений при работе подшипникового узла;</p> <p>С4. Отсутствие необходимости закупки материалов и комплектующих;</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие возможности проверки результатов исследования с помощью практических опытов;</p> <p>Сл2. Допущения, производимые при расчетах;</p> <p>Сл3. Отсутствие учета износа поверхностей трения ротора и подшипников;</p> <p>Сл4. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с результатами исследования;</p> <p>Сл5. Неоднозначность в определении причин вибрации.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятием-</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</b></p> <p>В1С1С5 – использование инновационной</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</b></p> <p>В2Сл5 – предприятие-изготовитель, возможно, не будет заинтересовано в</p>

<p>изготовителем центробежных насосов;  В3. Сотрудничество с предприятием, эксплуатирующим исследуемый центробежный насос;  В4. Получение гранта для дальнейших исследований;  В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.</p>	<p>инфраструктуры ТПУ для проведения научного исследования предполагает возможности для реализации бюджетного финансирования с вовлечением квалифицированного персонала;  В2С3С4 - Сотрудничество с предприятием-изготовителем позволяет провести более глубокое исследование причин повышенной вибрации при использовании материалов и оборудования предприятия-изготовителя;  В3С2С3С4 - Сотрудничество с предприятием, эксплуатирующим насос, подразумевает практическое подтверждение или опровержение результатов расчетов, более глубокое исследование причин повышенной вибрации при проведении исследований на предоставленном предприятии оборудовании;  В4С4С5 - Отсутствие необходимости закупки материалов и комплектующих подразумевает незначительные размеры требуемых капиталовложений, что, как и высокая квалификация персонала, увеличивает возможности получения гранта;  В5С3С4 – конкурентные исследования могут не обладать результатами анализа вибрации подшипников, что может повлечь за собой</p>	<p>сотрудничестве по поиску решений, исключаящих вибрацию, при неоднозначном определении ее причин;  В3Сл2Сл3Сл5 - предприятие, эксплуатирующее насос, может не быть заинтересованно в исследовании проблемы, причины которой неоднозначно обозначены, допускающем некоторые упрощения при расчетах и исключаящем учет некоторых факторов.  В4Сл1Сл2Сл4Сл5 – для получения гранта важны возможности практического применения результатов исследования, следовательно, исходные данные для расчетов должны соответствовать условиям эксплуатации насоса.</p>
---	--	---

	дополнительные расходы на его проведение.	
--	---	--

<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на результаты исследования;  У2. Развитая конкуренция технологий;  У3. Снижение бюджета на исследование;  У4. Недостаточная точность расчетов, обусловленная упрощениями при их проведении;  У5. Отсутствие экономической обоснованности применения результата исследования.</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:</b>  У2С3 – конкурентные исследования могут обладать более точными данными по анализу виброперемещения, что может позволить провести более глубокий анализ и точно определить причину вибрации;  У4С2 – при проведении расчета толщины масляного слоя производились допущения и упрощения, что снижает точность расчетов.</p>	<p><b>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:</b>  У1Сл1Сл2Сл3Сл4Сл5 - отсутствие спроса на результаты исследования может быть обусловлено влиянием на точность расчетов упрощений и допущений, а также проблемы проверки потенциальными потребителями результатов исследования на своих агрегатах;  У2Сл1Сл2Сл3Сл5 – конкурентные исследования могут быть проведены с более высокой точностью и более глубоким анализом причин вибрации;  У3Сл5 – снижение бюджета может быть обусловлено недостаточностью анализа проблемы;  У4Сл2Сл3Сл5 - недостаточная точность расчетов может быть обусловлена влиянием на точность расчетов упрощений и допущений, а также неверным определением причин исследуемой проблемы.</p>
---	--	---

**Вывод:** данный вид исследования имеет высокую актуальность, что приведет к созданию конкуренции зарубежным разработкам и повысит количество заинтересованных заказчиков.

					<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,  РУСРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		94

#### 4.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей (таблица 4.9):

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для усовершенствования конструкции подшипников	Инженер
	6	Проведение расчетов толщины масляного слоя в подшипниках центробежного насоса, обеспечивающей их работу в режиме жидкостного трения	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Инженер

#### 4.5 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі}=(3t_{mini}+2t_{maxi})/5,$$

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

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

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi}=t_{ожі}/ Ч_i,$$

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

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

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

#### 4.5.1 Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

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

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}},$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = T_{\text{кал}} / (T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}),$$

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

$T_{\text{вых}} = 104$  – количество выходных дней в году;

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

$$k_{\text{кал}} = 365 / (365 - 104 - 14) = 1,48.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сводим в таблицу (табл. 4.10).

Таблица 4.10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{max}}$ , чел-дни	тож, чел			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	

Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руков.	2	3
Выбор направления исследования	8	12	9,6	Руков.	10	15
Подбор и изучение литературы по теме	7	14	9,8	Инж.	10	15
Календарное планирование работ по теме	1	3	1,8	Руков. Инж.	1	2
Поиск необходимых технических решений для усовершенствования конструкции подшипников	12	16	13,6	Инж.	14	21
Проведение расчетов толщины масляного слоя в подшипниках центробежного насоса, обеспечивающей их работу в режиме жидкостного трения	3	7	4,6	Инж.	5	8
Оценка результатов исследования	3	9	5,4	Руков. Инж.	6	9
Составление пояснительной записки	7	14	9,8	Руков. Инж.	10	15

На основе таблицы 4.10 строим план-график:

Таблица 4.11 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнитель и	Тк <sub>и</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ														
				Фев.		Март			Апрель			Май						
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
1	Составление ТЗ	Руков.	3	■														
2	Выбор направления	Руков.	15	■	■	■												
3	Изучение литературы	Инж.	15			□	□											
4	Планирование работ	Руков. Инж.	2					■										
5	Поиск технических решений	Инж.	21					□	□									
6	Проведение расчетов	Инж.	8									□						

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----



	обеспечивающей их работу в режиме жидкостного трения			
7	Оценка результатов исследования	Руководитель , Инженер	5,4	4,06
8	Составление пояснительной записки	Руководитель , Инженер	9,8	4,06

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} ,$$

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

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

$$Z_{доп}=0,15*Z_{осн}.$$

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

$$Z_{осн} = T_p * Z_{дн}$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн}=(Z_m*M)/F_d,$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСурсОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		100

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	104	104
- выходные	14	14
- праздничные		
Потери рабочего времени	48	72
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p,$$

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

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $Z_{тс}$ );

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

Таблица 4.14 – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	33162,87	0,3	0,2	1,3	51734,08	2677,7	29	77653,3
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	2121,6	46	97593,6
Итого Зосн								175246,9

#### 4.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} * (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).  
 Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

Таблица 4.15 – отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель	77653,3	11647,99
Инженер	97593,6	14639,04
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Отчисления во внебюджетные фонды, руб.	60460,179	

#### 4.5.4 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;
- сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов испытаний (исследований).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх}i}$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$Ц_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T = 0,15$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Масло ТП22	кг	50	53	3047,5
Ветошь	кг	10	29,40	338,1
Перчатки трикотажные	пара	6	15	103,5
Итого				3489,1

#### 4.5.5 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования

производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в табл. 20.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в табл. 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1.	Стенд для испытания узла подшипника	1 шт.	400000	400000
2.	Установка маслоснабжения	1 шт.	150000	150000
Итого:				550000

#### 4.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

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

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

В данную статью включаем материальные затраты, специальное оборудование, основную и дополнительную платы исполнителям, отчисления во внебюджетные организации.

Наименование затрат	Сумма, руб.
---------------------	-------------

Материальные затраты	3489,1
Затраты на специальное оборудование	550000
Основная зп.	175246,9
Дополнительная зп.	26314,03
Отчисления во внебюджетные организации.	60460,179
Итого:	163102,05

#### 4.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.18.

Таблица 4.18 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты НТИ	3489,1
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	550000
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	175246,9
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26287,03
Отчисления во внебюджетные фонды	60460,179
Накладные расходы	163102,05
Бюджет затрат НТИ	978585,251

#### 4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу

расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Разработка НИ ТПУ
2. ПАО «Газпром»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}},$$

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{978585,251}{1500000} = 0,65$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{1500000}{1500000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{1100000}{1500000} = 0,75$$

$\Phi_{\text{pi}}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги). В данном случае принимаем максимальную стоимость проекта и стоимость  $i$ -го варианта исполнения равными.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливаем 10-ти бальную шкалу оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (табл. 24).

Таблица 4.19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	9	8
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	10	7
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5
4. Энергосбережение	0,20	5	5
5. Надежность	0,25	8	6
6. Материалоемкость	0,15	10	8
ИТОГО	1	47	39

$$I_{p-исп1} = 9*0,1 + 10*0,15 + 5*0,15 + 5*0,2 + 8*0,25 + 10*0,15 = 9,15;$$

$$I_{p-исп2} = 8*0,1 + 7*0,15 + 5*0,15 + 5*0,2 + 6*0,25 + 8*0,15 = 6,3$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}} = 9,15$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. табл. 4.20) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (Э<sub>ср</sub>):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 4.20 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	9,15
3	Интегральный показатель эффективности	9,15
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

## Выводы по разделу

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

- Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;
- При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 75 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 46 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 29;
- Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 978580,209 руб;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,65 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
- Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 9,15, по сравнению с 6,3;
- Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 9,15 и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РУСурсОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		109



## Специальные правовые нормы трудового законодательства

Магистральные трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительная часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [5].

Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. [6]

При эксплуатации сосудов, работающих под давлением, следует руководствоваться нормативными документами, ежегодно утверждаемого Госгортехнадзором России Перечня действующих нормативных документов Госгортехнадзора России.

## Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		111

Рабочая зона (операторная НПС) – пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся места постоянного или временного (непостоянного) пребывания работников, соответствующее требованиям СП 2.2.3670-20.

Площадь помещения для одного работника вне зависимости от вида выполняемых работ должна составлять не менее 4,5 м. На рабочем месте, предназначенном для работы в положении сидя, производственное оборудование и рабочие столы должны иметь пространство для размещения ног высотой не менее 600 мм, глубиной - не менее 450 мм на уровне колен и 600 мм на уровне стоп, шириной не менее 500 мм. Для лиц, работающих 12 и более часов (при наличии перерыва на сон), должно быть оборудовано место для сна и принятия горячей пищи.

## 5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

### Анализ вредных и опасных производственных факторов.

#### Мероприятия по снижению их воздействия

На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ) [3], которые разделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. В таблице 26 указаны возможные опасные и вредные производственные факторы, воздействию которых подвергаются рабочие при выполнении работ в насосном блоке нефтеперекачивающей станции.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте (насосный блок нефтеперекачивающей станции)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 [4]
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [5]

Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [6]
Повышенный уровень локальной вибрации	СанПиН 2.2.4.3359-16 [7]
Длительное сосредоточенное наблюдение	ГОСТ 22269-76 [8]
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88; СНиП 41-01-2003 [9]
Ударные волны воздушной среды	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [10]
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ [11]
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ [12]
Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" [13]
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Минтруда России от 16.11.2020 № 782н [14]

Проанализируем возможные опасные и вредные факторы из таблицы 5.1 и определим мероприятия по устранению их воздействия.

*1 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения*

Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Освещенность зоны выполнения работ должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ, освещенность периферийной зоны, не менее 50 лк. Равномерность распределения освещенности 0,50.

Для устранения недостатка освещенности устанавливаются осветительные установки. Осветительная установка удовлетворяет требованиям норм, если измеренная средняя освещенность освещаемой зоны или помещения не менее нормируемого значения.

### *2. Повышенный уровень шума*

Источниками шума в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем.

При воздействии шума повышается утомляемость, а также происходят изменения в органах слуха. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Уровень шума регламентируется согласно СП 51.13330.2011. Для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука  $\leq 80$  дБА. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051. Основные применяемые меры:

- средства коллективной защиты (расположение оборудования, применение звукоизолирующих материалов);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники);
- дистанционное управление оборудованием;
- своевременный ремонт оборудования.

### *3. Повышенный уровень общей вибрации*

Источниками вибрации в насосном зале также являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем.

Под действием вибрации у человека возникает вибрационная болезнь.

									Лист
									114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				

При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы. У рабочих виброопасных профессий с большим стажем возникают невриты слуховых нервов и даже понижение слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Виброзащита включает в себя: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов, средств индивидуальной защиты (виброизолирующая обувь, виброизолирующие перчатки).

#### *4. Повышенный уровень локальной вибрации*

Источниками локальной вибрации, передающейся через руки работающего, являются насосные установки, трубопроводы, ручной ударный и электроинструмент.

Повышенная локальная вибрация может приводить к нарушениям потоков крови в периферических сосудах рук, неврологических и локомоторных функций кисти и всей руки.

Нормируемым показателем вибрации на рабочем месте является эквивалентное скорректированное виброускорение за рабочую смену  $A$  ( $2,0 \text{ м/с}^2$ ), эквивалентный скорректированный уровень виброускорения за рабочую смену  $L_A$  (126 дБ), измеренное по осям  $X_L$ ,  $Y_L$ ,  $Z_L$ .

Масса вибрирующего оборудования или его частей, удерживаемых руками, не должна превышать 10кг, а усилие нажима – 20кг.

Для снижения уровня локальной вибрации применяют виброгасители, виброизоляторы, рукояти ручного и электроинструмента с демпфирующим покрытием.

#### *5. Длительное сосредоточенное наблюдение*

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		115

Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе. Допускаемое отклонение от этой плоскости - не более 45°; допускаемый угол отклонения линии взора от нормальной - не более 25° для стрелочных индикаторов и 30° для индикаторов с плоским изображением.

В результате систематических нагрузок у человека появляется переутомление, снижение внимания. Проявления переутомления могут быть разными: нарушения сна, головные и мышечные боли, сердцебиение, слабость, подавленность, плохая сопротивляемость инфекциям.

*б. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего*

При нагревающем микроклимате у человека могут проявляться следующие поражения: тепловой удар, солнечный удар, судорожная болезнь или тепловые судороги, вызываемые длительным воздействием высокой температуры воздуха и теплового излучения.

Переохлаждения способствуют формированию различных воспалительных заболеваний внутренних органов, например цистит, пиелонефрит, артрит. Наиболее распространенными являются заболевания органов дыхания (ОРЗ, бронхит, пневмония).

В помещении операторной должны соблюдаться оптимальные величины параметров воздуха согласно ГОСТ 12.1.005-88:

- температуры 21 - 23°С в холодный период года, 22 - 24°С - в теплый;
- относительной влажности - 40 - 60%;
- скорости движения - 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с - в теплый.

Микроклимат в помещении операторной согласно СНиП 2.04.05-91\* поддерживается отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией и кондиционированием. Для повышения влажности воздуха в помещениях с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		116

ПЭВМ следует применять увлажнители воздуха, заправляемые ежедневно дистиллированной или прокипяченной питьевой водой.

*7. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего*

Наличие твёрдых, жидких и газообразных частиц в воздухе внутренних помещений являются причинами хронической обструктивной болезни легких (ХОБЛ). Также все виды частиц могут вызвать термические или химические ожоги.

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съёмными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

Обязательно использование защитной спецодежды, каски, очков и перчаток.

*8. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий*

Поражение электрическим током вызывает ожоги, разрыв тканей человека, повышение хрупкости костей, а также поражение сердца и головного мозга.

По способу защиты человека от поражения электрическим током изделия систем управлением соответствуют классам 1 и 2 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения  $U=220$  В) и классу 3 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения 24 В).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		117

Для предотвращения возникновения зарядов статического электричества согласно ГОСТ 12.1.018-93 все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Сопротивление защитного устройства от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

#### *9. Ударные волны воздушной среды*

Соприкосновение с воздушной массой может вызвать ожоги или обморожения тканей организма человека. При взрыве работающий может получить травмы отдельных частей тела, вплоть до потери конечностей или летального исхода.

Мероприятия по защите включают: четкое соблюдение инструкций по безопасности, применение специальной одежды и СИЗ (каска, очки, перчатки).

Газовыделение при срабатывании предохранительного устройства и нарушение герметичности оборудования нефтеперекачивающих агрегатов ведет к появлению в рабочей зоне взрывоопасных газов. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м<sup>3</sup>.

#### *10. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним*

Жидкость под давлением представляет собой режущий инструмент. При неправильной эксплуатации можно получить гидродинамическую травму, разрыв тканей и перелом костей.

Насосные агрегаты нефтеперекачивающей станции работают под избыточным давлением перекачиваемой жидкости (до 55 кгс/см<sup>2</sup>), поэтому при эксплуатации должны строго соблюдаться правила безопасности.

Средства защиты от избыточного давления: спецодежда, очки, каска, предохранительные клапаны, информационные таблички, строгое соблюдение инструкций.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		118

## *11. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты*

При обслуживании и ремонте насосного оборудования, технологических трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и другого оборудования может возникнуть риск падения работающего с высоты.

Падение рабочего с высоты ведет к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

Меры защиты от падения с высоты включают:

а) применение защитных ограждений высотой 1,1 м и более, обеспечивающих безопасность работника от падения на площадках и рабочих местах;

б) применение инвентарных конструкций лесов, подмостей, устройств и средств подмащивания, применением подъемников (вышек), строительных фасадных подъемников, подвесных лесов, люлек, машин или механизмов;

в) использование средств коллективной и индивидуальной защиты (ограждения, защитные сетки, знаки безопасности, каска, перчатки, страховочная привязь с карабином, стропы, анкерные элементы крепления).

## **5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

### **Воздействие на гидросферу**

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, запрещено сбрасывать сточные воды на рельеф. Для этого сооружаются специальные амбары, используют специальную технику, для выкачки и вывоза и дальнейшей утилизации сточных вод, использованного насосных масел и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		119

### **Воздействие на литосферу**

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо -и микрофауны и микрофлоры). Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Поэтому применяются методы рекультивации, которые основываются на удалении нарушенных или загрязненных горизонтов, нанесении на поверхность плодородного почвенного слоя.

### **Воздействие на атмосферу**

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м<sup>3</sup>. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

- Проверка оборудования на прочность и герметичность;
- Соблюдение правил эксплуатации;
- Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
- Оснащение насосного зала системой контроля загазованности.

### **Воздействие на селитебную зону**

Поскольку большое количество трубопроводов проходит довольно близко к населенным пунктам и городам, то существует большой риск загрязнения прилегающих территорий (рек, озер, почвы, пахотных земель) и неблагоприятное воздействие разлившихся нефтепродуктов и паров нефти на жизнь и здоровье людей, птиц, зверей, домашних животных. При

									Лист
									120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				

проектировании трубопроводов и нефтеперекачивающих станций их стараются располагать в удалении от населенных пунктов. С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения насосных агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

## 5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

*Чрезвычайная ситуация* — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей.

Возможные ЧС на нефтеперекачивающей станции:

- природные катастрофы (наводнения, цунами, ураганы и т.д.);
- геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории);
- техногенные аварии (розливы нефти и нефтепродуктов, пожар, отключение электроэнергии, взрыв паровоздушной смеси).

*Наиболее вероятная ЧС* – взрыв паровоздушной смеси в помещении насосной в случае разлива нефти.

Для принятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварий ответственный руководитель создает оперативный штаб. При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить об отключении начальнику смены, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- проверить включение в работу систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения);

									Лист
									121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				

- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений;
- пожарной охраны (переносные и передвижные огнетушители, пожарные краны и средства обеспечения их использования, пожарный инвентарь, покрывала для изоляции очага возгорания, генераторные огнетушители аэрозольные переносные);
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83.

Класс пожара в случае возгорания насосной станции – В2, горение неполярных жидкостей, которые являются легковоспламеняемыми и/или горючими; под воздействием высоким температур они имеют свойство плавиться. Сюда относятся масла, бензин, мазут, керосин, ряд полимерных материалов.

### **Вывод по разделу**

Насосный зал нефтеперекачивающей станции относится ко 2 группе помещений с повышенной опасностью поражения электрическим током, к обслуживанию которой допускается квалифицированный персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже 2.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		122

Критерии классификации условий труда на рабочем месте устанавливаются предусмотренной частью 3 статьи 8 настоящего Федерального закона методикой проведения специальной оценки условий труда.

Категория тяжести труда по СанПиН 1.2.3685-21 Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением с энерготратами 140-174 Вт).

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», насосный зал НПС относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [17] и относится к объектам 1 категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду [18].



### Список используемых источников

1. РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.
2. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
3. Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188 "Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки".
4. Адоевский А.В. Теория для расчета нестационарных процессов в нефтепроводах, оборудованных ССВД. Изв. вузов, Нефть и газ, 2015
5. ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
6. Ильин Н.П., Калачникова И.Г. Наблюдение за самоочищением почв от нефти в средней и южной тайге. –М.; 1982.–С. 245-258.
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. –Введ. 30.06.2002. –М.: Стандартинформ, 2006. –17 с.
8. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"
9. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

					Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Симакин С.Н.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				125	127
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			Список используемых источников Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

10. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147 с.

11. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.

12. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

13. Лепешкин, А.В. Гидравлические и пневматические системы / А.В. Лепешкин, А.А. Михайлин: под общ. ред. Ю.А. Беленкова – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 336 с.

14. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – 336 с

15. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

16. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

17. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

18. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).

19. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Поправками).

20. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		126

21. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

22. ГОСТ 12.3.046-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования

23. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

24. ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.

25. Чернавский С.А. Подшипники скольжения: Москва, Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы. 1963.

26. РД-75.200.00-КТН-119-16 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС" 23.12.2019 ПАО "Транснефть"

27. Инструкция по эксплуатации НПС 2017г.

28. Герасименко С.С., Иванов А.А. Подшипники герметичных насосов; Академия наук Белорусской ССР (АН БССР), Институт ядерной энергетики. – Минск: Наука и техника, 1989. – 159 с.

29. <https://www1.fips.ru/about/vptb-otdelenie-vserossiyskaya-patentno-tekhnicheskaya-biblioteka/patentnyy-poisk.php>

30. [https://yandex.ru/patents/doc/RU185202U1\\_20181126](https://yandex.ru/patents/doc/RU185202U1_20181126)

31. <http://allpatents.ru/company/5812.html>

32. [https://yandex.ru/patents/doc/RU2448275C1\\_20120420](https://yandex.ru/patents/doc/RU2448275C1_20120420)