



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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «Раскино»

УДК 622.692.5-049.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗА	Мартынов М.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ТХНГ	Радюк К.Н.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа  
Период выполнения (осенне / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

УТВЕРЖДАЮ:  
И. о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Бурков П.В.)

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

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Мартынову Максиму Викторовичу

Тема работы:

«Анализ условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «Раскино»»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2820/с от 19.04.2017 г.
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <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>	Объект исследования – насос НМ 10000-210, имеющий следующие характеристики: подачу 10000 м <sup>3</sup> /ч, напор 210 м. Инженерный расчет с целью диагностирования текущего состояния насоса по фактическим значениям эксплуатационных характеристик.
--	---

<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>1. Обзор насоса НМ 10000-210, установленного в насосном цехе нефтеперекачивающей станции «Раскино»</p> <p>2. Расчет фактический технических эксплуатационных характеристик насоса НМ 10000-210 по собранным данным после проведенного капитального ремонта.</p> <p>3. Оценка текущего состояния исследуемого объекта на основе расчета диагностирования, и на основе этой информации дать рекомендации по его техническому обслуживанию и ремонту.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Нет</p>

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

Раздел	Консультант
Введение	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Обзор литературы	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Расчетная часть	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры ЭПР, к.э.н. Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Инженер, к.т.н. Грязнова Е.Н.
Заключение	Ассистент кафедры ТХНГ Радюк К.Н.

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

На русском языке: реферат, обзор литературы, расчетная часть, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	30.04.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Радюк К.Н.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Мартынов М.В.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3А	Мартынову Максиму Викторовичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление /специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ по монтажу нового насоса и после капитального ремонта НМ 10000-210 в насосный цех НПС «Раскино»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации монтажа нового и после капитального ремонта насоса НМ 10000-210 в насосный цех НПС «Раскино»
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники

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

1. Линейный календарный график выполнения работ.
2. Динамика основных затрат при монтаже нового и после капитального ремонта насоса НМ 10000-210.
3. Структура затрат на выполнение работ монтажа нового и после капитального ремонта насоса НМ 10000-210.

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б3А	Мартынов М.В		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Мартынову Максиму Викторовичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является насосный зал, в котором расположены магистральные насосные агрегаты для осуществления перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.</p>
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– Повышенный уровень электромагнитных излучений;</li> <li>– Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>Проанализировать:</p> <p>1.1. Выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p>1.2. Выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– Повышенный уровень</li> </ul>
--	--

	<p>электромагнитных излучений;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</li> </ul> <p>Пожаровзрывобезопасность</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность.</b></p> <p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> </ul> <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её</p>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</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><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <p>Проанализировать:</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>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Мартынов М.В.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа состоит из 116 с., 15 рис., 32 табл., 37 источников.

Ключевые слова: насос, нефтяной магистральный насос, эксплуатационные характеристики, диагностирование, техническое состояние.

Объектом исследования является насос нефтяной магистральный.

Цель работы – диагностирование общего технического состояния нефтяного магистрального насоса НМ 10000-210 нефтеперекачивающей станции «Раскино», предоставить рекомендации к техническому обслуживанию и ремонту насоса по его фактическому техническому состоянию.

В ходе исследования были изучены эксплуатационные характеристики насосного агрегата, отклонения этих характеристик от паспортных и выявлены причины этих отклонений под определенные значения эксплуатационных характеристик. Также были рассмотрены типы нефтеперекачивающих станций, их основное и вспомогательное оборудование, насосный цех нефтеперекачивающей станции и его компоненты. Был произведен расчет для диагностирования общего технического состояния насосного агрегата.

По результатам проведенного анализа и расчетов была дана характеристика общего технического состояния насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «Раскино».

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: произведен расчет диагностирования технического состояния насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «Раскино» на основе статистически обработанных данных, полученных с помощью измерительных приборов.

Область применения: расчет диагностирования по текущим характеристикам позволяет определять степень износа его узлов и деталей.



Экономическая эффективность/значимость работы: диагностирование по текущим характеристикам позволяет сократить затраты на проведение внеплановых ремонтных работ.

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

### **Определения**

В настоящей работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтеперекачивающая станция – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными агрегатами по магистральному нефтепроводу.

Головная нефтеперекачивающая станция – нефтеперекачивающая станция, осуществляющая прием нефти с центрального пункта сбора или установки подготовки нефти, учета нефти, а затем закачку нефти в магистральный нефтепровод

Промежуточная нефтеперекачивающая станция – нефтеперекачивающие станции, служащие для поддержания в нефтепроводе напора такой величины, чтобы осуществлялась дальнейшая перекачка нефти.

Насосный агрегат – комплекс устройств, состоящий из насоса, двигателя и трансмиссии.

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

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

Подача насоса – величина, характеризующая объем жидкости, проходящей через насос за единицу времени.

Напор насоса – приращение механической энергии жидкости, которая проходит через насос.

Коэффициент полезного действия насоса – отношение полезной мощности насоса к потребляемой.

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

## **Обозначения и сокращения**

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция.

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

НА – насосный агрегат.

ЦПС – центральный пункт сбора.

УПН – установка подготовки нефти.

КПД – коэффициент полезного действия.

НМ – нефтяной магистральный.

КИП – контрольно-измерительная аппаратура.

ТР – текущий ремонт.

СР – средний ремонт.

КР – капитальный ремонт.

ТО – техническое обслуживание.

## **Нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и руководящие документы:

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.046-85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

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

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

## Содержание

Введение .....	15
1. Обзор литературы .....	16
2. Характеристика объектов исследования.....	19
2.1. Основные параметры работы магистральных насосов.....	19
2.2 Принцип работы центробежных насосов.....	22
2.3 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов .....	23
2.4 Характеристика магистральных насосов .....	28
2.5 Конструкция и компоновка насосного цеха.....	29
2.6 Вспомогательные системы насосного цеха .....	32
2.6.1. Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений .....	32
2.6.2. Система смазки и охлаждения подшипников .....	33
2.6.3. Система откачки утечек от торцевых уплотнений .....	35
2.6.4. Средства контроля и защиты насосного агрегата.....	35
2.6.5. Система подачи и подготовки сжатого воздуха .....	37
2.6.6. Система сглаживания волн давления.....	37
3. Характеристика и обслуживание насоса НМ 10000-210.....	39
3.1 Техническое обслуживание и виды ремонта.....	39
3.2 Типовой объем работ по техническому обслуживанию и ремонту магистральных насосов .....	41
3.3 Контроль работоспособности насосов .....	44
3.4 Данные паспорта(формуляра) НМ 10000-210 №1 ОАО «Центрсибнефтепровод» РНУ «Стрежевой» НПС «Раскино».....	45
4. Диагностирование текущего состояния насоса НМ 10000-210.....	48
4.1 Общие положения методики диагностирования текущего состояния насоса НМ 10000-210 .....	48
4.2 Условные обозначения величин, используемых в расчете .....	48
4.3 Необходимые данные для оценки технического состояния .....	49
4.4 Метод диагностирования технического состояния насосного агрегата .....	51
4.5 Сбор и статистическая обработка параметров для получения базовых и фактических характеристик насосного агрегата .....	56
4.6 Пересчет усредненных параметров насоса при изменении вязкости нефти, частоты вращения ротора и наружного диаметра колеса.....	61
4.7 Получение базовых характеристик.....	63
4.8 Проведение диагностирования общего технического состояния насосного агрегата .....	65
4.9 Диагностирование текущего технического состояния насосного агрегата .....	66
4.9.1 Данные для расчета .....	66

4.9.2	Статистическая обработка параметров.....	67
4.9.3	Приведение (нормализация) усредненных параметров насоса .....	69
4.9.4	Расчет паспортных характеристик .....	71
4.9.5	Диагностирование технического состояния НА .....	71
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	73
5.1	График выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210.....	73
5.2	Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210.....	74
6.	Социальная ответственность .....	83
6.1	Производственная безопасность .....	84
6.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	85
6.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	92
6.2.	Экологическая безопасность .....	95
6.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	97
6.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	99
6.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	99
6.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	106
	Заключение .....	108
	Список используемых источников .....	109
	Приложение А. Паспортные характеристики магистрального насоса .....	113
	Приложение Б. Нормативно-справочная информация .....	114
	Приложение В. Оценка результатов наблюдений параметра $x$ в ряду из $m$ измерений для доверительной вероятности $P_a = 0,95$ .....	115
	Приложение Г. Значения коэффициента Стьюдента для доверительной вероятности $0,95$ .....	115
	Приложение Д. Определение предельного отклонения мощности, обусловленного производственным допуском .....	116

## **Введение**

Насосный агрегат является объектом, выполняющим прямое назначение нефтеперекачивающей станции – создание необходимого напора для дальнейшей перекачки нефти по нефтепроводу. Для бесперебойной работы насосного агрегата необходимо поддерживать его исправное техническое состояние. С этой целью на нефтеперекачивающих станциях трудятся специалисты, занимающиеся контролем и поддержанием технического состояния оборудования.

При эксплуатации насосного агрегата изменяется его техническое состояние. Эти изменения вызваны износом его деталей и узлов, что сказывается на его эксплуатационных характеристиках. Скорость потери работоспособности насосного агрегата и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием и режимом его эксплуатации. В результате износа растут все виды потерь, что ведет к снижению КПД, что является основным показателем, определяющим вывод насосного агрегата в ремонт.

Следовательно, отслеживание и анализ эксплуатационных характеристик специалистами, обслуживающими насосный агрегат, позволяют определить текущее его состояние.

Основные задачи, которые были поставлены:

1. Обзор насоса НМ 10000-210, установленного в насосном цехе нефтеперекачивающей станции «Раскино»
2. Расчет фактической технической эксплуатационных характеристик насоса НМ 10000-210 по собранным данным после проведенного капитального ремонта.
3. Оценка текущего состояния исследуемого объекта на основе расчета диагностирования, и на основе этой информации дать рекомендации по его техническому обслуживанию и ремонту.

## 1. Обзор литературы

Необходимость использования нефтеперекачивающих станций обуславливается тем, что необходимо обеспечить генерирование и сохранения в магистральном нефтепроводе напора такого значения, чтобы осуществлялась транспортировка нефти. В целом же задача нефтеперекачивающей станции сводится к тому, чтобы получить нефть из сечения нефтепровода с низким напором, используя насосы, преумножить этот напор, а далее ввести нефть в сечение нефтепровода с высоким напором [1].

Нефтеперекачивающие станции классифицируются на два вида: головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС). ГНПС осуществляет прием нефти с центрального пункта сбора (ЦПС) или установки подготовки нефти (УПН), учета нефти, а затем закачку нефти в магистральный нефтепровод. Зачастую, ГНПС базируется на небольших расстояниях от нефтепромыслов. При прекращении транспортирования нефти по магистральному нефтепроводу или приема нефти с промысловых трубопроводов на ГНПС имеется резервуарный парк, целью которого является прием и хранения нефти. Промежуточные нефтеперекачивающие станции служат для поддержания в нефтепроводе напора такой величины, чтобы осуществлялась дальнейшая перекачка нефти. ПНПС располагают по трассе магистрального нефтепровода, исходя из гидравлического расчета и рельефа местности [2].

В состав ГНПС и ПНПС входят объекты, которые подразделяются на две группы: объекты основного (технологического) и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам основного (технологического) назначения относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- узел учета нефти с фильтрами;
- магистральная насосная;
- узел регулирования давления;



- узел с предохранительными устройствами;
- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К объектам подсобно-хозяйственного назначения относятся [1]:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции;
- комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков;
- котельная с тепловыми сетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительной аппаратуры (КИП);
- гараж;
- складские помещения;
- административно-хозяйственный блок.

Технологическая схема – масштабированное изображение принципиальной схемы работы НПС, представленной в виде внутрисканционных коммуникаций, на которых установлено основное и вспомогательное оборудование. На схеме указывается направление потоков нефти и значения диаметров коммуникаций. На рисунке 1.1 представлена типовая технологическая схема ГНПС [3].

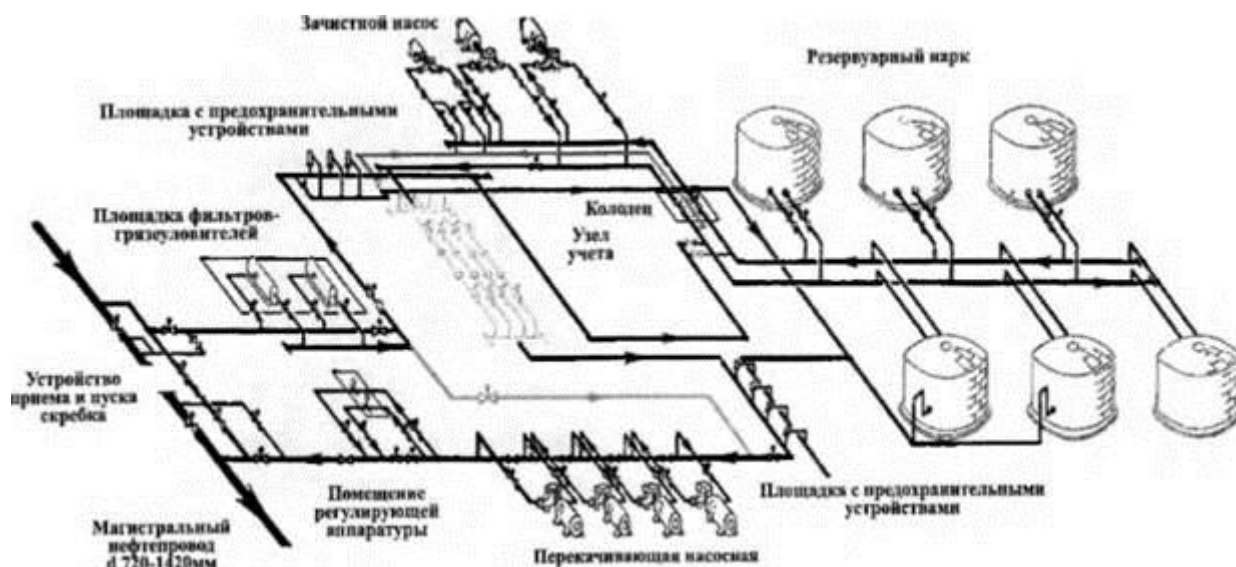


Рисунок 1.1 – Типовая технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции

Опишем станцию, которую рассматриваем в данном дипломном проекте.

Магистральная нефтеперекачивающая станция «Раскино» была построена в 1975 году. Расположена на 206 км трассы магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск». Является промежуточной станцией участка трассы магистрального нефтепровода, но может работать в режиме головной, так как на территории станции расположены 2 РВС 20000. Насосный цех станции оснащен четырьмя магистральными нефтеперекачивающими насосами НМ 10000-210, что позволяет вести бесперебойную транспортировку нефти. За участком НПС «Раскино» закреплено 143 км участка трассы магистрального нефтепровода (с 116 по 259 км трассы «Александровское – Анжеро-Судженск»).

Наиболее весомый вклад в изучение режимов работы, бесперебойной работы оборудования НПС был внесен выдающими учеными (Шаммазов А.М, Гумеров А.Г, Гумеров Р.М, Акбердин А.С, Вайншток С.М, Коршак А.А.) из отраслевых НИИ, НПО и ВУЗов – ВНИИГАЗ, ВНИИЭ, НИПТИЭМ, РГУНГ им. Губкина и др.

## 2. Характеристика объектов исследования

### 2.1. Основные параметры работы магистральных насосов

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

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

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

Динамические насосы классифицируются на:

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

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

Объемные насосы классифицируются на:

- Поршневые и плунжерные. Рабочими органами являются поршень и плунжер соответственно.

- Роторные. Рабочим органом является шестерни или винтовые канавки, расположенные на внешней части вращающегося ротора.

Далее рассмотрим величины, называемыми основными энергетическими параметрами насоса.

Подача  $Q$  – это величина, характеризующая объем жидкости, проходящей через насос за единицу времени. В зависимости от требуемых условий расход имеет следующие размерности: л/с, м<sup>3</sup>/с, м<sup>3</sup>/ч.

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

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + z \quad (2.1)$$

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

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

$\rho$  – плотность жидкости;

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

$g$  – ускорение свободного падения.

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

$$N_{\text{п}} = Q \cdot p = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \quad (2.2)$$

где  $p$  – давление, которое развивает насос.

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

$$N_{\text{н}} = N_{\text{а}} \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{пер}} \quad (2.3)$$

где  $N_{\text{а}}$  – мощность, которую потребляем насосный агрегат;

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

Отношением полезной мощности насоса к потребляемой называется коэффициентом полезного действия  $\eta$ :

$$\eta = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{N} = \frac{N_{\Pi}}{N} \quad (2.4)$$

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

$$\eta_a = \frac{N_{\Pi}}{N_a} \quad (2.5)$$

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

$$\Delta h = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_s}{\rho g} \quad (2.6)$$

где  $p_s$  – давление насыщенных паров жидкости.

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

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

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

Классификация лопастных насосов связана с:

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

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

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

## **2.2 Принцип работы центробежных насосов**

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

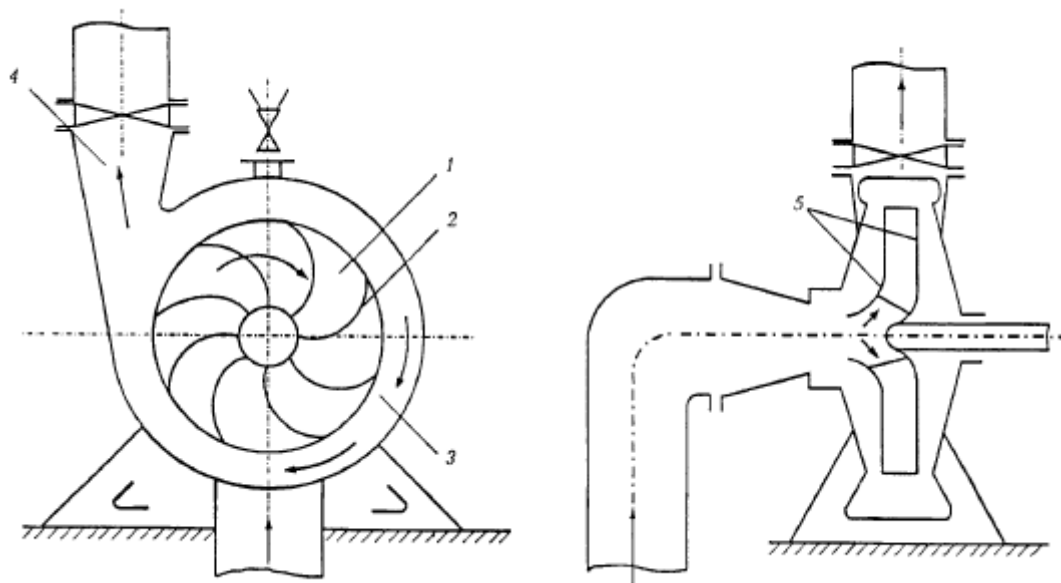


Рисунок 2.1 – Принцип работы центробежного насоса.

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

### 2.3 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов

Общие технические характеристики и их условия на насосы для трубопроводного транспорта регламентируются таким документом как ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры». В данном документе заданы размеры, параметры и технические требования как к основным насосам, так и к подпорным. В таблице 2.1 представлены насосы НМ, расположенные в порядке возрастания подачи, а именно от 1250 до 10000 м<sup>3</sup>/ч. Сами же основные насосы обозначаются комбинацией букв и цифр НМ 10000-210, что трактуется как «Насос магистральный имеющий номинальную подачу 10000 м<sup>3</sup>/ч, образуя напор 210 м.» [6, 7].

Таблица 2.1 – Основные параметры насосов

Параметры насосов	Подача, м <sup>3</sup> /ч				
	1250	2500	3600	7000	10000
Напор номинальный, м, не менее	260	230	230	210	210
Напор минимальный, м, не менее	200	185	175	145	180
Подача, м <sup>3</sup> /ч					
Внешняя утечка через одно концевое уплотнение при испытании на номинальном режиме, м <sup>3</sup> /ч, не более	0,25·10 <sup>-3</sup>				
Допускаемый кавитационный запас, м	18	32	35	52	65
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА, не более	103	105	107	113	118
Температура опорных подшипников насосов, К(°С)	303-343 (30-70)				
Частота вращения, с <sup>-1</sup> (об/мин), синхр.	50 (3000)				
КПД, %	81 (82)	86 (88)	87 (88)	89 (90)	89 (90)
Мощность ( $\rho=860$ кг/м <sup>3</sup> ), кВт	940 (929)	1567 (1531)	2230 (2205)	3871 (3828)	5530 (5498)
Масса, кг, не более	2810	3920	4490	6130	9800
Примечание:					
1. Напор, допускаемый кавитационный запас и КПД указаны с кинематической вязкостью $\nu = 1 \cdot 10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с.					
2. Допускаемое производственное отклонение напора – плюс 5% до минус 3% от номинального значения					
3. В скобках указаны значения параметров насосов, которые могут быть достигнуты					

В зависимости от подачи центробежные насосы в нефтяной промышленности различаются и конструкционно. К примеру, насосы с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/ч являются многоступенчатыми и секционными, а насосы свыше – одноступенчатые, спиральные с двухсторонним входом. К тому же такие насосы в комплекте имеют от одного до трех сменных роторов,



предназначенные на подачи  $0,5 Q_{\text{НОМ}}$ ,  $0,7 Q_{\text{НОМ}}$  и  $1,25 Q_{\text{НОМ}}$ , где  $Q_{\text{НОМ}}$  – это номинальная подача насоса.

Таблица 2.2 – Параметры насосов со сменными роторами

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

Примечание:

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

Максимально возможную частоту вращения насосов, равной 3000 об/мин и работающих на токе с частотой 50 Гц, обуславливают тем, что, увеличивая еще на большее значение частоту вращения вала, происходит увеличение скорости жидкости на входе в насос. Из-за этого увеличения скорости образуется кавитация, которая абсолютно не желательна в насосах. Из этого следует, что все насосы, представленные выше, имеют частоту вращения в 3000 об/мин. На рисунке 2.2 представлен общий вид насосного агрегата с подачей  $Q > 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$  [4].

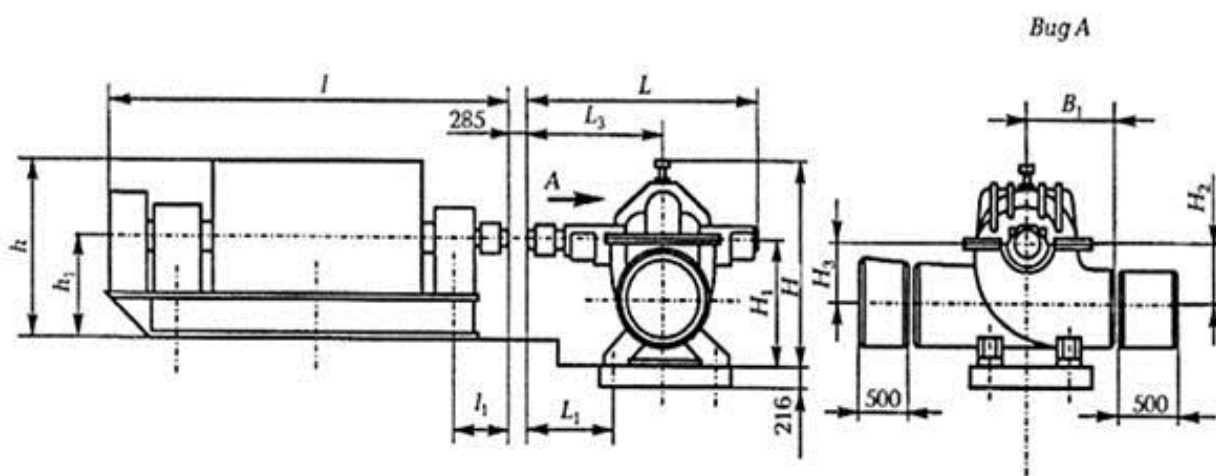


Рисунок 2.2 – Насосный агрегат серии НМ с подачей  $Q > 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$

Далее рассмотрим конструкцию основного центробежного насоса для магистральных нефтепроводов, представленную на рисунке 2.3.

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

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

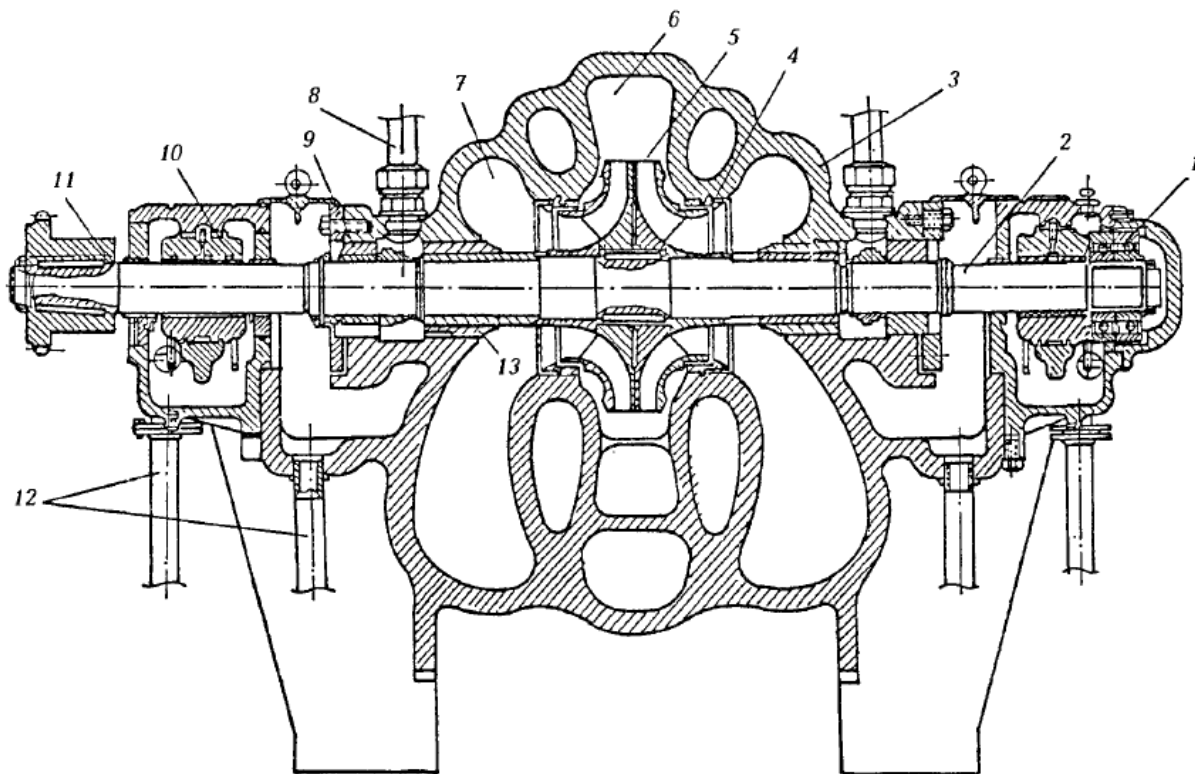


Рисунок 2.3 – Схема основного магистрального насоса

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

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

## 2.4 Характеристика магистральных насосов

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

Под характеристикой насоса понимают такую зависимость, которая определяется основными показателями насоса (напор  $H$ , мощность  $N$  и КПД) от подачи  $Q$ . При этом плотность и вязкость транспортируемой жидкости остается постоянной, как и частота вращения насоса. К примеру, характеристика насоса МН 10000-210 представлена на рисунке 2.4.

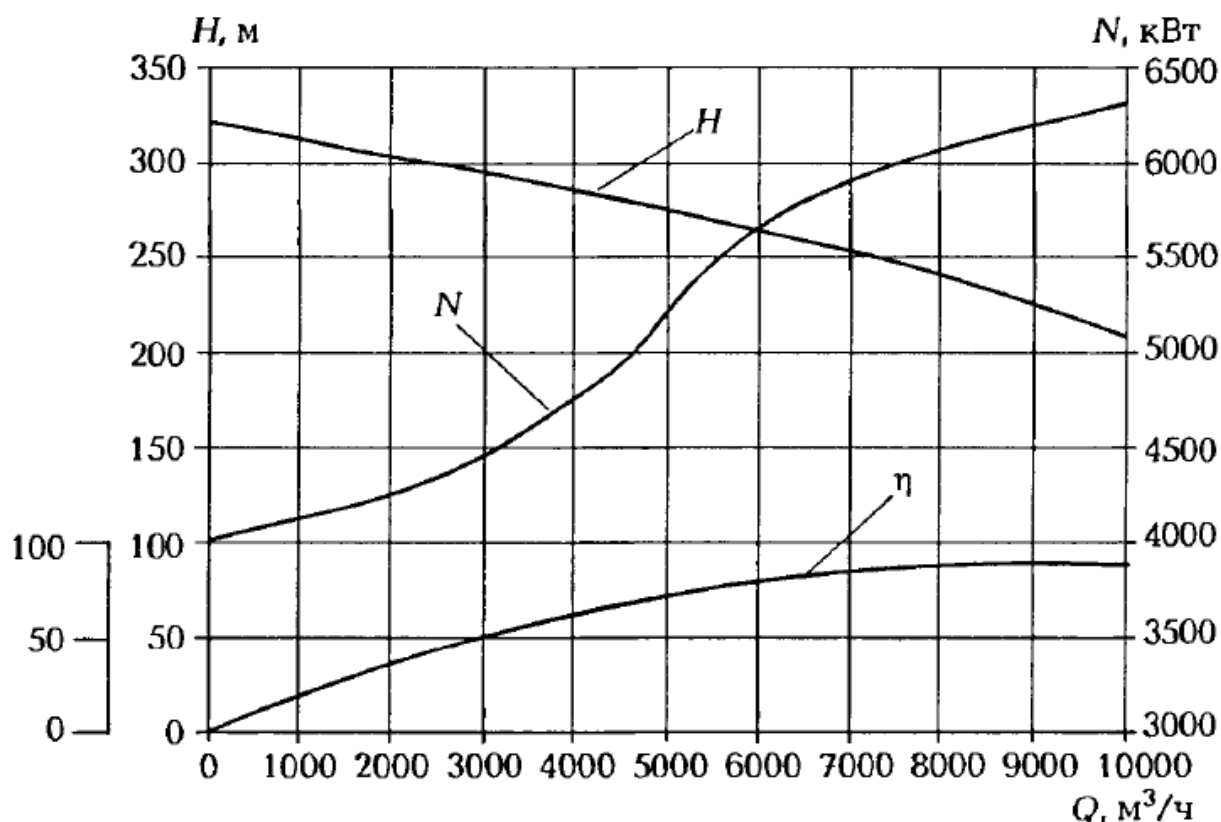


Рисунок 2.4 – Характеристика магистрального центробежного насоса МН 10000-210

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

1. Для того, чтобы обеспечить стабильную работу на сеть в необходимом диапазоне подач, напорная характеристика должны быть

монотонно падающей, пологой. Пологая характеристика снижает потери на дросселирование, при этом происходит стабилизация давления в трубе, что ведет за собой убавление динамических нагрузок на трубопровод.

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

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

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

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

## **2.5 Конструкция и компоновка насосного цеха**

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

Основными помещениями насосного цеха являются:

- Насосный зал;
- Зал электродвигателей;

Для установки оборудования данные залы оборудованы грузоподъемными механизмами. В основном используются мостовые краны.

На рисунках 2.5 и 2.6 представлена компоновка насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600 – 230.

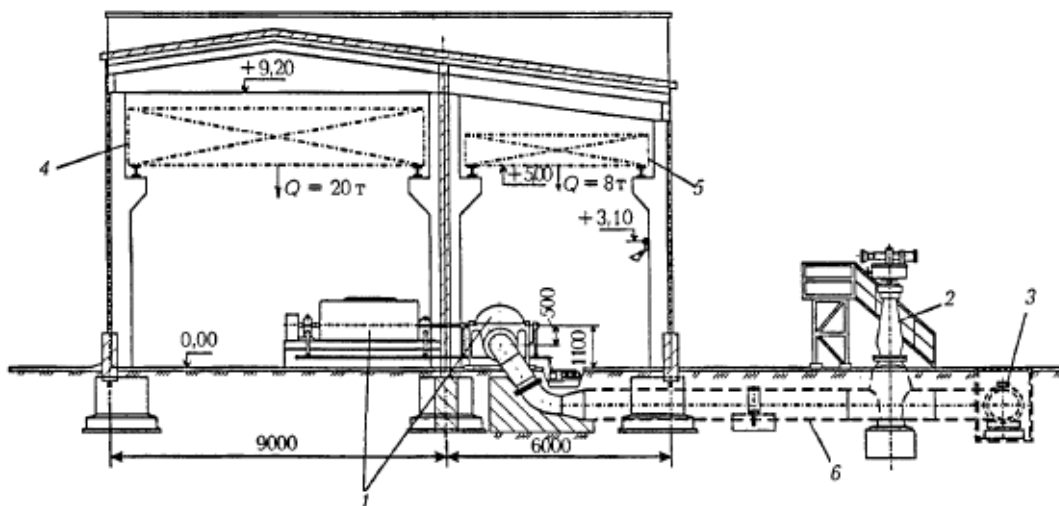


Рисунок 2.5 – Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ 3600-230

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

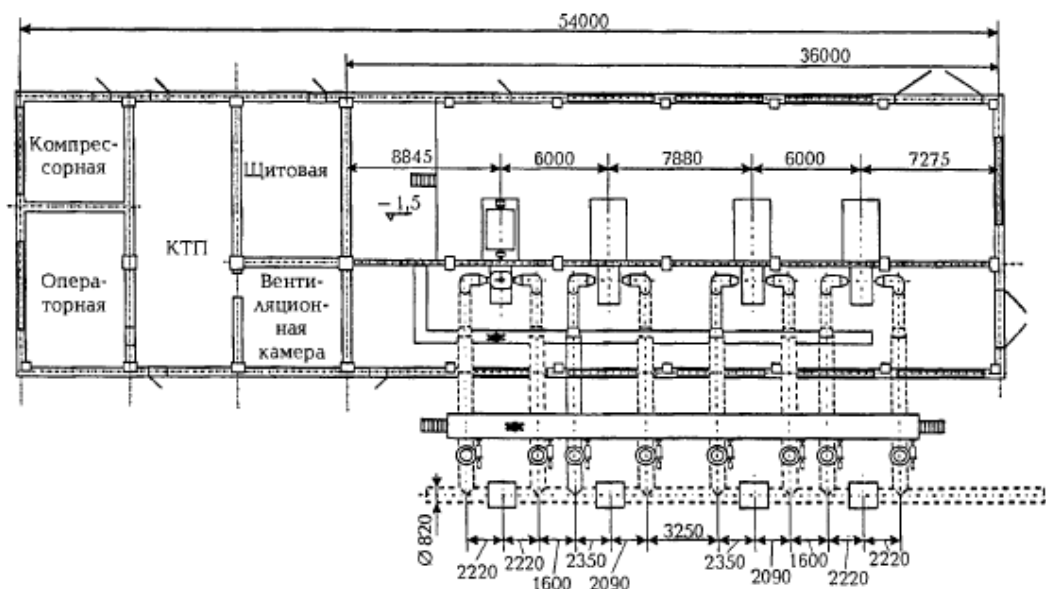


Рисунок 2.6 – План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600-230

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

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

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

- блок централизованной маслосистемы с аккумуляющим баком;
- синхронные электродвигатели нормального исполнения типа СТД, оборудованный водяными воздухоохладителями и замкнутыми циклами вентиляции воздуха;
- мостовой ручной кран, выполненный в нормальном исполнении и имеющий грузоподъемность 25 тонн [9].

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

1. подача определенного количества масла к подшипникам насосов и электродвигателей, а также самотечное отведение этого масла в баки маслосистемы;
2. подача погружными насосами нефти из сборников утечек и нефтесодержащих стоков в сборник нефти ударной волны;
3. подача воды для охлаждения масла централизованной маслосистемы в маслоохладителях;
4. подача воды для охлаждения воздуха, циркулирующего внутри электродвигателей;

5. откачка нефти насосами, относящихся к блоку откачки утечек, из сборника утечек в сборник нефти ударной волны;
6. создание упругой пневмозавесы в отверстии, которое герметизирует фрамуги при беспромвальном соединении электродвигателей и насосов.
7. самотечный отвод утечек от торцевых уплотнений из картера основных насосов в сборник утечек [3].

## **2.6 Вспомогательные системы насосного цеха**

### **2.6.1. Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений**

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

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

Схема системы разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений вала насоса представлена на рисунке 2.7.



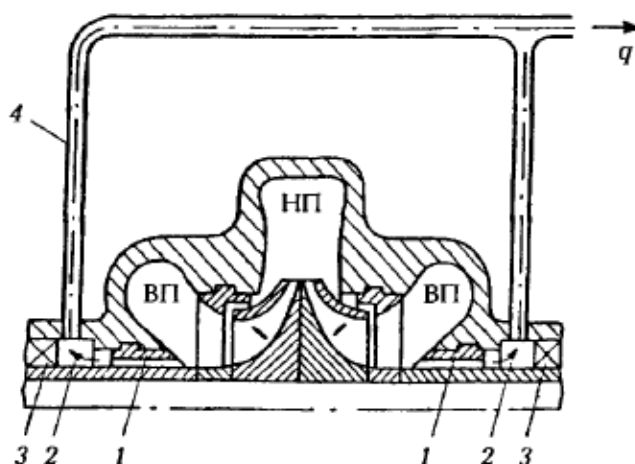


Рисунок 2.7 – Традиционная схема разгрузки и охлаждения концевых уплотнений вала насоса

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

В коллектор насосной станции или в резервуар сбора утечек поступает жидкость, подведенная из линии разгрузки. Сам факт постоянной циркуляции жидкости из полости всасывания насоса через щелевые уплотнения и полость камеры торцевого уплотнения приводит не только к снижению напора в камерах уплотнения, а также к охлаждению торцевого уплотнения. Если же циркуляция контактных колец торцевого уплотнения будет отсутствовать, то это приведет к некорректной работе торцевого уплотнения, что может повлечь за собой аварию [4].

### 2.6.2. Система смазки и охлаждения подшипников

Для того, чтобы подшипники прослужили как можно дольше и не являлись источником аварий насосного оборудования, необходимо производить их своевременное смазывание и охлаждение. Поэтому опишем работу системы смазки и охлаждения подшипников, представленной на рисунке 2.8.

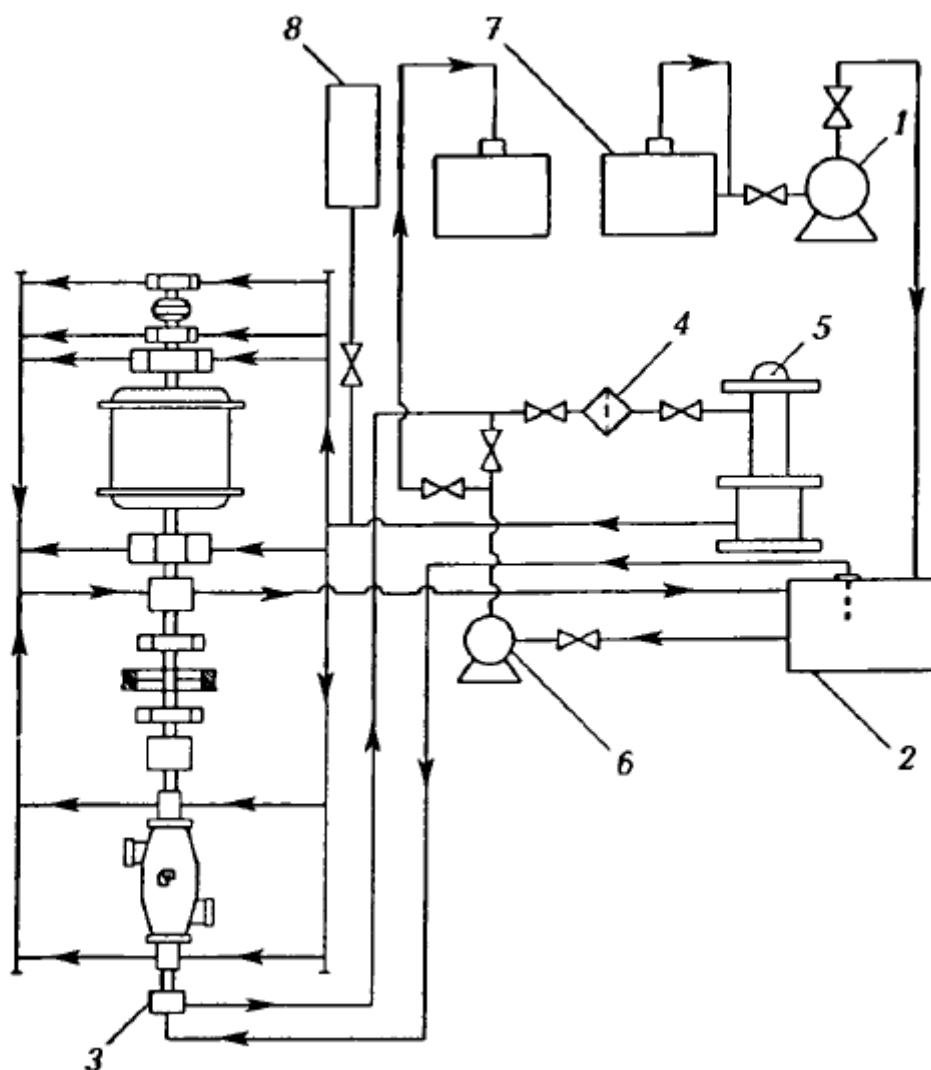


Рисунок 2.8 – Принципиальная схема системы смазки насосно-силовых агрегатов НПС.

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

Опишем принцип работы схемы. Бак, используя шестеренчатый насос, заполняют маслом, далее основной насос прокачивает масло через фильтры и маслоохладитель в маслопроводы, соединенными с узлами, которые необходимо смазать. Оттуда масло возвращается в обратно в бак. Следующим этапом является перекачка отработанного масла насосом в емкость для хранения отработанного масла. Также предусмотрен аварийный бак с маслом, использующийся при аварийных ситуациях, к примеру, в случае отключения электроэнергии [4].

### 2.6.3. Система откачки утечек от торцевых уплотнений

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

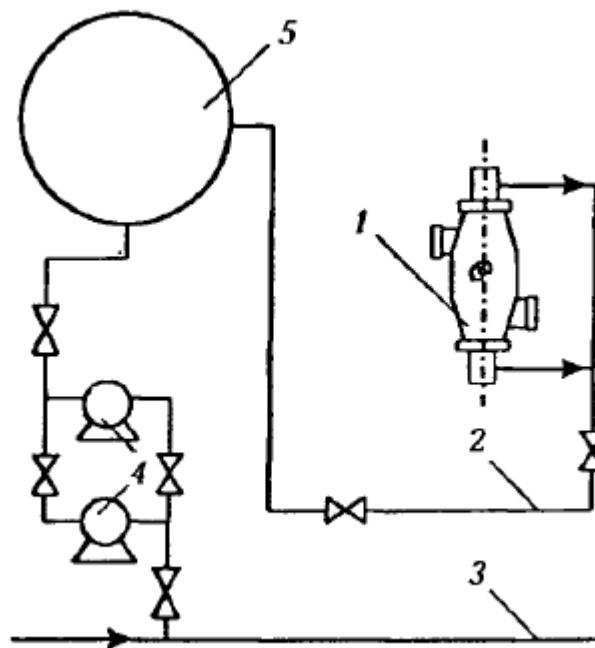


Рисунок 2.9 – Схема сбора утечек.

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

Через линии концевых уплотнений может произойти большой объем утечек (до  $40 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) с насосного агрегата. Образовавшиеся утечки из линии разгрузки насоса поступают в резервуары утечек или на прием подпорных насосов. Во всасывающую линию магистрального трубопровода периодически закачивают насосами нефть или нефтепродукты, собранные в резервуар утечек [4].

### 2.6.4. Средства контроля и защиты насосного агрегата

Для надежной работы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов применяют защиту насосных станций, которая включает в себя приборы

контроля, защиты, сигнализации. Использование защиты насоса позволяет контролировать такие сложности в эксплуатации основных насосов, как вибрация насоса, перегрев подшипников агрегата, работу насоса в кавитационном режиме, утечки нефти и нефтепродуктов сверх нормы через уплотнения.

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

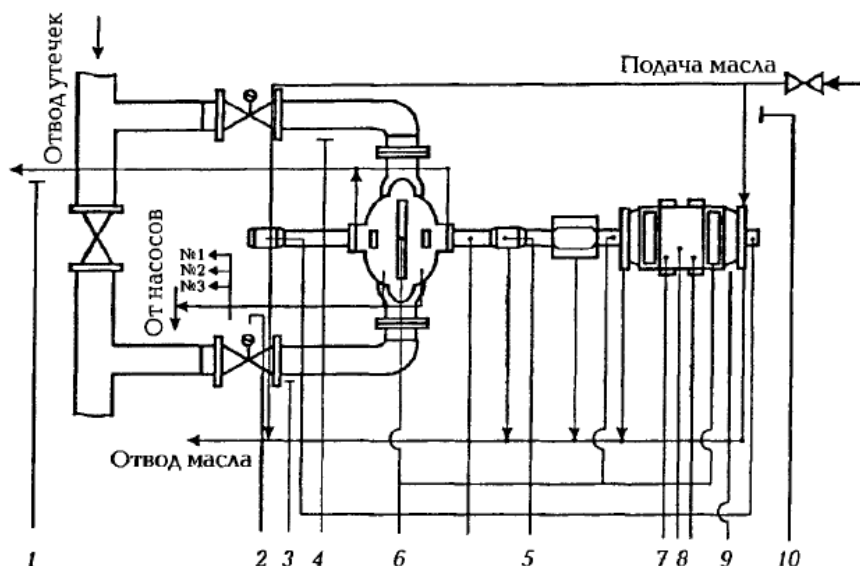


Рисунок 2.10. – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

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

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

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

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

Контроль вибрации работающего оборудования осуществляется вибросигналом. При критических значениях вибрации, работа насосного агрегата будет приостановлена.

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

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

Перед включением основного оборудования необходимо сначала запустить вспомогательное.

#### **2.6.5. Система подачи и подготовки сжатого воздуха**

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

#### **2.6.6. Система сглаживания волн давления**

Для защиты трубопроводов по которым протекает нефть от возникающих волн повышения давления при отключении агрегатов

насосных станций магистральный нефтепроводов, используются системы сглаживания волн давления типа Аркрон 1000. Для гашения волн давления часть потока нефти сбрасывают в специальную емкость. С целью регулирования скорости повышения давления ( $0,1-0,3 \text{ кг/см}^2 \cdot \text{с}$ ) система сглаживания волн давления оснащена несколькими клапанами Флексфло [4].

### **3. Характеристика и обслуживание насоса НМ 10000-210.**

#### **3.1 Техническое обслуживание и виды ремонта**

Применение систем ремонта и технологического обслуживания напрямую влияет на работоспособность этого оборудования и восстановление его основных характеристик. Под комплексом взаимосвязанных норм и положений, которые описывают технологию проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию подразумевают такое понятие, как система технического обслуживания и ремонта.

Самый малый объем работ включает в себя оперативный вид обслуживания, так как он включает в себя осмотр этого оборудование и определяет готовность дальнейшей его эксплуатации.

В то же время значительным объёмом работ выделяются периодические виды технического обслуживания, потому что периодичность этих работ определяется регламентами, в которых указано четкая количество часов наработки агрегата. Целью этих периодических видов технического обслуживания является не только проверка исправности агрегатов, но и выполнения ряда работ, связанных, к примеру, с контролем состояния маслофильтров, выявление неисправностей в оборудовании и их устранение. При обнаружении узлов не способных выполнять свои функции, эти агрегаты или ремонтируют, или заменяют на исправные.

Определить готовность оборудования к эксплуатации можно и с помощью их осмотра и измерения параметров этих агрегатов, не осуществляя при этом их разборку. В этом и заключается метод обслуживания по состоянию.

Для исправной работы и долгой эксплуатации магистральных насосов проводятся такие виды ремонтов, как: текущий, он же малый, средний, капитальный и аварийный.

Вид ремонта, являющийся минимальным по объему, обеспечивающий нормальную эксплуатацию НА до следующего планового ремонта, называется текущим ремонтом. Во время текущего ремонта производят устранение неисправностей путем ремонта отдельных частей, к которым в основном относятся быстроизнашиваемые детали, или заменой этих частей. Помимо этого, при текущем ремонте выполняются регулировочные работы. Данный вид ремонта выполняется персоналом объекта, на котором установлен агрегат, или ремонтными службами на месте эксплуатации НА. Для проведения текущего ремонта нет нужды во вскрытии насоса.

Работами, заключающимися в восстановлении эксплуатационных характеристик агрегата, выполняя замену только поврежденных или изношенных частей, а также проверяя техническое состояние остальных частей агрегата, при этом устраняя обнаруженные дефекты, называются средним ремонтом. В свою очередь при проведении среднего ремонта необходимо осуществлять разборку насоса, но при этом демонтаж с фундамента не осуществляется. Если техническое состояние внутренних узлов во время среднего ремонта является неудовлетворительным, то проводится замена деталей и узлов, замена ротора. Извлеченный из насоса ротор транспортируется на специальное предприятие с целью проведения дефектоскопии вала, а также проведения ремонта ротора.

Технологическим процессом, включающим в себя дефектацию и полный разбор насосного агрегата, ремонт или замену всех его составных частей, последующую за этим сборку и проверку агрегата, а также регулировку и испытание, называют капитальным ремонтом. При проведении капитального ремонта необходимо использовать ремонтные документы, заключающиеся в руководствах по капитальному ремонту. Конструкторские рабочие документы, основным назначением которых является подготовка ремонтного процесса, ремонта и контроля изделия после ремонта. Разработка этих документов проводится на изделия, не



рассматривая от наличия ремонтных документов на составные части агрегата. Периодичность и объем капитального ремонта магистрального насоса указана в таблицах 3.1 и 3.2, при этом необходимо обеспечить выполнение дополнительных работ, связанных с диагностическим контролем во время текущего и среднего ремонта, а также технического освидетельствования. Если во время капитального ремонта были обнаружены дефекты корпуса, то сам насос подлежит демонтажу с фундамента и последующему ремонту на специализированном предприятии.

Мероприятие, связанное с внеплановым ремонтом, проводимым с целью восстановления отказавшей детали, которая повлекла за собой последствия аварии, называют аварийным ремонтом. Создается комиссия, занимающаяся расследованием причины аварии. Эта же комиссия определяется причину аварии, а также на основе этих данных разрабатывает мероприятия, предупреждающие следующие аварии по этой причине, составляя технический акт. Аварийным ремонт производится специализированными бригадами при контроле представителей завода изготовителя ремонтируемого агрегата [10].

### **3.2 Типовой объем работ по техническому обслуживанию и ремонту магистральных насосов**

В таблице 3.2 представлены типовые объемы работ технического обслуживания и ремонта магистральных насосов, при этом помимо этих работ выполняются и те работы, которые предусмотрены заводом изготовителем насосов, согласно документации.

Таблица 3.1 – Периодичность технического обслуживания, ремонтов и диагностического контроля МН 10000-210

Периодичность, не более, ч				
ТО	Планового диагностичес кого контроля	ТР	СР	КР
600	3000	6000	12000	36000

Таблица 3.2 – Типовой объем работ по техническому обслуживанию и ремонту магистральных насосов.

Типовой объем работ	Виды работ			
	ТО	ТР	СР	КР
1	2	3	4	5
Визуальный контроль герметичности стыков крышки с корпусом, мест соединений с технологическими и вспомогательными трубопроводами, уплотнений вала, места сопряжения корпуса вертикального опорного насоса со стаканом	+	+	+	+
Проверка состояния фланцевых и резьбовых соединений	+	+	+	+
Проверка технического состояния муфты (затяжки болтовых соединений зубчатой или пластинчатой упругой муфты; упругих элементов пластинчатой муфты на наличие выпуклости; резиновых колец втулочно-пальцевой муфты на отсутствие расслоений и трещин)	+	+	+	+
Контроль наличия и качества смазки в зубчатых муфтах, при необходимости, замена смазки	+	+	+	+
Проверка равномерности зазора по окружности между втулкой и диафрагмой промывального узла (радиальный зазор 0,3-0,5 мм)	+	+	-	-
Визуальный контроль герметичности трубопроводов системы смазки, охлаждения	+	+	+	+
Проверка состояния подшипников, измерение радиальных зазоров между валом и вкладышем подшипников, натяга крышек радиально-упорного подшипника и подшипника скольжения, при необходимости, замена	-	+	+	+
Промывка трубопроводов отвода утечек горячей водой	-	+	+	+
Демонтаж узла торцовых уплотнений, промывка, визуально-измерительный контроль, установка в насос. При наличии дефекта замена на новый комплект торцовых уплотнений (в сборе)	-	+	-	-
Замена торцовых уплотнений (в сборе)	-	□	+	+
Проверка центровки и выполнение центровки, если необходимо по результатам вибродиагностического контроля	-	+	-	-
Опорожнение от нефти, вскрытие и разборка насоса	-	-	+	+
Демонтаж всех вспомогательных трубопроводов, осмотр, промывка	-	-	+	+
Чистка, промывка и визуальный осмотр узлов и деталей, при необходимости, замена или ремонт	-	-	+	+
Контроль целостности корпуса и крышек подшипников	□	□	+	+
Контроль технического состояния лопаток, дисков рабочего колеса, а также сборочных единиц (при необходимости ремонт или замена)	-	-	+	+
Проверка состояния надежности крепления и стопорения втулок вала, радиально-упорных подшипников	-	-	+	+
Замена паронитовых и резиновых уплотнительных прокладок независимо от их технического состояния	-	-	+	+
Восстановление антикоррозионных покрытий и окраски	-	□	+	+
Измерение радиальных зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса и, в случае превышения нормативных значений, замена уплотнительного кольца или восстановление размеров элементов щелевого уплотнения	-	-	+	+

Замена ротора (если срок проведения дефектоскопии или списания совпадает с временем выполнения ремонта или выявлен дисбаланс)	-	-	+	+
Осмотр и обмер уплотнительных поверхностей деталей разгрузочного узла, элементов, при необходимости ремонт или замена деталей	-	-	+	+
Дефектация и при необходимости замена уплотняющих втулок, импеллера, замена (или ремонт) подшипников скольжения, пришабровка новых вкладышей по валу с проверкой прилегания вкладышей к корпусу подшипника; замена шарикоподшипников	-	-	+	+
Разборка, ремонт деталей промвального узла, муфты. Установка зазоров между втулкой и диафрагмой промвального узла (радиальный зазор 0,3-0,5 мм), контроль величины избыточного давления в воздушной камере вала	-	-	+	+
Дефектация деталей резьбовых соединений, при необходимости замена болтов, шпилек и гаек со смятой или сорванной резьбой	-	-	+	+
Обследование состояния фундамента на отсутствие трещин, определение величины его осадки, проверка состояния анкерных (фундаментных) болтов и степени их затяжки	-	-	+	+
Замена анкерных болтов (в случае демонтажа корпуса) при необходимости	-	-	-	+
Визуально-измерительный контроль корпусных деталей. Обязательному измерительному контролю подлежат места сопряжения уплотнительных колец с корпусом, посадки деталей подшипниковых узлов, места расположения импеллеров, втулок, камер торцовых уплотнений, а также толщина стенки спирального отвода корпуса по периферии (над рабочим колесом).	-	-	-	+
Контроль состояния сопрягаемых поверхностей крышки и корпуса насоса на плоскостность, наличие каверн, вмятин, рисок. При обнаружении дефектов на плоскостях разъема корпусных деталей допускается производить механическую обработку (шлифовку) на глубину не более 0,5 мм без демонтажа насоса. Компенсация глубины снятого материала производится путем соответствующего увеличения толщины паронитовой прокладки.	-	-	-	+
Контроль магнитометрическим или ультразвуковым методом зон сопряжения входного и напорного патрубков с корпусом насоса, по технологии указанной в РД 153-39.4Р-124-02 □3□. По результатам контроля принимается решение об устранении дефекта или замене корпуса насоса. После устранения дефектов на ЦБПО (БПО) корпус насоса подвергается гидравлическому испытанию на прочность давлением 1,5 P <sub>раб</sub> , где P <sub>раб</sub> □ максимальное рабочее давление насоса в данной технологической обвязке	-	-	-	+
Сборка, центровка насосного агрегата	-	-	+	+
Опрессовка насоса и вспомогательных трубопроводов	□	+	+	□
Гидравлическое испытание на прочность, плотность и герметичность совместно с технологической обвязкой давлением 1,25 P <sub>раб</sub>	-	-	-	+
Обкатка	-	+	+	+

### **3.3 Контроль работоспособности насосов**

Для составления заключения о качестве проведенного среднего и капитального ремонта, определяют эксплуатационные характеристики (зависимость КПД и напора от подачи) и параметры (температура подшипников и вибрации) с целью сравнения их со значениями, которые были замерены до вывода агрегата из строя. Характеристики, которые были получены после проведения ремонта являются базовыми и необходимы для проведения оценки технического состояния НА в дальнейшем [11].

Под контролем службы технологических режимов проводится снятие базовых характеристик. Главный инженер ОАО утверждает программы и методики работ. В соответствии с РД 39-0147103-342-89 снимаются показания базовых характеристик на установившихся рабочих режимах нефтепровода, которые будут служить для оценки технического состояния насоса, при осуществлении плановых и оперативных диагностических контролях [12]

Оператор осуществляет постоянный контроль за такими параметрами, как давление в маслосистеме, температура подшипников и масла, величина осевого смещения ротора, величина нагрузки электродвигателя насосного агрегата. При отклонении значений этих параметров от установившихся оператор докладывает об этом инженеру-механику НПС с целью проведения им анализа изменения параметров и принятия мер по устранению неисправностей.

Проведение планового диагностического контроля происходит с периодичностью, которая указана в таблице 3.1 перед выводом насоса в средний и капитальный ремонты. [11]

В плановых диагностических контроль входят такие мероприятия, как:

- определение КПД и напора насоса.
- контроль и анализ вибрационных параметров;

- контроль и анализ величины изменения давления и температуры масла, температуры подшипников насоса за период от последнего ремонта;

В «Акт проведения диагностического контроля» заносятся результаты этого самого контроля. При этом нужно учитывать, что вместе с другими документами исполнителю ремонта передается и этот самый акт, если контроль был проведен перед этим ремонтом.

На основе результатов планового диагностического контроля, который был произведён в межремонтный период, основываясь на данных и сроках из таблицы 3.1, выдвигается решение о дальнейшем эксплуатации насоса или вывода его в ремонт [10].

### **3.4 Данные паспорта(формуляра) НМ 10000-210 №1**

#### **ОАО «Центрсибнефтепровод» РНУ «Стрежевой» НПС «Раскино»**

Ниже представлены выписки из паспорта(формуляра) НМ 10000-210 №1 ОАО «Центрсибнефтепровод» РНУ «Стрежевой» НПС «Раскино». На основе вышеизложенной информации о ремонте и обслуживанию магистральных насосов, и данных из паспорта(формуляра) можно сделать выводы о ведении ремонтных работ данного технического устройства.

#### **Общие сведения об исследуемом оборудовании**

Наименование насоса насос нефтяной магистральный. Насос магистральный – гидравлическая машина, предназначенная для перекачивания нефти и нефтепродуктов по магистральным, технологическим и вспомогательным трубопроводам.

Марка, шифр, индекс – НМ 10000-210.

Дата выпуска/ ввода в эксплуатацию – 1975/2013.

Наименование завода-изготовителя – Сумский завод «Насосэнергомаш».

Основные технические характеристики (и данные электропривода)

Подача, м<sup>3</sup>/ч – 10000.

Напор, м – 210.

Частота вращения, с<sup>-1</sup> (об/мин) – 50 (3000).

Габаритные размеры, мм:

- Длина – 3740.
- Ширина – 2630.
- Высота – 1665.

Напор минимальный, м – 145.

Внешняя утечка через одно концевое уплотнение при испытании на номинальном режиме, м<sup>3</sup>/ч – 0,25·10<sup>-3</sup>.

Допустимый кавитационный запас, м<sup>3</sup> – 52.

Корректированный уровень звуковой мощности, дБ – 113.

Температуры подшипников насоса, К (°С) – 303-343 (30-70).

КПД, % – 89.

Мощность ( $\rho = 860 \text{ кг/м}^3$ ), кВт – 3871.

Масса, кг – 6130.

СТД 6300.

Мощность, кВт – 6300.

Масса СТД, кг – 21385

Рассматриваемый насос был изготовлен в 1975 году, а введен в эксплуатацию только в 2013 году. В руководстве по эксплуатации насоса сказано, что максимальный срок эксплуатации – 30 лет, поэтому выясним, может ли данный насос использоваться на производстве. На основе паспорта о проведении модернизации и капитального ремонта насос был отправлен на завод изготовитель «Насосэнергомаш», где по заключению ООО «Эколинк» от 16.04.2012 был продлен срок его службы на 10 лет. На том же заводе изготовителе 22.04.2012 насос был законсервирован и упакован для последующего возвращения в насосный зал НПС «Раскино». Монтаж насоса произошел в мае 2013 года, а введение в эксплуатацию уже в июне этого же года. [13]

В таблицах 3.3 – 3.5 представлена информация по обслуживанию насоса.

Таблица 3.3 – Сведения о продлении срока службы

п/п	Дата проведения экспертизы	Наименование экспертной организации	Заключение, регистр. №.	Срок продления службы по заключению
1	16.04.12	ООО «Эколинк»	ЗЭ-75.200.50-НЭМ-002-12, 19-ТУ-02267-2012. Продлено	До 15.04.2022

Таблица 3.4 – Сведения о проведении контроля технического оборудования

№ п/п	Дата	Краткое описание проведенного ДК	Краткий результат по результатам ДК
1	2	3	4
1	21.04.14	Вибродиагностический контроль	Результаты занесены в протоколы
2	12.06.15		
3	05.11.15		
4	08.12.15		
5	09.02.16		
6	02.08.16		

Таблица 3.5 – Сведения о проведении ремонта

№ п/п	Дата	Вид ремонта	Наработка после последнего ремонта, ч	Результаты ремонта (оценка технического состояния)
1	2	3	4	5
1	20.08.13	СР	368,92	Работоспособное
2	17.04.14	ТР	285,78	Работоспособное
3	26.10.14	СР	10,0	Работоспособное. По причине повышенной вибрации переднего подшипника на электродвигателе заменена прокладка корпус-крышка
4	16.04.15	ТР	183,0	Работоспособное
5	09.09.15	ТР	8,95	Работоспособное
6	30.10.15	СР	0	Работоспособное. Замена ротора и торцевых уплотнений.

## **4. Диагностирование текущего состояния насоса НМ 10000-210**

### **4.1 Общие положения методики диагностирования текущего состояния насоса НМ 10000-210**

Полученные за определенный период фактические характеристики насоса, обработанные при помощи методов статистического анализа, сравнивают с базовыми характеристиками насоса. Это называется диагностированием текущих эксплуатационных параметров насосных агрегатов.

Для проведения диагностирования и прогнозирования необходимо обработать эксплуатационные параметры. Под этим подразумевается, что эти параметры пересчитывают к номинальным плотностям перекачиваемой жидкости, частоте вращения ротора, наружному диаметру рабочего колеса насоса, если есть различия с фактическим наружным диаметром. Если перекачиваемая жидкость отличается от базовой вязкости и плотности, то это необходимо учитывать при расчете энергетических и напорных характеристик насоса.

Расчеты, полученные в результате использования этого метода, позволят сравнить базовые характеристики с паспортными, а на основе этой информации есть возможность предоставить рекомендации по доводке насосных агрегатов, произведенных после ремонта или монтажа.

### **4.2 Условные обозначения величин, используемых в расчете**

Для описания технологии расчета будет удобно описать значения условных величин, используемых в работе, с самого начала.

$D_n$  – номинальный наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

$n_n$  – номинальная частота вращения ротора, об/мин;

$Q_n$  – номинальная подача насоса, м<sup>3</sup>/с;

$D$  – фактический наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

$n_s$  – коэффициент быстроходности насоса;



$n$  – текущая частота вращения ротора, об/мин;

$Q$  – текущая подача насоса, м<sup>3</sup>/с;

$P_{вх.}$  – давление во входном патрубке насоса, Па;

$P_{вых.}$  – давление в нагнетательном патрубке насоса, Па;

$N_{нас.}$  – мощность, потребляемая насосом, кВт;

$N$  – мощность, потребляемая насосным агрегатом, кВт;

$H$  – напор, развиваемый насосом, м;

$J$  – сила тока, потребляемого насосным агрегатом, А;

$\eta_{эл.дв.}$  – КПД электродвигателя, %;

$\eta$  – КПД насоса, %;

$x$  – обобщенное обозначение измеряемых эксплуатационных параметров;

$i$  – номер режима;

$m$  – число наблюдений текущих параметров;

$j$  – номер текущего результата наблюдения в ряду из  $m$  значений;

$\rho_n$  – номинальная плотность перекачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность перекачиваемой нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\nu$  – вязкость перекачиваемой нефти, м<sup>2</sup>/с;

$Re$  – число Рейнольдса, ;

$Re_{пер.}$ ,  $Re_{тр.}$  – числа Рейнольдса, определяющие границу перехода режима течения жидкости из области автомодельной в область зависящих от вязкости напора и КПД.

#### 4.3 Необходимые данные для оценки технического состояния

При проведении диагностирования насосного агрегата необходимо иметь такие данные, как

- физические свойства нефти: плотность и кинематическую вязкость;

- эксплуатационные характеристики: мгновенные значения подачи и мощности насоса, его частоту вращения, давления на входе и выходе из насоса;
- технические характеристики: тип двигателя, работающего с насосом, КПД двигателя при номинальной мощности, паспортные характеристики насоса, а также номинальную частоту вращения насоса, номинальный наружный диаметр и коэффициент быстроходности;
- вспомогательная информация: календарное время проведения диагностирования и снятия данных для этой операции, время наработки с последнего капитального ремонта или монтажа насоса.

Для аппроксимации напора и мощности насоса используют аналитические кривые:

$$H = a_0 + a_1 \cdot Q + a_2 \cdot Q^2 + a_3 \cdot Q^3 \quad (4.1)$$

$$N_{\text{нас.}} = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 + c_3 \cdot Q^3 \quad (4.2)$$

где  $Q$  – подача насоса в м<sup>3</sup>/ч.

Для использования этих аналитических кривых необходимо знать значения коэффициентов  $a_0, a_1, a_2, a_3, c_0, c_1, c_2, c_3$ , и погрешности аппроксимации графических паспортных зависимостей  $H = f_1(Q), N = f_2(Q)$ . Эти значения указаны в Приложении Б. Получившиеся характеристики можно сравнить с паспортными, указанными в приложении А.

По формуле, приведенной ниже, вычисляется значение КПД насоса:

$$\eta = \frac{\rho \cdot Q \cdot H \cdot 10^4}{102 \cdot N \cdot \eta_{\text{эл.двиг.}}} \quad (4.3)$$

Базовыми характеристиками НА называются такие характеристики, которые были получены после капитального ремонта или монтажа НА. Из-за различия стендовых и фактических гидравлических обвязок НА, монтаже НА, а также перемене условий замера свойств и параметров жидкости, которой сообщается необходимое давление, индивидуальных отклонений,

вызванных монтажом при изготовлении и монтаже НА, возникают различия базовых характеристик от паспортных. При значительной разнице между базовыми и паспортными характеристиками, необходимо проводить доводку НА, что подразумевает под собой пересчет коэффициентов аппроксимации, необходимых для вычисления базовых характеристик.

В процессе эксплуатации НА собираются его характеристики, которые называется фактическими или текущими. Сравнение базовых и фактических характеристик между собой является сутью проведения диагностирования технического состояния НА.

На основании проведенных исследований в рассматриваемой методике для произведения вычислений принимают КПД электродвигателя равным по значению КПД электродвигателя, работающего на номинальной мощности. Значения КПД электродвигателей при номинальной мощности указаны в Приложении Б [14].

Согласно методике, описанной в источнике [15], было выбрано оптимальное число наблюдений, равное  $m = 21$  (см. Приложение В), что обеспечивает достоверность полученных данных в результате использования этой методики. В то же время в зависимости от разброса измеренных значений от среднего и необходимой точности, оптимальное число измерений может быть изменено в необходимую сторону (увеличиться или уменьшиться).

#### **4.4 Метод диагностирования технического состояния насосного агрегата**

Основой метода диагностирования является процесс сравнения базовых характеристик с фактическими. Для сравнения необходимо произвести статистическую обработку параметров, полученных для режимов работы НА за один день и через 2100-3000 часов наработки

Накопление повреждений и износ деталей в процессе эксплуатации насосного агрегата ведет к изменению его технического состояния. Такие элементы, как лопатки рабочего колеса у входной и выходной кромок, щелевые уплотнения рабочего колеса, торцовые уплотнения, металл проточной части улиток корпуса насоса. Режим эксплуатации, качество сборки, количество механических примесей перекачиваемой среды, начальное состояние НА и его индивидуальные особенности напрямую влияют на скорость потери его работоспособности, что ведет к выводу – для каждого насоса необходим индивидуальный расчет и базу с целью сравнения текущих характеристик.

Потери, делящиеся на гидравлические, механические и объемные, напрямую зависят от износа НА, вследствие чего снижается полный КПД, а также все его компоненты, что отображается деформацией на характеристиках НА.

Для получения объективной информации о износе частей насоса можно получить сопоставлением базовых характеристик насоса с деформированными характеристиками этого же насоса, учитывая его технологический номер, потому что в результате большого количества опытов выявлено уменьшение КПД на 1-2% тех насосных агрегатов, которые стоят первыми по потоку, в сопоставлении с теми насосными агрегатами, которые стоят по потоку далее при одинаковых величинах времени наработки и подаче.

Опытным путем было установлено, что конкретным деформациям характеристик соответствуют определенные причины. Такие зависимости представлены в таблице 4.1, а также и на рисунке 4.1

Таблица 4.1. – Причины деформации насосов

Описание	Возможные причины	Вид деформации характеристик, представленных на рисунке 4.1
В сравнении с базовыми значениями КПД насоса остается в оптимальных значениях, но сам насос, потребляя меньшую мощность, создает меньший напор.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. КПД двигателя ниже паспортного;</li> <li>2. Уменьшенный диаметр РК;</li> <li>3. Искривление отливки РК.</li> </ol>	А
В сравнении с базовыми значениями мощность остается в районе оптимальных значений, в то же время создавая меньший напор с меньшим КПД.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение шероховатости проточной части корпуса насоса.</li> <li>2. Грубая, некачественно обработанная поверхность межлопаточных каналов РК и корпуса.</li> <li>3. Колесо установлено несимметрично относительно вертикальной оси улитки насоса</li> </ol>	Б
В сравнении с базовыми значениями насос потребляет большую мощность, создавая тот же напор, но с меньшим КПД	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Дефекты подшипниковых узлов и их сборки.</li> <li>2. Расцентровка частей НА</li> <li>3. Прогиб вала.</li> <li>4. Работа около критических оборотов.</li> <li>5. Контакт в уплотнении РК</li> <li>6. Загрязнение внутренней полости электродвигателя</li> <li>7. Повышенный температурный режим работы двигателя</li> </ol>	В
В сравнении с базовыми значениями насос потребляет большую мощность, но в то же время создает больший напор без изменения значений КПД.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наружный диаметр РК увеличен</li> </ol>	Г
В сравнении с базовыми значениями насос создает настолько меньший напор, что его падение имеет срывной характер, в то же время КПД насоса резко сокращается.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Недостаточный подпор на входе в насос, кавитация</li> </ol>	Д

<p>В сравнении с базовыми значениями подача насоса и КПД имеют меньшие значения, при заданных значениях напора</p>	<p>1. Увеличены (но не чрезмерно) утечки через уплотнения рабочего колеса и вала</p>	<p>Е</p>
<p>В сравнении с базовыми значениями напор и КПД ниже этих значений, в то время как насос потребляет большую мощность</p>	<p>1. Чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцовые уплотнения 2. Пропускает обратный клапан</p>	<p>Ж</p>
<p>В сравнении с базовыми значениями значения КПД и мощности лежат в пределах нормы, в то время как напор явно имеет меньшие значения, особенно в областях больших и малых подач</p>	<p>1. Наличие крупнодисперсных включений газа в перекачиваемой жидкости (но не более 2 - 5 % по объему)</p>	<p>З</p>
<p>В сравнении с базовыми значениями мощность значения КПД, напора и мощности лежат в оптимальных пределах, но для работы насоса требуется большее значение допустимого значения кавитационного запаса.</p>	<p>1. Износ входных кромок лопатки РК</p>	<p>И</p>
<p>В сравнении с базовыми значениями мощность остается неизменной, но напорная характеристика проходит круче, в то время как напор при нулевой подаче имеет более крутую характеристику. Значение максимального КПД снижается в направлении меньших подач.</p>	<p>1. Площади спирального отвода уменьшены по сравнению с расчетными</p>	<p>К</p>
<p>В сравнении с базовыми значениями мощность остается неизменной, КПД, смещаясь в сторону большей подачи, возрастает, а насос имеет более пологую напорную характеристику.</p>	<p>1. Перерасширение площади спирального отвода</p>	<p>Л</p>

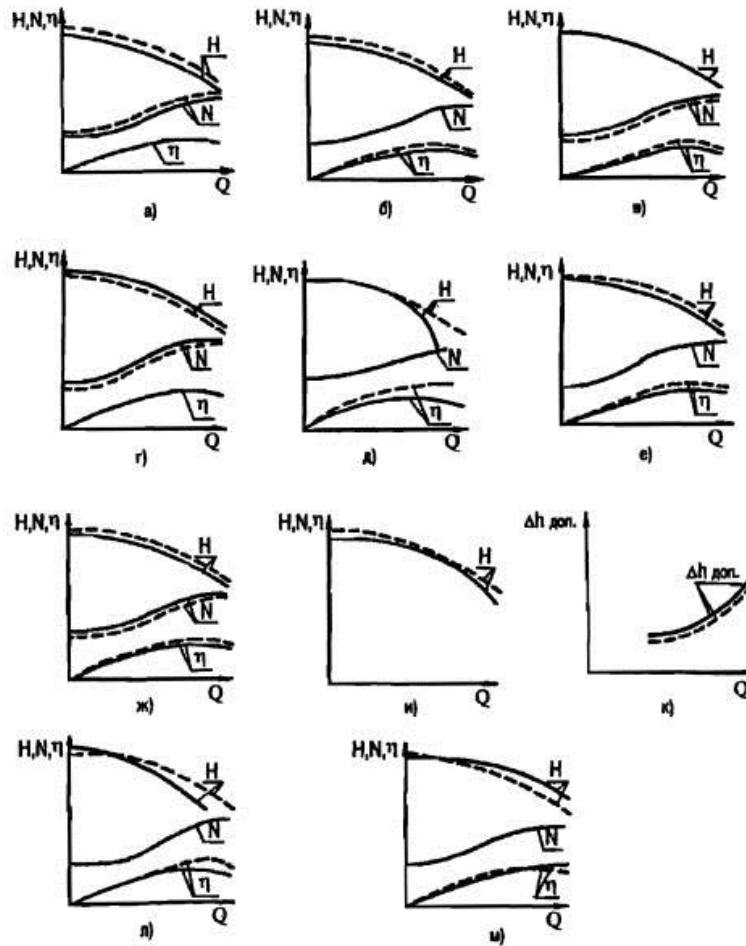


Рисунок 4.1 – Деформации характеристик

Пунктирные линии – базовые характеристики; сплошные линии – фактические характеристики.

Расчет с целью проведения диагностирования текущего состояния НА, основной задачей которого является выявление причин деформации его характеристик, выполняется в том случае, если имеются значительные различия между базовыми и эксплуатационными характеристиками. При их наличии НА может быть выведен из режима работы для ремонта. Само же сопоставление базовых характеристик паспортным происходит также, как процесс сравнения базовых и текущих характеристик. После проведения работ по определению причин деформации и доводке НА, согласно методике, определяются коэффициенты аппроксимирующих уравнений, которые записываются в базу данных, для последующих анализа и обработки.

## 4.5 Сбор и статистическая обработка параметров для получения базовых и фактических характеристик насосного агрегата

Сам процесс сбора и обработки параметров, необходимых для осуществления расчета текущих и базовых характеристик аналогичен, хотя существует единственное отличие: данные для текущих характеристик собираются для фактических режимов работы НА, а для базовых – для всех режимов работы.

Контроль стационарности режима осуществляется по  $Q(P_{вх.}$  или  $P_{вых.}$ ). Набирается  $m$  (не менее 21) значений  $Q_j(P_{вх.j}$  или  $P_{вых.j})$ , по которым подсчитывается среднее значение:

$$\bar{Q}_i(\bar{P}_{вх.i}; \bar{P}_{вых.i}) = \frac{1}{m} \cdot \sum_{j=1}^m Q_j(P_{вх.j}; P_{вых.j}) \quad (4.4)$$

Делается проверка

$$\frac{\bar{Q}_i(\bar{P}_{вх.i}; \bar{P}_{вых.i}) - Q_j(P_{вх.j}; P_{вых.j})}{\bar{Q}_i(\bar{P}_{вх.i}; \bar{P}_{вых.i})} \cdot 100 \leq 3, \% \quad (4.5)$$

Значения параметров, полученных при текущих режимах работы, подлежат дальнейшей обработке в том случае, если неравенства (4.5) выполняются. В случае, если условия этого неравенства не соблюдаются, то эти значения исключаются из расчетов, а на их место подбираются другие значения.

В силу того, что формулы расчета статистических характеристик идентичны для всех исследуемых параметров, то имеет смысл ввести обобщенное значение для эксплуатационных параметров –  $x$ .

Определение среднего арифметического значения по имеющимся измеренным значениям  $x_j$ :

$$\bar{x}_i = \frac{1}{m} \cdot \sum_{j=1}^m x_j \quad (4.6)$$

где  $m$  – число наблюдений.



Таким образом, получаем величины  $\bar{n}_i, \bar{Q}_i, P_{\text{вх.}i}, \bar{P}_{\text{вых.}i}, \bar{\rho}_i, \bar{N}_i, \bar{v}_i$ .

В дальнейшем величины  $\bar{n}_i, \bar{Q}_i, P_{\text{вх.}i}, \bar{P}_{\text{вых.}i}, \bar{\rho}_i, \bar{N}_i, \bar{v}_i$ , называются результатами измерений, а величины  $Q_j, P_{\text{вх.}j}, P_{\text{вых.}j}, N_j, n_j, \rho_j, v_j$  - результатами единичных наблюдений.

Определение оценки среднего квадратичного отклонения (СКО) результата наблюдений:

$$S(x_j) = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (x_j - \bar{x}_i)^2}{m-1}} \quad (4.7)$$

По этой формуле получаем значения:  $S(Q_j), S(P_{\text{вх.}j}), S(P_{\text{вых.}j}), S(N_j), S(n_j), S(\rho_j), S(v_j)$ .

Проверка однородности полученных наблюдений параметра  $x$  проводится для исключения грубых ошибок. Для этого вычисляется относительное уклонение результата наблюдения  $x_j$  от среднего арифметического  $\bar{x}_i$ , выраженное в долях СКО:

$$v_{xj} = \frac{|\bar{x}_i - x_j|}{S(x_j)} \cdot \sqrt{\frac{m}{m-1}} \quad (4.8)$$

Полученное значение  $v_{xj}$  сравнивается с табличным, зависящим от числа наблюдений  $m$  и доверительной вероятности  $P_\alpha$ . Табличные значения  $v_{\text{табл}}$  для  $P_\alpha = 0,95$  и  $m = 3 - 25$  даны в Приложении Г.

Если  $v_{xj} > v_{\text{табл}}$  то наблюдение  $x_j$  отбрасывается как грубо ошибочное с вероятностью 0,95, тогда и  $S(x_j)$  пересчитываются заново без учета исключенного результата наблюдения. Если  $(m - 1) < 21$ , то добирается еще одно значение параметра  $x$ .

Аналогично проверяется принадлежность общему ряду следующего результата наблюдения  $x_{j+1}$  и т.д.

Значения  $v_{\text{табл}}$  относятся к нормативно-справочной информации и хранятся в базе данных.

Определение оценки СКО результата измерения:

$$S(\bar{x}_i) = \frac{S(x_j)}{\sqrt{m}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (x_j - \bar{x}_i)^2}{m \cdot (m-1)}} \quad (4.9)$$

Без проверки принимаем предположение, что результаты наблюдений  $x_j$  принадлежат к нормальному распределению.

Доверительные границы  $\zeta \bar{x}_i$  случайной погрешности результата измерения определяются по формуле:

$$\zeta \bar{x}_i = t \cdot S(\bar{x}_i), \quad (4.10)$$

где  $t$  – коэффициент Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности  $P_\alpha$  и числа результатов измерения  $m$ .

Табличные значения  $t$  для  $P_\alpha = 0,95$  даны в Приложении Г.

Значения коэффициента  $t$  относятся к нормативно-справочной информации и хранятся в базе данных.

Доверительные границы неисключенной систематической погрешности  $\vartheta \bar{x}_i$  результата измерения определяются по формуле:

$$\vartheta \bar{x}_i = 1,1 \cdot \Delta \bar{x}_i, \quad (4.11)$$

где  $\Delta \bar{x}$  – предел систематической погрешности средств измерений величины  $\bar{x}_i$ .

$$\Delta \bar{x}_i = \frac{h \cdot \bar{x}_i}{100}, \quad (4.12)$$

где  $h$  – класс точности средства измерения.

Суммарная погрешность результата прямого измерения определяется по формуле:

$$\sum \bar{x}_i = \sqrt{\zeta \bar{x}_i^2 + \vartheta \bar{x}_i^2} = \sqrt{[t \cdot S(\bar{x}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{x}_i]^2} \quad (4.13)$$

Согласно формуле (4.13), суммарные погрешности прямых измерений параметров  $\bar{n}_i$ ,  $\bar{Q}_i$ ,  $\bar{P}_{\text{вх.}i}$ ,  $\bar{P}_{\text{вых.}i}$ ,  $\bar{\rho}_i$ ,  $\bar{N}_i$ ,  $\bar{v}_i$ , характеризующих текущий  $i$ -ый режим работы насосного агрегата, вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned}\sum \bar{Q}_i &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{Q}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{Q}_i]^2} \\ \sum \bar{P}_{\text{вх.}i} &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{P}_{\text{вх.}i})]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{P}_{\text{вх.}i}]^2} \\ \sum \bar{P}_{\text{вых.}i} &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{P}_{\text{вых.}i})]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{P}_{\text{вых.}i}]^2} \\ \sum \bar{N}_i &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{N}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{N}_i]^2} \\ \sum \bar{\rho}_i &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{\rho}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{\rho}_i]^2} \\ \sum \bar{n}_i &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{n}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{n}_i]^2} \\ \sum \bar{v}_i &= \sqrt{[t \cdot S(\bar{v}_i)]^2 + [1,1 \cdot \Delta \bar{v}_i]^2}\end{aligned}$$

Относительные предельные погрешности измерения этих параметров будут иметь вид:

$$\delta \bar{x}_i = \frac{\sum \bar{x}_i}{\bar{x}_i} \cdot 100, \% \quad (4.14)$$

Относительная предельная погрешность определения напора  $i$ -ого режима насосного агрегата находится по формуле:

$$\delta \bar{H}_i = \sqrt{\left(\frac{1}{\bar{\rho}_i \cdot g \cdot \bar{H}_i}\right)^2 \cdot [(\delta \bar{P}_{\text{вх.}i} \cdot \bar{P}_{\text{вх.}i})^2 + (\delta \bar{P}_{\text{вых.}i} \cdot \bar{P}_{\text{вых.}i})^2] + (\delta \bar{\rho}_i)^2} \quad (4.15)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $\bar{H}_i$  – напор,  $\text{м}$ .

$$\bar{H}_i = \frac{\bar{P}_{\text{вых.}i} - \bar{P}_{\text{вх.}i}}{\bar{\rho}_i \cdot g} \quad (4.16)$$

Среднее значение КПД насоса для  $i$ -ого режима подсчитывается по формуле:

$$\eta_i = \frac{\bar{\rho}_i \cdot \bar{Q}_i \cdot \bar{H}_i}{102 \cdot \bar{N}_i \cdot \eta_{\text{эл.двиг.}}} \cdot 10^4, \% \quad (4.17)$$

Полученные значения параметров насоса (подача, напор, мощность и КПД) должны быть нормализованы (приведены) согласно формулам следующего раздела. После приведения получим величины  $Q_{\text{пр.}i}$ ,  $H_{\text{пр.}i}$ ,  $N_{\text{пр.}i}$ ,  $\eta_{\text{пр.}i}$ .

Окончательно расчетные формулы для определения относительных предельных погрешностей приведенных значений параметров НА записываются следующим образом:

$$\delta \bar{Q}_{\text{пр.}i} = \sqrt{(\delta \bar{Q}_i)^2 + (\delta \bar{n}_i)^2}. \quad (4.18)$$

$$\delta \bar{H}_{\text{пр.}i} = \sqrt{(\delta \bar{H}_i)^2 + 4 \cdot (\delta \bar{n}_i)^2}. \quad (4.19)$$

$$\delta \bar{N}_{\text{пр.}i} = \sqrt{(\delta \bar{N}_i)^2 + 9 \cdot (\delta \bar{n}_i)^2}. \quad (4.20)$$

$$\delta \eta_{\text{пр.}i} = \sqrt{(\delta \bar{Q}_i)^2 + (\delta \bar{N}_i)^2 + (\delta \bar{H}_i)^2 + (\delta \bar{\rho}_i)^2}. \quad (4.21)$$

Абсолютные предельные погрешности определения параметров насоса, характеризующих текущий  $i$ -ый режим работы, находятся по формулам:

$$\varepsilon Q_{\text{пр.}i} = \frac{\delta Q_{\text{пр.}i} \cdot Q_{\text{пр.}i}}{100}. \quad (4.22)$$

$$\varepsilon H_{\text{пр.}i} = \frac{\delta H_{\text{пр.}i} \cdot H_{\text{пр.}i}}{100}. \quad (4.23)$$

$$\varepsilon N_{\text{пр.}i} = \frac{\delta N_{\text{пр.}i} \cdot N_{\text{пр.}i \text{нас.}}}{100}. \quad (4.24)$$

$$\varepsilon \eta_{\text{пр.}i} = \frac{\delta \eta_{\text{пр.}i} \cdot \eta_{\text{пр.}i}}{100}. \quad (4.25)$$

Мощность на валу насоса  $N_{\text{пр.}i \text{нас.}}$  определяется по известной формуле:

$$N_{\text{пр.}i \text{нас.}} = \frac{N_{\text{пр.}i} \cdot \eta_{\text{эл.двиг.}}}{100}. \quad (4.26)$$

Окончательно значения параметров насоса записываются в виде:

$$\text{подача} \quad Q_{\text{пр.}i} \pm \varepsilon Q_{\text{пр.}i},$$

$$\text{напор} \quad H_{\text{пр.}i} \pm \varepsilon H_{\text{пр.}i},$$

$$\text{мощность насоса} \quad N_{\text{пр.}i\text{нас.}} \pm \varepsilon \eta_{\text{пр.}i},$$

$$\text{КПД насоса} \quad \eta_{\text{пр.}i} \pm \varepsilon \eta_{\text{пр.}i}.$$

#### 4.6 Пересчет усредненных параметров насоса при изменении вязкости нефти, частоты вращения ротора и наружного диаметра колеса

Для всех текущих  $i$ -ых режимов работы насосного агрегата, проверенных на стационарность, подсчитывается значение числа Рейнольдса:

$$Re_i = \frac{\bar{n}_i \cdot D^2}{60 \cdot \bar{v}_i} \quad (4.27)$$

Полученное значение  $Re_i$  сравнивается с  $Re_{\text{пер.}}$  и  $Re_{\text{гр.}}$  - числами Рейнольдса, определяющими условную границу перехода режима течения нефти из автомоделной области в область зависящих от вязкости значений параметров насоса, соответственно для напора и КПД. Значения  $Re_{\text{пер.}}$  и  $Re_{\text{гр.}}$  даны в Приложении Б.

Если  $Re_i < Re_{\text{пер.}}$ , то пересчет значений напора и подачи с одной вязкости на другую, при которой определены базовые характеристики, осуществляется:

$$H_{(\text{пер.1})i} = \bar{H}_i \cdot \left(1 - 0,1281 \cdot \lg \frac{v_{\text{баз}}}{\bar{v}_i}\right) \quad (4.28)$$

$$Q_{(\text{пер.1})i} = \bar{Q}_i \cdot \left[\frac{H_{(\text{пер.1})i}}{\bar{H}_i}\right]^{3/2} \quad (4.29)$$

В качестве  $v_{\text{баз}}$  принимаем  $v_{\text{воды}} = 0,01 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ сСт}$ , т.к. базовые характеристики при сравнении их с паспортными были пересчитаны на паспортные условия работы.

Если  $Re_i < Re_{гр.}$ , то пересчет значений КПД с одной вязкости на другую, при которой определены базовые характеристики, осуществляется по формуле:

$$\eta_{(пер.1)i} = \bar{\eta}_i \cdot \left(1 - n_s^{-0,262} \cdot \lg \frac{Re_{гр}}{Re_i}\right)^{-1}, \quad (4.30)$$

где  $n_s$  – коэффициент быстроходности насоса, значения которого относятся к НСИ и даны в Приложении Б.

Пересчет значения мощности насоса осуществляется по формуле:

$$N_{(пер.1)i} = \frac{\bar{\rho}_i \cdot \bar{Q}_{(пер.1)i} \cdot \bar{H}_{(пер.1)i}}{102 \cdot \eta_{(пер.1)i}} \cdot 10^2 \quad (4.31)$$

При изменении наружного диаметра РК насоса, при обточке РК в процессе эксплуатации, напорная и энергетические характеристики насоса пересчитывается по формулам:

$$H_{(пер.2)i} = H_{(пер.1)i} \cdot \left(\frac{D_{обт}}{D}\right)^r \quad (4.32)$$

$$Q_{(пер.2)i} = Q_{(пер.1)i} \cdot \left(\frac{D_{обт}}{D}\right)^L \quad (4.33)$$

$$N_{(пер.1)i} = \frac{\bar{\rho}_i \cdot \bar{Q}_{(пер.2)i} \cdot \bar{H}_{(пер.2)i}}{102 \cdot \eta_{(пер.2)i}} \cdot 10^2 \quad (4.34)$$

где  $D$  – первоначальный (без обточки) наружный диаметр РК;  $D_{обт.}$  – измененный наружный диаметр РК.

Показатели  $r$  и  $L$  в зависимости от  $n_s$  равны

$r = 2; L = 1$  - для насосов с  $n_s = 70 - 125$ ;

$r = 2,2; L = 1,3$  - для насосов с  $n_s = 125 - 175$ ;

$r = 2,35; L = 1,85$  - для насосов с  $n_s = 175 - 230$ .

Показатели  $r$  и  $L$  относятся к справочным данным.

КПД насоса  $\eta_{(\text{пер.2})i}$  при изменении наружного диаметра РК определяется в соответствии с таблицей 4.2:

Таблица 4.2 – Характеристики насосов типа НМ

Коэффициент быстроходности, $ns$	Допустимая обточка РК в % от номинального диаметра	Снижение КПД насоса на каждые 10 % обточки РК, %
70 - 125	20 - 15	1,0 - 1,5
125 - 175	15 - 11	1,5 - 2,5
175 - 230	11 - 5	2,5 - 3,5

Приведение значений параметров насоса к номинальной частоте вращения и базовой плотности перекачиваемой жидкости осуществляется по формулам:

$$Q_{\text{пр.}i} = Q_{(\text{пер.2})i} \cdot \left( \frac{n_n}{\bar{n}_i} \right) \quad (4.35)$$

$$H_{\text{пр.}i} = H_{(\text{пер.2})i} \cdot \left( \frac{n_n}{\bar{n}_i} \right)^2 \quad (4.36)$$

$$N_{\text{пр.}i} = N_{(\text{пер.2})i} \cdot \left( \frac{n_n}{\bar{n}_i} \right)^3 \cdot \frac{\rho_{\text{баз}}}{\bar{\rho}_i} \quad (4.37)$$

$$\eta_{\text{пр.}i} = \eta_{(\text{пер.2})i} \quad (4.38)$$

В качестве  $\rho_{\text{баз.}}$  принимаем  $\rho_{\text{воды}} = 998,2 \text{ кг/м}^3$ .

#### 4.7 Получение базовых характеристик

Соответствие базовых характеристик паспортным устанавливается исходя из условия, что приведенные значения параметров насосных агрегатов находятся в полосе, составленной из допустимых отклонений и абсолютных предельных погрешностей измерений.

За среднее арифметическое паспортных значений берутся значения с паспортных характеристик насосных агрегатов или определяются аналитически по формулам (4.1), (4.2), (4.3) для подачи  $Q_{\text{пр.}i}$ . При

аппроксимации графических зависимостей по формулам (4.1) и (4.2) подача  $Q_{пр.i}$  принимается в м<sup>3</sup>/ч.

Верхние и нижние границы паспортных значений параметров определяются предельными отклонениями при изготовлении и средними относительными погрешностями аппроксимации зависимостей  $H_{пасп.} = f_1(Q)$ ;  $N_{пасп.} = f_2(Q)$ .

$$H_{пасп.i}^{верх.} = (1 + 0,05 + \delta H_{пасп.}) \cdot H_{пасп.i}, \quad (4.39)$$

$$H_{пасп.i}^{ниж.} = (1 - 0,03 - \delta H_{пасп.}) \cdot H_{пасп.i}, \quad (4.40)$$

$$\eta_{пасп.i}^{ниж.} = \eta_{пасп.i} \quad (4.41)$$

$$N_{пасп.i}^{верх.} = \left(1 + \frac{\Delta\alpha}{2} + \delta N_{пасп.}\right) \cdot N_{пасп.i}, \quad (4.42)$$

$$N_{пасп.i}^{ниж.} = \left(1 - \frac{\Delta\alpha}{2} - \delta N_{пасп.}\right) \cdot N_{пасп.i}, \quad (4.43)$$

где  $H_{пасп.}$ ,  $N_{пасп.}$  – средние относительные погрешности аппроксимации зависимостей, соответственно  $H_{пасп.} = f_1(Q)$ ;  $N_{пасп.} = f_2(Q)$  – производственный допуск на мощность НА (Приложение Д).

Для  $\eta_{пасп.}$  берется только нижняя граница.

Сравнение напора, мощности и КПД насоса для каждого режима производится следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{если} \quad & H_{пр.i} + \varepsilon H_{пр.i} < H_{пасп.i}^{ниж.}, \\ & N_{пр.i.нас.} + \varepsilon \eta_{пр.i} < N_{пасп.i}^{ниж.}, \\ & \eta_{пр.i} + \varepsilon \eta_{пр.i} < \eta_{пасп.i}, \end{aligned} \quad (4.44)$$

то кривые напора мощности и КПД проходят ниже паспортных характеристик;

$$\begin{aligned} \text{если} \quad & H_{пр.i} - \varepsilon H_{пр.i} > H_{пасп.i}^{верх.}, \\ & N_{пр.i.нас.} - \varepsilon \eta_{пр.i} > N_{пасп.i}^{верх.}, \end{aligned} \quad (4.45)$$



$$\eta_{пр.i} - \varepsilon\eta_{пр.i} > \eta_{пасп.i},$$

то соответствующие кривые проходят выше паспортных.

В остальных случаях считаем, что текущие значения параметров соответствуют паспортным значениям.

В соответствии с перечнем возможных причин отличия первоначальных базовых характеристик от паспортных разрабатывается комплекс мероприятий по доводке оборудования.

После доводки НА производится обработка базовых характеристик.

Методом наименьших квадратов по формулам (4.1), (4.2) определяются коэффициенты аппроксимации, которые заносятся в базу данных.

Средние значения абсолютных предельных погрешностей определения базовых параметров насоса заносятся в базу данных.

#### **4.8 Проведение диагностирования общего технического состояния насосного агрегата**

Согласно предыдущим разделам производится сбор и статобработка информации для получения характеристик НА для всех текущие стационарные режимы эксплуатации.

Сравнение текущих и базовых характеристик производится с учетом технологического номера НА и основывается на проверке значимости отклонений приведенных значений параметров НА, характеризующих данный режим, от БХ.

По формулам (4.1), (4.2), (4.3) с учетом коэффициентов аппроксимации вычисляются  $H_{баз.i}$ ,  $N_{баз.i}$  и  $\eta_{баз.i}$  для подачи  $Q_{пр.i}$ . В формулах (4.1), (4.2)  $Q_{пр.i}$  принимается в м<sup>3</sup>/час.

Определяются и сравниваются верхние и нижние границы базовых и текущих значений параметров:

если

$$\begin{aligned}
 H_{\text{пр.}i} + \varepsilon H_{\text{пр.}i} &< H_{\text{баз.}i} - \varepsilon H_{\text{пр.}i}, \\
 N_{\text{пр.}i.\text{нас.}} + \varepsilon N_{\text{пр.}i} &< N_{\text{баз.}i} - \varepsilon N_{\text{баз.}i}, \\
 \eta_{\text{пр.}i} + \varepsilon \eta_{\text{пр.}i} &< \eta_{\text{баз.}i} - \varepsilon \eta_{\text{баз.}i},
 \end{aligned}
 \tag{4.46}$$

то соответствующие кривые проходят ниже базовых;

если

$$\begin{aligned}
 H_{\text{пр.}i} - \varepsilon H_{\text{пр.}i} &< H_{\text{баз.}i} + \varepsilon H_{\text{пр.}i}, \\
 N_{\text{пр.}i.\text{нас.}} - \varepsilon N_{\text{пр.}i} &< N_{\text{баз.}i} + \varepsilon N_{\text{баз.}i}, \\
 \eta_{\text{пр.}i} - \varepsilon \eta_{\text{пр.}i} &< \eta_{\text{баз.}i} + \varepsilon \eta_{\text{баз.}i},
 \end{aligned}
 \tag{4.47}$$

то соответствующие кривые проходят выше базовых значений.

В остальных случаях считаем, что текущие значения параметров соответствуют базовым значениям.

В соответствии с таблицей 4.1 производится определение возможных причин несоответствия текущих характеристик базовым и выдается диагностическое сообщение, при этом учитываются результаты вибродиагностики.

## **4.9 Диагностирование текущего технического состояния насосного агрегата**

### **4.9.1 Данные для расчета**

Технические характеристики: Насос НМ 10000-210 с ротором  $0,7Q_{\text{ном}}$ ;  
 $n_n = 3000$  об/мин; Двигатель СТД 6300-2;  $\eta_{\text{ном.эл.двиг}} = 97,6$  %;

На основе Приложения А представлены паспортные характеристики насоса.

$$H = 340,798666 - 0,027431 \cdot Q + 4,30219 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2 - 4,70565 \cdot 10^{-10} \cdot Q^3$$

$$N = 2567,078707 + 0,264942 \cdot Q + 0,000068 \cdot Q^2 - 9,563964 \cdot 10^{-10} \cdot Q^3$$

### Эксплуатационные характеристики:

Значения подачи, давлений на входе и выходе, мощности, частоту вращения ротора насоса, плотность и вязкость нефти, снятые измерительными приборами 02.07.2016 с насоса НМ 10000-210 занесены в таблицу 4.4

Таблица 4.4. – Фактические параметры насосного агрегата

Номер наблюдения $j = 1 \dots m$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$P_{\text{вх}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{вых}}, \text{ МПа}$	$N, \text{ кВт}$	$n, \text{ об/мин}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$\nu, \text{ сСт}$
1	1,6042	1,611	3,149	3547,2	2959	857	7,38
2	1,6050	1,613	3,178	3563,2	2958	857	7,31
3	1,6141	1,621	3,192	3558,4	2958	857	7,35
4	1,6186	1,624	3,208	3565,6	2955	857,8	7,37
5	1,6194	1,626	3,214	3561,6	2952	858,5	7,37
6	1,6239	1,629	3,219	3580,8	2950,5	858,1	7,36
7	1,6133	1,619	3,187	3539,2	2949	857,5	7,34
8	1,5974	1,559	3,067	3508,8	2948	857,5	7,32
9	1,5997	1,553	3,072	3531,2	2953,2	857,5	7,38
10	1,5989	1,565	3,07	3504,1	2949	856,6	7,39
11	1,6057	1,562	3,076	3505,6	2952	855,6	7,38
12	1,6133	1,619	3,189	3504,8	2952	855,7	7,34
13	1,6163	1,624	3,208	3540,2	2956	855,7	7,35
14	1,6171	1,626	3,214	3557,6	2956	855,8	7,32
15	1,6201	1,627	3,216	3547,9	2961	855,7	7,33
16	1,6224	1,628	3,218	3577,6	2959,2	855,6	7,38
17	1,6141	1,621	3,192	3549,1	2954,8	856,8	7,34
18	1,6148	1,622	3,201	3557,2	2959,6	856,4	7,34
19	1,6110	1,617	3,181	3552,2	2955,1	856,6	7,37
20	1,6163	1,624	3,208	3546,1	2949,8	856,5	7,35
21	1,6141	1,621	3,192	3557,3	2954,5	856,7	7,38

### 4.9.2 Статистическая обработка параметров

Определим среднеарифметические значения результатов наблюдения, а также СКО, используя формулы (4.7) и (4.8). Найденные значения представим в таблице 4.5

Таблица 4.5. – Среднеарифметические значения и СКО результатов наблюдения

Параметры	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$P_{\text{вх}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{вых}}, \text{ МПа}$	$N, \text{ кВт}$	$n, \text{ об/мин}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$\nu, \text{ сСт}$
$\bar{x}$	1,61	1,61	3,17	3545,51	2954,37	856,74	7,35
$S(x_j)$	0,0076	0,0255	0,0533	22,902	3,880	0,865	0,236

С помощью формулы (4.9) подсчитываем относительное уклонение  $x_j$  от  $\bar{x}_i$ . С вероятностью в 0,95 может утверждать, что грубых ошибок в наблюдениях нет, потому что выполняются условия неравенства для всех  $x_j$ .

Используя формулы (4.10) и (4.11) необходимо определить оценку СКО результатов измерения, а также доверительных границ случайной погрешности с параметрами  $m = 21$ ,  $t = 2,086$ . В таблицу 4.6 запишем результаты этих вычислений.

Таблица 4.6. – Оценка СКО результатов измерения

Параметры	Q, м <sup>3</sup> /ч	P <sub>вх</sub> , МПа	P <sub>вых</sub> , МПа	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ν, сСт
x <sub>jmax</sub>	1,6224	1,628	3,218	3580,8	2961	858,5	7,39
x <sub>jmin</sub>	1,5974	1,553	3,067	3504,1	2948	855,6	7,31
υ <sub>xjmax</sub>	1,993	2,047	2,054	1,642	1,752	2,082	1,944
υ <sub>табл</sub>	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<	<
υ <sub>xjmin</sub>	1,334	0,898	1,274	1,219	1,586	1,354	1,531
υ <sub>табл</sub>	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<	<

Найдем значения предела систематической погрешности средства измерения величины с помощью формулы (4.13), доверительные границы неисключенной систематической погрешности по формуле (4.12). Используя формулы (4.13) и (4.14) найдем суммарную и относительную погрешности соответственно. Результаты занесем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7. – Значения систематических погрешностей средства измерения, доверительных границ неисключенных систематических погрешностей, суммарных и относительных погрешностей.

Параметры	$\bar{Q}$	$\bar{P}_{вх}$	$\bar{P}_{вых}$	$\bar{N}$	$\bar{n}$	$\bar{\rho}$	$\bar{\nu}$
Δ $\bar{x}$ , ед.изм	0,0040	0,0016	0,0032	29,0226	2,9543	4,2837	0,0184
ε $\bar{x}$ , ед.изм	0,0044	0,0018	0,0035	31,9249	3,2498	4,7120	0,0202
Σ $\bar{x}$ , ед.изм	0,0056	0,0117	0,0245	33,5840	3,6989	4,72849	0,0229
δ $\bar{x}$ , %	0,3503	0,7286	0,7724	0,9472	0,1252	0,5519	0,3113

Рассчитаем среднее значение развиваемого напора насосом по формуле (4.16):

$$\bar{H} = \frac{(3,17 - 1,61) \cdot 10^6}{856,74 \cdot 9,81} = 186,06 \text{ м}$$

С помощью формулы (4.15) найдем относительную предельную погрешность определения напора:

$$\delta \bar{H}_i = \sqrt{\left(\frac{1}{856,74 \cdot 9,81 \cdot 186,06}\right)^2 \cdot [(0,7286 \cdot 1,61 \cdot 10^6)^2 + (0,7724 \cdot 3,17 \cdot 10^6)^2] + (0,5519)^2} \\ = 0,5519 \%$$

Вычислим среднее значение КПД по формуле (4.17):

$$\eta = \frac{856,74 \cdot 1,61 \cdot 186,06}{102 \cdot 3545,51 \cdot 97,6} \cdot 10^4 = 72,82 \%$$

#### 4.9.3 Приведение (нормализация) усредненных параметров насоса

Используя формулу (4.27), произведем расчет значения числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{2954,37 \cdot 0,506^2}{60 \cdot 7,35} = 17141,37$$

Т.к полученное значение  $Re < Re_{пер}$  ( $17141,37 < 60000$ ), то произведем пересчет значений подачи и напора с вязкости, при которой определены базовые характеристики, на вязкость перекачиваемой с помощью формулы (4.28) и (4.29):

$$H_{(пер.1)} = 186,06 \cdot \left(1 - 0,1281 \cdot \lg \frac{1}{7,35}\right) = 206,70 \text{ м}$$

$$Q_{(пер.1)} = 1,61 \cdot \left[\frac{206,70}{186,06}\right]^{\frac{3}{2}} = 1,88 \text{ м}^3/\text{с}$$

В качестве  $\nu_{баз}$  принимаем  $\nu_{воды} = 0,01 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ сСт}$ , т.к. базовые характеристики при сравнении их с паспортными были пересчитаны на паспортные условия работы.

Т.к полученное значение  $Re < Re_{пер}$  ( $17141,37 < 206300$ ), то произведем пересчет значений КПД с одной вязкости, при которой определены базовые характеристики, используя формулу (4.30):

$$\eta_{(\text{пер.1})i} = 72,82 \cdot \left(1 - 203^{-0,262} \cdot \lg \frac{206300}{60000}\right)^{-1} = 84,02 \%$$

По формуле (4.31) произведем пересчет значений мощности насоса:

$$N_{(\text{пер.1})i} = \frac{856,74 \cdot 1,88 \cdot 206,70}{102 \cdot 84,02} \cdot 10^2 = 3901,18 \text{ кВт}$$

Используя формул (4.35) – (4.38), приведем значения параметров насоса к номинальной частоте вращения и плотности перекачиваемой жидкости:

$$Q_{\text{пр}} = 1,88 \cdot \left(\frac{3000}{2954,37}\right) = 1,917 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H_{\text{пр}} = 206,70 \cdot \left(\frac{3000}{2954,37}\right)^2 = 213,14 \text{ м}$$

$$N_{\text{пр}} = 3901,18 \cdot \left(\frac{3000}{2954,37}\right)^3 \cdot \frac{998,2}{856,74} = 4759,2 \text{ кВт}$$

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{998,2 \cdot 1,917 \cdot 213,14}{102 \cdot 4759,2 \cdot 97,6} \cdot 10^4 = 86,08 \%$$

Определим мощность на валу насоса по формуле (4.26):

$$N_{\text{пр.нас}} = \frac{4759,2 \cdot 97,6}{100} = 4644,98 \text{ кВт}$$

Вычислим относительные предельные погрешности приведенных значений параметров НА по формулам (4.18) – (4.21):

$$\delta Q_{\text{пр}} = \sqrt{0,3503^2 + 0,1252^2} = 0,37 \%$$

$$\delta H_{\text{пр}} = \sqrt{0,5519^2 + 4 \cdot 0,1252^2} = 0,61 \%$$

$$\delta N_{\text{пр}} = \sqrt{0,9472^2 + 9 \cdot 0,1252^2} = 1,02 \%$$

$$\delta \eta_{\text{пр}} = \sqrt{0,3503^2 + 0,9472^2 + 0,5519^2 + 0,5519^2} = 1,27 \%$$

Вычислим абсолютные погрешности приведенных значений параметров насоса по формулам (4.22) – (4.25):

$$\varepsilon Q_{\text{пр}} = \frac{0,37 \cdot 1,917}{100} = 0,0071 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\varepsilon H_{\text{пр}} = \frac{0,61 \cdot 213,14}{100} = 1,291 \text{ м}$$

$$\varepsilon N_{\text{пр}} = \frac{1,02 \cdot 4644,98}{100} = 47,332 \text{ кВт}$$

$$\varepsilon \eta_{\text{пр}} = \frac{1,27 \cdot 84,02}{100} = 1,072 \%$$

Запишем получившиеся значения параметров с учетом абсолютных погрешностей:

$$Q = 1,917 \pm 0,0071 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H = 213,14 \pm 1,291 \text{ м}$$

$$N = 4644,98 \pm 47,332 \text{ кВт}$$

$$\eta = 84,02 \pm 1,072 \%$$

#### 4.9.4 Расчет паспортных характеристик

В связи с отсутствием базовых характеристик НА, сравнение будет происходить с паспортными характеристиками.

Вычислим паспортные значения напора, мощности и КПД для подачи  $Q_{\text{пр}}$  с помощью формул (4.1) – (4.3):

$$H_{\text{пасп}} = 340,798666 - 0,027431 \cdot 6901,57 + 4,30219 \cdot 10^{-6} \cdot 6901,57^2 - 4,70565 \cdot 10^{-10} \cdot 6901,57^3 = 204,41 \text{ м}$$

$$N_{\text{пасп}} = 2567,078707 + 0,264942 \cdot 6901,57 + 0,000068 \cdot 6901,57^2 - 9,563964 \cdot 10^{-10} \cdot 6901,57^3 = 4525,62 \text{ кВт}$$

$$\eta_{\text{пасп}} = \frac{998,2 \cdot 6901,57 \cdot 204,41 \cdot 10^4}{102 \cdot 4525,62 \cdot 97,6} = 86,81 \%$$

#### 4.9.5 Диагностирование технического состояния НА

На основе формул (4.39) – (4.43) рассчитаем верхнюю и нижнюю границу паспортных значений и сравним их с верхними и нижними границами приведенных значений параметров соответственно, представив результаты вычисления в таблицу 4.8

Таблица 4.8. – Результаты сравнения границ паспортных границ и приведенных значений характеристик насоса.

Параметры	$H$ , м	$N_{\text{нас}}$ , кВт	$\eta$ , %
$x_{\text{пр}} + \varepsilon x_{\text{пр}}$	214,43	4692,32	87,36
$x_{\text{пр}} - \varepsilon x_{\text{пр}}$	211,85	4597,65	85,02
верхняя граница $x_{\text{пасп}}$	216,06	4774,53	–
нижняя граница $x_{\text{пасп}}$	196,84	4367,22	86,81

Так как для значений, записанных в таблице 4.8, условия формул 4.44 и 4.45 не выполняются, то можем сделать вывод: текущие значения параметров соответствуют паспортным значениям, что говорит о технически исправном состоянии насоса на момент снятия использованных данных.



## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **5.1 График выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210**

Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов на значительные расстояния по трубопроводам предусматривает этапы определения трудовых и денежных затрат, направленных на его реализацию. Данный раздел посвящен анализу экономической эффективности монтажа насоса МН 10000-210 в насосный цех НПС «Раскино».

Таким образом, необходимо рассмотреть график выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210, рассчитать сметную стоимость выполнения работ, а также оценить эффективность капитальных вложений.

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по отдельным составляющим его производственных объектов. В таблице 5.1 представлены нормы времени на выполнение монтажа насоса МН 10000-210 [12].

Таблица 5.1 – Нормы времени на выполнение монтажа насоса МН 10000-210

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, час.	Состав бригады, чел.
1	Подготовительные работы	4	8
2	Установка насоса на фундамент	16	8
3	Центрирование насоса	10	6
4	Испытание работы насоса	10	6
5	Итого	40	-

Составим линейные календарные графики проведения работ по монтажу насоса МН 10000-210. (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – График проведения монтажа насоса НМ 10000-210

Наименование операции	Всего часов	Дни												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Подготовительные работы	4													
Установка насоса на фундамент	16													
Центрирование насоса	10													
Испытание работы насоса	10													
<b>Итого</b>	<b>40</b>													

## 5.2 Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210

При составлении смет (расчетов) могут применяться методы определения стоимости:

- ресурсный;
- базисно-индексный;
- ресурсно-индексный;
- на основании укрупненных сметных нормативов: данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов-аналогов.

При расчете сметной стоимости выполнения работ при монтаже насоса НМ 10000-210 использовался ресурсный метод.

Ресурсный метод – способ определения цен, подразумевающий составление смет на основе определения реальной стоимости элементов, которые входят в состав сметы.

В качестве дополнительного метода определения сметной стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов [16].

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ по монтажу насоса НМ 10000-210 в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Статьи сметного расчета на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Спецоборудование
2	Материалы и комплектующие
3	Оплата труда
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
5	Амортизация основных средств
6	Накладные расходы
7	Прочее
8	Всего стоимость

Планирование и финансирование работ, и расчеты заказчиков производятся на основе сметных расчетов, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- данные технического проекта;
- строительные нормы и правила (СНиП);
- единые районные единичные расценки;
- единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.

В таблице 5.4 представлена информация по нормативной базе сметных расчетов в области налогообложения.

Таблица 5.4 – Нормативная база сметных расчетов в области налогообложения [17]

№ п/п	Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г. ; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления –фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	N 125-ФЗ	
№ п/п	Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	Методические указания
6	Коэффициент-дефлятор	2017 г. - 1,425; 2016 г. -1,329	Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.
7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

Результаты сметного расчёта затрат для каждой из статей приведены в таблицах 5.5 – 5.14.

Таблица 5.5 – Специальное оборудование для монтажа насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	Автокран Grove RT 650E	шт.	1	16500,00	16500,00
2	Лазерный центровщик КВАНТ-ЛМ-Ех	шт.	1	239,00	239,00
3	Нивелир Stabila LAR 200	шт.	1	77,00	77,00
4	Прочее	шт.	1	250,00	250,00
Итого					17066,00

Таблица 5.6 – Материалы и комплектующие для монтажа насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	Дизельное топливо	л	480	0,045	21,60
2	Прочее	шт.	1	40,00	40,00
Итого					61,6

Таблица 5.7 – Оплата труда для монтажа насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование категории работников в 2017 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня, руб.	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ, тыс. руб.
1	Начальник отдела	1	3 950,00	3 950,00	6,00	23,70
2	главный инженер	1	3 250,00	3 250,00	6,00	19,50
3	Ведущий инженер	1	2 900,00	2 900,00	6,00	17,40
4	Машинист насосного агрегата	6	2 200,00	13 200,00	4,00	52,80
5	Крановщик	1	2 300,00	2 300,00	2,00	4,600
Итого		10				118,00

Таблица 5.8 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

№	2017 г. (тыс. руб.)	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма, тыс. руб.
1	23 700,00	21,53	5,10
2	19 500,00	24,01	4,68
3	17 400,00	25,70	4,47
4	52 800,00	30,00	15,84
5	4 600,00	29,80	13,71
6	118 000,00	0,2	0,24
Итого:			31,70

Таблица 5.9 – Амортизация основных средств для монтажа насоса НМ 10000-210 после капитального ремонта

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, тыс. руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, тыс. руб.
1	Автокран Grove RT 650E	1	16500,00	10,00	35,00	577,50
2	Насос НМ 10000-210 после кап.ремонта	1	17548,65	5,00	60,00	526,46
3	Лазерный центровщик КВАНТ-ЛМ-Ех	1	239,00	10,00	25,00	5,98
4	Нивелир Stabila LAR 200	1	77,00	10,00	25,00	1,93
5	Прочее	1	250,00	25,00	60,00	37,50
Итого						1149,36

Таблица 5.10 – Накладные расходы для монтажа насоса НМ 10000-210 после капитального ремонта

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, тыс. руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00	10	1 706 600,00
2	Материалы и комплектующие	61,60	10	6 160,00
3	Оплата труда и страховые взносы	118,00	10	11 800,00
4	Амортизация основных средств	1149,36	10	114 935,95
Итого накладные		18394,96	10	1839,49

Таблица 5.11 – Амортизация основных средств монтажа нового насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, тыс. руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, тыс. руб.
1	Автокран Grove RT 650E	1	16500,00	10,00	35,00	577,50
2	Насос НМ 10000-210 новый	1	27855,00	5,00	60,00	835,65
3	Лазерный центровщик КВАНТ-ЛМ-Ех	1	239,00	10,00	25,00	5,98
4	Нивелир Stabila LAR 200	1	77,00	10,00	25,00	1,93
5	Прочее	1	250,00	25,00	60,00	37,50
Итого						1458,55

Таблица 5.12 – Накладные расходы для монтажа нового насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, тыс. руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00	10	1 706 600,00
2	Материалы и комплектующие	61,60	10	6 160,00
3	Оплата труда и страховые взносы	118,00	10	11 800,00
4	Амортизация основных средств	1458,55	10	145,85
Итого накладные		18704,15	10	1870,42

Таблица 5.13 – Прочие расходы для монтажа насоса НМ 10000-210

№ п/п	Виды оплаты	Сумма оплаты, тыс. руб.
1	Прочие расходы:	0,38
	– электроэнергия	0,0,3
	– теплоснабжение	0,35

Таблица 5.14 – Смета затрат на монтаж насоса НМ 10000-210.

№ п/п	Статьи затрат	После ремонта	Новый
		Сумма затрат, тыс. руб.	
1	Спецоборудование	17066,00	17066,00
2	Материалы и комплектующие	61,60	61,60
3	Оплата труда	118,00	118,00
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	31,70	31,70
5	Амортизация основных фондов	1149,360	1458,55
6	Накладные расходы	1 839,49	1870,41
7	Командировки и служебные разъезды	69,00	69,00
8	Прочие расходы	0,38	0,38
9	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	50,00	50,00
10	Итого собственных затрат	20335,53	20675,64

На рисунке 5.1 представлена динамика основных затрат при монтаже нового и прошедшего ремонт насоса НМ 10000-210. Основное изменение в затратах заключается в амортизационных исчислениях. Затраты на материалы и комплектующие, оплату труда, страховые взносы и спецоборудование в обоих случаях равны.

Наибольший процент затрат на монтаж нового (89%) и прошедшего ремонт (86%) насоса НМ 10000-210 относятся амортизационные исчисления, на материалы и комплектующие, оплату труда и страховые взносы приходится всего лишь 11% и 14%, соответственно (Рисунок 5.2) [18].



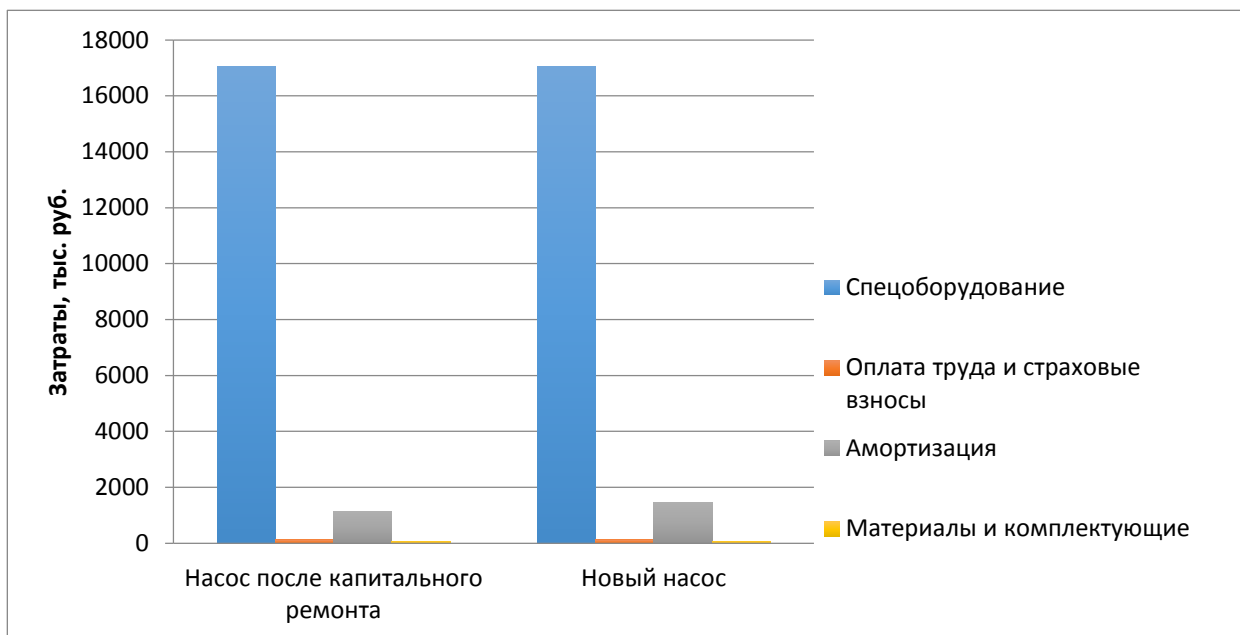


Рисунок 5.1 – Динамика основных затрат при монтаже нового насоса НМ 10000-210 и после капитального ремонта

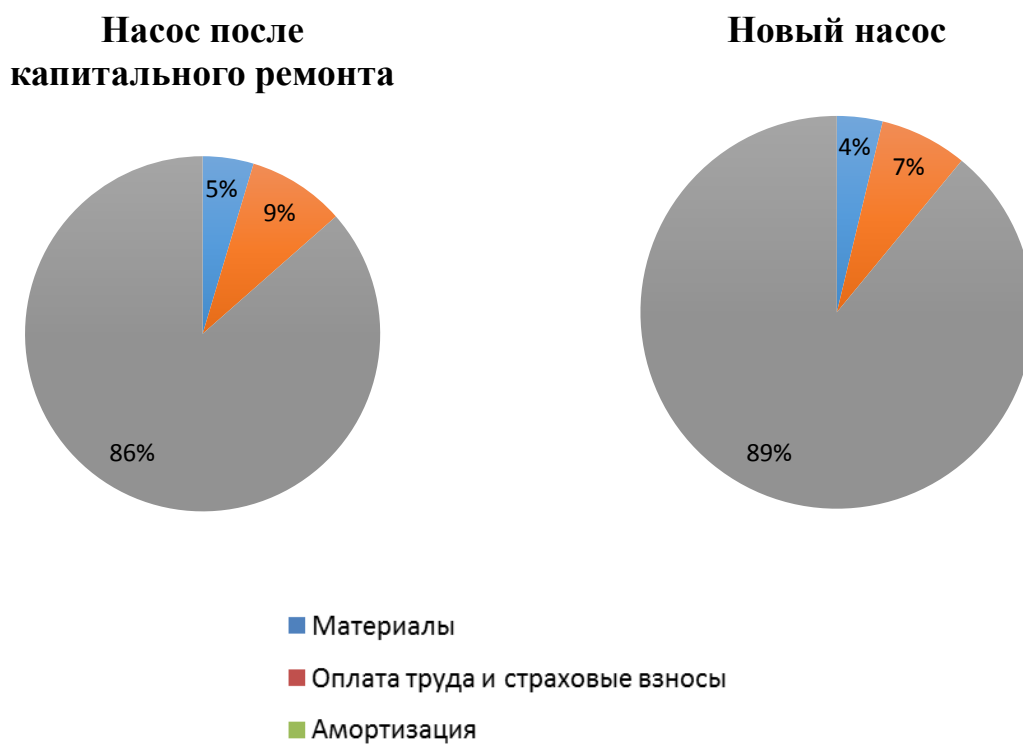


Рисунок 5.2 – Структура затрат на выполнение работ монтажа нового насоса НМ 10000-210 и после капитального ремонта

Расчеты показали, что прямые и текущие расходы на проведение монтажа нового и прошедшего ремонт насоса НМ 10000-210 почти ничем не

отличаются. В свою очередь затраты на приобретение нового насоса НМ 10000-210, стоимость которого составляет 27,855 млн. рублей, значительно больше затрат на модернизацию насоса такого типа, затраты которого составляют 17,548 млн. рублей. Поэтому на 10,307 млн. рублей выгоднее произвести ремонт насоса, чем покупать новый, с учетом того, что он прослужит не меньше нового, выдавая схожие показатели полезности действия.

## **6. Социальная ответственность**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [19].

Магистральная нефтеперекачивающая станция «Раскино» была построена в 1975 году. Расположена на 206 км трассы магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск». Является промежуточной станцией участка трассы магистрального нефтепровода, но может работать в режиме головной, так как на территории станции расположены 2 РВС 20000. Насосный цех станции оснащен четырьмя магистральными нефтеперекачивающими насосами НМ 10000-210, что позволяет вести бесперебойную транспортировку нефти. За участком НПС «Раскино» закреплено 143 км участка трассы магистрального нефтепровода (с 116 по 259 км трассы «Александровское – Анжеро-Судженск»).

В административном отношении район производства работ относится к Стрижевскому району Томской области.

В процессе анализа условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «Раскино» ключевую роль играют магистральные насосные агрегаты (МНА), которые относятся к основному оборудованию НПС. МНА располагаются в насосном зале, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов, негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы бакалавра является выявление и анализ перечисленных опасностей в

рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

### 6.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы анализа условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «Раскино».

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы анализа условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «Раскино»

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие / закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся	ГОСТ 12.1.005-88 [20]
		механизмы, подвижные части	ГОСТ 12.1.003-83 [21]
		производственног о оборудования;	ГОСТ 12.1.012-04 [22]
		2. Электрический ток;	РД 153-39ТН-008- 96 [23]
2. Обслуживание, ремонт насосных агрегатов	2. Превышение уровней шума и вибрации;	3. Пожаровзрывоб езопасность	РД 34.21.122-87 [24]
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки товарной нефти	3. Отклонение показателей микроклимата в помещении;		ГОСТ 12.1.101-76 [25]
4. Контроль УСВД	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		РД 13.220.00- КТН-575-06 [26] РД 153-39.4-056- 00 [27]

## **6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при работах, связанными с анализом условий и технологий НПС «Раскино», а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

### **6.1.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает установка сглаживания волн давления (УСВД), и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [20]

<b>Вещество</b>	<b>ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub>	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Пары нефти	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [28]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания насосного зала.
3. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
4. Применение средств коллективной защиты (вентиляционная система насосного цеха).
5. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением

#### **6.1.1.2 Превышение уровней шума и вибрации**

Источниками шума и вибрации в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают МНА. Уровень шума и вибрации выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Особенно негативное воздействие шумоказывает на сердечно-сосудистую и нервную системы человека [21].

Вибрация возникает из-за кавитации при работе насосов, пульсаций давлений, динамического не уравнивания вращающихся частей. Следствием вибрации может служить нарушение герметичности и механической прочности оборудования, что в свою очередь может быть причиной аварий. Вредное воздействие на организм человека заключается в

функциональных расстройств органов. В результате появляются головные боли, повышенная раздражительность и утомляемость, боли в суставах, нарушения координации движений. В отдельных случаях возникают необратимые изменения в сердечно-сосудистой и нервной системах, а также в опорно-двигательном аппарате [22].

Согласно [4] нормированный уровень шума – 80 дБА. Согласно [5] 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).

Для снижения уровня шума и вибрации в насосном зале применяются следующие меры [23]:

1. Применение средств коллективной защиты. Оборудование, являющееся источником шума и вибрации, располагают отдельно от других административных и производственных помещений. Стены выполняют из материала, обеспечивающего хорошую звукоизоляцию. Например, из металло-полиуретанового пенопласта.

2. Применение дистанционного управления исключает необходимость обслуживающего персонала длительное время находиться в зоне вибро-акустического воздействия. Таким образом, находиться в насосном зале есть необходимость только во время работ по техническому обслуживанию или осмотру и во время ремонтных работ.

3. Активная и пассивная виброизоляция, использование виброкомпенсирующих устройств.

4. Контроль при проектировании оснований и фундаментов оборудования на должном уровне.

5. Своевременное и качественное проведение ремонтных и монтажных работ. Прежде всего, это центровка, балансировка роторов насосов и электродвигателей.



6. Применение средств индивидуальной защиты. Применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, или жесткие вкладыши из резины. Вкладыши компактны и дешевы, однако недостаточно эффективны, так как способны снизить уровень шума только на 5-20 дБА. В связи с этим широкое распространение нашли наушники, которые способны снижать уровень шума на 7-47 дБА. При недостаточности акустических характеристик наушников, применяют звукоизолирующие шлемы [29].

### **6.1.1.3. Отклонение показателей микроклимата в помещении**

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность. Различные их сочетания позволяют добиться благоприятных условий для работы человека. Например, при повышенной температуре в помещении следует увеличить скорость движения воздуха. Однако неправильное сочетание может принести вред. Например, если повысить влажность воздуха, то это только усугубит действие как пониженной, так и повышенной температуры в помещении.

Микроклимат в помещении насосного зала поддерживается при помощи системы вентиляции и отопления. В жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру + 22...+ 24 °С с помощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период + 18 ...+ 20 °С с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с – в теплый [30].

#### **6.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении будет невозможно должным образом контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение насосного зала в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы обслуживающего персонала без снижения производительности. В темное время суток освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. В случае ремонтных работ необходимо местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

Для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 % [31].

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала [24].

Таблица 6.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		При разрядных лампах			При лампах накаливания		
		Одно общее	комбинированное		Одно общее	комбинированное	
			всего	от общего		всего	от общего
Насосный зал а) с постоянным дежурством	На уровне 0,8 м от пола	200			150		
	На уровне мер масла	75			0		
	На шкалах приборов, щите управления	150			100		
	Стол машиниста	200	400	200	150	300	150
б) без постоянного дежурства	На уровне 0,8 м от пола	150			100		
	На уровне мер масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			200		

## **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **6.1.2.1 Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования**

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 съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма [23].

### **6.1.2.2 Электрический ток**

Поскольку МНА является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим током, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [28]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязаемости тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с [25].

Меры защиты:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Большую опасность представляет статическое электричество, которое является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Опасными воздействиями статического электричества являются:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты укрытия насосных агрегатов НПС применяют стержневые молниеотводы, при этом токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой [26].

### 6.1.1.3 Пожаровзрывобезопасность

Наиболее пожаровзрывоопасным объектом на НПС является насосный зал общего укрытия МНА, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество взрывоопасных газов. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются [27]:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 6.4 [27].

Таблица 6.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м <sup>3</sup>	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3... + 45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности [32]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала.

4. Контроль загазованности газоанализаторами.
5. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма [32].

На рисунке 6.1 изображен эвакуационный план насосного зала.

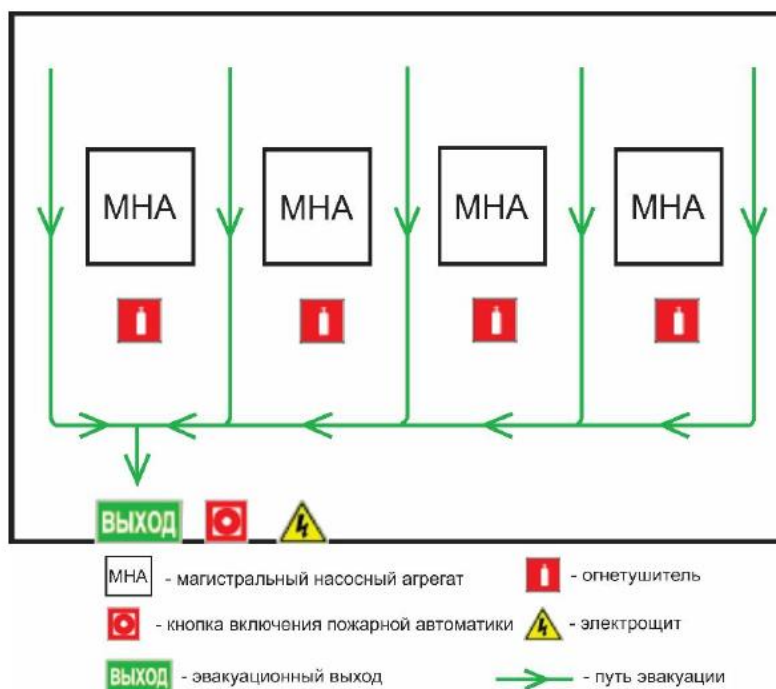


Рисунок 6.1 – Эвакуационный план насосного цеха

## 6.2. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод. Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция,

ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Поскольку в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ, то методы очистки сточных вод следует применять комплексно.

Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу [33]

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;</li> <li>2. Соблюдение правил эксплуатации;</li> <li>3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;</li> <li>4. Оснащение системой контроля загазованности</li> </ol>
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;</li> <li>2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки;</li> <li>3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям</li> </ol>
Земля и земельные ресурсы	Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям



	Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов
--	---	---

### 6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера, в результате которой может произойти неконтролируемые разливы нефти из-за повреждения самого насосного агрегата или его уплотнений.

При возникновении разлива нефти велика вероятность возникновения пожара при: неправильной работе с электрооборудованием, повреждения изоляции энергоснабжения, не соблюдении правил пожарной безопасности при эксплуатации и ремонтных работах. Так же стоит отметить длительную эксплуатацию МНА, работающих непрерывно под нагрузкой, и во многих случаях в условиях агрессивных сред. Данные неблагоприятные факторы приводят возникновению пожаров. Пожары несут огромные экономические ущербы, человеческие жертвы и отрицательное воздействие на экологию. [34]

Для снижения риска возникновения ЧС проводятся следующие мероприятия [28]:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;

- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель цеха или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе в цехе аварийного режима и задействовании планов быстрого реагирования, доложить об этом диспетчеру и руководителю организации.

Имеющимися силами и средствами необходимо принять меры по ликвидации ЧС:

- прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии, или пожара;
- оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников, не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен производиться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;
- в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- вызвать пожарную часть, газоспасательную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;
- на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;
- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

- удалить по возможности легко воспламеняемые жидкости и газы из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;
- при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;
- на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд для всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;
- обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горячей нефти, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;
- одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;
- при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива нефти. [35]

#### **6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

##### **6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Согласно Трудовому кодексу РФ [36] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;

- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте;
- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;
- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;

- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;

- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;

- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;

- соблюдать трудовую дисциплину;

- выполнять установленные нормы труда;

- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;

- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;

- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;

- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [35].

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном Трудовым Кодексом РФ для принятия

локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Для НПС «Раскино» районный коэффициент равен 70 % от оклада работника;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
  - в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
  - в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.



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).

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. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить работников, занятых эксплуатацией нефтеперекачивающих станций санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению. [25]

В решениях по организации труда излагаются:

- форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный);
- графики работы;
- режимы труда и отдыха;

- составы бригад.

При описании режима труда указываются:

- продолжительность вахты;
- продолжительность смены;
- количество смен;
- часы начала и окончания смены;
- внутрисменные перерывы на отдых;
- перерывы на прием пищи.

При эксплуатации НПС в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

#### **6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории

санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складываемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [37].

## **Заключение**

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы бакалавра были проанализированы сведения о нефтяных магистральных насосах, видах их ремонта и расчете их характеристик.

Поставленные цели работы были выполнены, а именно были взяты фактические значения текущих характеристик насоса НМ 10000-210, на их основе произвели расчет диагностирования по текущим характеристикам с целью определения износа его деталей на момент получения данных. Была произведена статистическая обработка полученных данных, а затем найдены эксплуатационные характеристики рассматриваемого насоса, перекачивающего нефть. За неимением значений базовых характеристик, значения которых основаны на данных, снимающихся после 24 часов работы насоса с последнего ремонта, был произведен пересчет полученных характеристик на паспортные.

Полученные пересчитанные характеристики удовлетворяют пределам паспортных значений, что позволяет сделать вывод о том, что насос находится в полностью исправном техническом состоянии, и внеплановых ремонтных работ не требует.

## Список используемых источников

1. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
2. Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386с.
3. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М: Нефть и газ, 2013. – 300 с.
4. Шаммазов А.М., Александров В.Н., Гольянов А.И. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
5. Гумеров А.Г., Гумеров Р.М., Акбердин А.С. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 475 с.
6. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры».
7. НЭМ.Н12.165.000.00. ПС-Р. «Насос нефтяной магистральный типа «НМ» (прошедший капитальный ремонт и модернизацию)».
8. Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин С.Г., Векштейн М.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295 с.
9. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.
10. Корж, В. В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций: учеб. пособие / В.В. Корж, А.В. Сальников. – Ухта: УГТУ, 2010. – 184 с.
11. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. «Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций»

12. РД 39-0147103-342-89. «Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов»

13. Паспорт НЭМ.Н12.165.000.00 ПС-Р

14. Создание блочно-комплектных автоматизированных дистанционно-управляемых НПС без постоянного присутствия эксплуатационного персонала. Отчет ВНИИСПТнефть по теме 2-2-86/2 (0.86.309.90), – Уфа, 1986.

15. Зайдель А.Н. Погрешности измерений физических величин. – Л.: Наука, 1985.

16. Ресурсный метод определения сметной стоимости строительно-монтажных работ с использованием программного комплекса «ГРАНД-СМЕТА»: учебное пособие к практическим занятиям / О.П. Полякова, О.М. Шинковская. – Томск: Изд-во ТГАСУ, 2015. – 37 с.

17. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк, А.А. Вазим, И.В. Шарф, М.Р. Цибульникова и др. ; Томский политехнический университет. –Томск : ТПУ, 2017. –166 с.

18. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г.

19. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.

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

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

22. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с.
23. 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.
24. СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения. – Введ. 18.03.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 186 с.
25. ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
26. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122 с.
27. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6 с.
28. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 134 с.
29. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
30. РД-35.240.50-КТН-109-13. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – Введ. 16.08.2013. – Уфа: ИПТЭР, 2013. – 356 с.
31. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

32. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов. – Введ. 28.12.2006. – Уфа: ИПТЭР, 2006. – 62 с.
33. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. Кесельман Г. С, Махмудбеков Э. А. – М: Недра, 1981. – 256 с.
34. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00. Технологический регламент НПС.
35. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
36. Трудовой кодекс Российской Федерации (редакция, действующая с 1 января 2017 года)
37. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

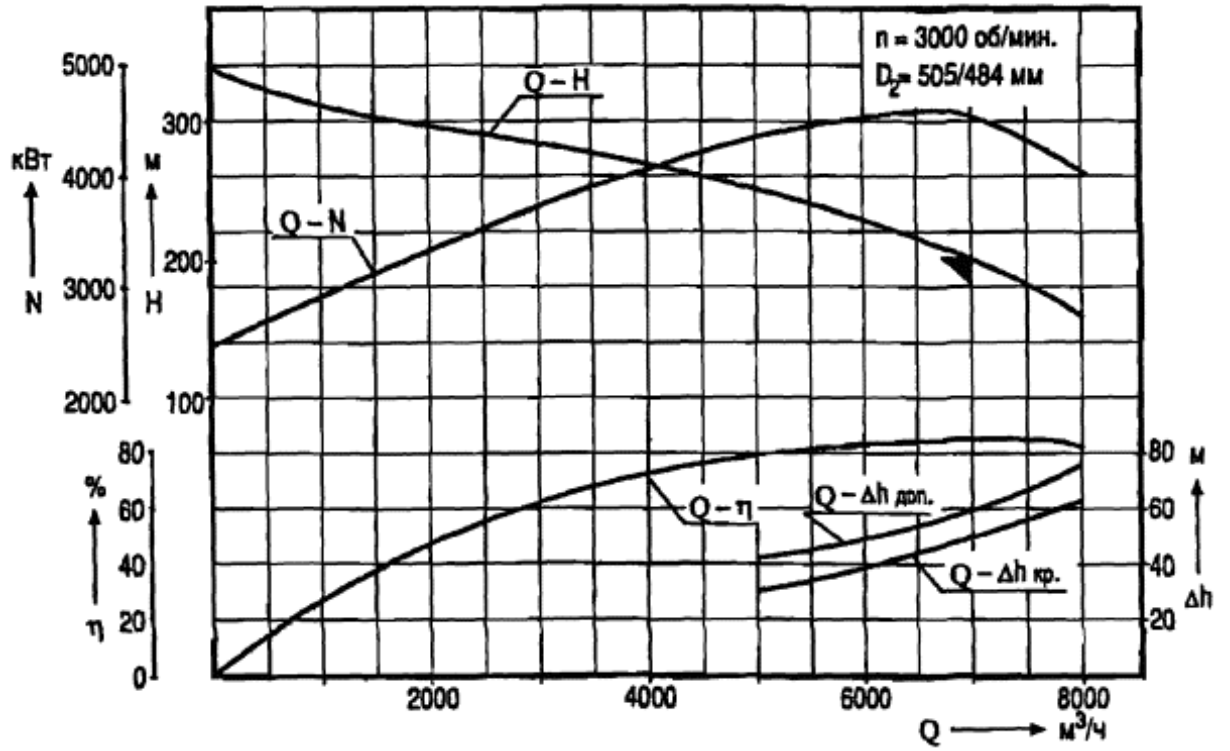


## Приложение А

### Паспортные характеристики магистрального насоса

(обязательное)

Характеристики насоса НМ 10000-210 со сменным ротором  
на подачу  $7000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , испытанного на воде



**Приложение Б**  
**Нормативно-справочная информация**  
**(обязательное)**

Марка насоса	Подача ротора м <sup>3</sup> /ч	D <sub>н</sub> , мм	Тип двигателя	η <sub>ном.э.дв.</sub> , %	n <sub>к</sub>	Re <sub>гр</sub> ·10 <sup>-4</sup>	Re <sub>пер</sub> ·10 <sup>-4</sup>	Коэффициенты зависимости H = f <sub>1</sub> (Q)				δH, %	Коэффициенты зависимости N = f <sub>2</sub> (Q)				δN, %
								a <sub>0</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>		c <sub>0</sub>	c <sub>1</sub>	c <sub>2</sub>	c <sub>3</sub>	
HM 1250-260	1250	440	СТД 1250-2	96,8	72,6	8,95	11,80	323,328671	0,008578	-0,000055	2,33102·10 <sup>-9</sup>	0,4	430,335664	0,325959	0,000341	-1,20629·10 <sup>-7</sup>	0,9
	900	418	СТД 1250-2	96,8	58,9	835	11,86	296,136364	-0,008658	-0,000014	-1,4180·10 <sup>-8</sup>	0,4	384,606061	0,208796	0,000569	-2,80497·10 <sup>-7</sup>	0,9
HM 2500-230	2500	430	СТД 2000-2	96,9	109,3	7,63	13,13	279,446886	-0,008687	1,17341·10 <sup>-6</sup>	-2,22578·10 <sup>-9</sup>	0,5	802,703297	0,185075	0,000183	-3,93571·10 <sup>-8</sup>	0,7
	1800	405	СТД 2000-2	96,9	94,2	7,46	13,69	250,713287	-0,008703	2,02922·10 <sup>-7</sup>	-2,07605·10 <sup>-9</sup>	0,4	725,104895	0,152439	0,000158	-3,35081·10 <sup>-8</sup>	0,5
	1250	425	СТД 2000-2	96,9	78,5	7,66	13,03	256,714286	-0,056304	0,000046	-1,89394·10 <sup>-8</sup>	1,0	458,571429	0,300108	0,000164	-7,57575·10 <sup>-8</sup>	1,5
HM 3600-230	3600	450	СТД 2500-2	97,2	127,0	7,47	13,66	312,281537	-0,009873	2,07926·10 <sup>-6</sup>	-1,38013·10 <sup>-9</sup>	0,5	1194,110276	0,147738	0,000181	-2,95431·10 <sup>-8</sup>	1,0
	2500	430	СТД 2500-2	97,2	104,2	7,45	13,76	299,933333	-0,019506	4,06925·10 <sup>-7</sup>	-7,12251·10 <sup>-10</sup>	0,8	1368,0	-0,08262	0,000160	-1,71254·10 <sup>-8</sup>	0,8
	1800	450	СТД 2500-2	97,2	97,2	7,47	13,66	270,575758	-0,001179	-6,1979·10 <sup>-6</sup>	-3,25369·10 <sup>-9</sup>	0,5	611,919192	0,313388	0,000192	-7,54338·10 <sup>-8</sup>	1,0
HM 5000-210	5000	450	СТД 3200-2	97,3	165,4	6,65	16,97	334,360645	-0,039329	9,66170·10 <sup>-6</sup>	-1,31813·10 <sup>-9</sup>	1,6	1996,946263	-0,096816	0,000191	-2,13355·10 <sup>-8</sup>	1,6
	3500	470	СТД 3200-2	97,3	133,6	6,81	16,28	297,221719	-0,020267	3,87807·10 <sup>-6</sup>	-1,2530·10 <sup>-9</sup>	0,4	535,344264	0,905293	-0,000086	-3,90252·10 <sup>-9</sup>	0,9
	2500	430	СТД 3200-2	97,3	117,0	6,72	16,67	238,979969	-0,008581	6,38597·10 <sup>-7</sup>	-9,6592·10 <sup>-10</sup>	1,2	608,824954	0,474537	0,000051	-2,21654·10 <sup>-8</sup>	0,5
HM 7000-210	7000	475/455	СТД 5000-2	97,6	195,7	6,32	18,71	310,155388	-0,008886	-4,4777·10 <sup>-8</sup>	-1,2661·10 <sup>-10</sup>	3,0	3172,644222	0,231524	5,32·10 <sup>-6</sup>	-1,81666·10 <sup>-9</sup>	2,7
	5000	475	СТД 5000-2	97,6	168,4	6,50	17,75	274,580786	-0,010226	4,20018·10 <sup>-6</sup>	-9,7113·10 <sup>-10</sup>	0,3	1263,235995	0,712735	-0,00006	-9,7731·10 <sup>-10</sup>	0,8
	3500	467/438	СТД 5000-2	97,6	138,4	6,25	19,10	261,363407	-0,020293	6,20396·10 <sup>-6</sup>	-1,24559·10 <sup>-9</sup>	1,3	1915,176247	-0,32509	0,000276	-3,69182·10 <sup>-8</sup>	0,8
HM 10000-210	10000	495/485	СТД 6300-2	97,6	233,9	6,00	20,68	344,866484	-0,018632	1,53684·10 <sup>-6</sup>	-1,0256·10 <sup>-10</sup>	1,0	4034,384966	0,041743	0,000061	-4,10944·10 <sup>-9</sup>	1,4
	7000	505/484	СТД 6300-2	97,6	203,0	6,00	20,63	340,798666	-0,027431	4,30219·10 <sup>-6</sup>	-4,7056·10 <sup>-10</sup>	0,7	2567,078707	0,264942	0,000068	-9,56396·10 <sup>-9</sup>	2,0
	5000	475/455	СТД 6300-2	97,6	165,4	6,08	20,15	280,261486	-0,010866	1,2488·10 <sup>-7</sup>	-1,3706·10 <sup>-10</sup>	0,6	2300,902493	0,004152	0,00012	-1,35608·10 <sup>-8</sup>	0,9

## Приложение В

Оценка результатов наблюдений параметра  $x$  в ряду из  $m$  измерений для доверительной вероятности  $P_\alpha = 0,95$

(обязательное)

<b>m</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
<b><math>v_{\text{табл.}}</math></b>	1,41	1,69	1,87	2,00	2,09	2,17	2,24	2,29	2,34	2,39	2,43	2,46	2,49	2,52	2,55	2,58	2,60	2,62	2,64	2,66	2,68	2,70	2,72

## Приложение Г

Значения коэффициента Стьюдента для доверительной вероятности 0,95

(обязательное)

<b>m</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>26</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>41</b>	<b>46</b>	<b>51</b>	<b>00</b>
<b>t</b>	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,28	2,201	2,179	2,160	2,145	2,131	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,060	2,042	2,030	2,021	2,014	2,009	2,000

## Приложение Д

### Определение предельного отклонения мощности, обусловленного производственным допуском

(обязательное)

Среднее значение мощности насоса подсчитывается по формуле:

$$N = \frac{\rho \cdot Q \cdot H}{102 \cdot \eta \cdot \eta_{\text{эл,двиг}}} \cdot 10^4$$

Зная предельные значения напора и КПД, можно рассчитать отклонения мощности.

Результаты расчетов сведены в таблицу:

Параметры Марка насоса	Предельные отклонения		
	Напор	КПД	Мощность
НМ 1250-260	+5	+2	+5
	-3	0	-5
НМ 2500-230	—"	—"	+9
			-1
НМ 3600-230	—"	—"	+4
			-5
НМ 7000-210	—"	—"	+7
			-3
НМ 10000-210	—"	—"	+7
			-3