

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов
<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело
<b>Профиль</b>	Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

### МОДЕРНИЗАЦИЯ НАСОСНОГО БЛОКА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

УДК: 621.67-83:622.692.4.052

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Модуль специализации «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»</b>		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.	ОПК-5, ОПК-6, ПК-3, ПК-7, ПК-9, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-21, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.	ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-10, ПК-12, ПК-17, ПК-21, ПК-23, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»
P11	Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.	ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-10, ПК-17, ПК-30, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.029 «Специалист по эксплуатации газораспределительных станций», 19.0015 «Специалист по эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа»

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

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов
<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело
<b>Профиль</b>	Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна

Тема работы:

Модернизация насосного блока нефтеперекачивающей насосной станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является насосный блок. Предмет модернизации – рабочее колесо. Исходные данные: Подача $Q=2,778 \text{ м}^3/\text{с}$ Напор $H=210 \text{ м}$ Частота вращения $n=3000 \text{ об/мин}$
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Аналитический обзор технологической схемы нефтеперекачивающей станции (НПС). 2. Основные положения о принципе работы и устройстве насосов. 3. Расчет и проектирование лопастного колеса насоса. 4. Финансовый менеджмент. 5. Социальная ответственность.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Зиякаев Григорий Ракинович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- коэффициент доплат – 15%; - накладные расходы – 16%; - районный коэффициент – 1,3.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Определение бюджета проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

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

1. Карта сегментирования рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. Календарный план-график
5. Бюджет проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна

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

Тема ВКР:

<b>Модернизация насосного блока нефтеперекачивающей станции</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Объект исследования: Насосный блок Область применения: Нефтеперекачивающая станция (НПС).</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> <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>	<i>- Трудовой Кодекс РФ - ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; - ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования; - СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.</i>
<i>2. Производственная безопасность:</i> <i>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</i> <i>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</i>	<i>Вредные факторы:</i> <i>-повышенный уровень шума на рабочем месте;</i> <i>-повышенный уровень вибрации;</i> <i>-недостаточная освещенность рабочей зоны;</i> <i>Опасные факторы:</i> <i>-пожаро-взрывоопасность;</i> <i>- высокое напряжение.</i>
<i>3. Экологическая безопасность:</i>	<i>Атмосфера: выброс газа и т.п.</i> <i>Гидросфера: разлив нефти на воде т.п.</i> <i>Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами и т.п.</i>

4. <i>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<p>- <i>Возможные ЧС: возникновения пожара вследствие взаимодействия рабочего агента (газа) с кислородом воздуха; короткое замыкание, наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопроявления на скважине и т.п.</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: нефтегазоводопроявление</i></p>
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Е	Бабинова Диана Игоревна		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 78 страниц, в том числе из 23 рисунков и 35 таблиц. Список литературы включает 24 источника.

Ключевые слова: магистральный насос, нефтеперекачивающая станция, насосный агрегат, центробежный насос, рабочее колесо.

Объектом исследования является насосный агрегат, установленный на нефтеперекачивающей насосной станции.

Цель работы: анализ повышения эффективности насосного агрегата на нефтеперекачивающей станции.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был предложен вариант модернизации. По фактическим значениям насоса НМ 10000-210, произвели расчет предварительного КПД, число лопаток, основных геометрических параметров на входе и выходе рабочего колеса. Также, по полученным результатам построено лопастное рабочее колесо.

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

### **Определения**

В настоящей работе применимы следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтеперекачивающая станция – это комплекс инженерных сооружений и устройств, основной целью которого является обеспечение перекачки определенного количества нефти.

Насос – механическое устройство, которое передает энергию (механическую, электрическую) в жидкость для увеличения скорости потока и давления этой жидкости.

Динамический насос – механизм, передающий силовое воздействие рабочего органа на жидкость в рабочей камере.

Объемный насос – механизм, в котором подача жидкости и повышение давления происходят вследствие вытеснения ее из рабочего объема движущимся рабочим органом.

Подача – это 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.

### **Обозначения и сокращения**

В работе были использованы обозначения и сокращения:

БНС – блок насосной станции;

НМ – насос магистральный;

МНА – магистральный насосный агрегат;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПНПС –промежуточная нефтеперекачивающая станция;

КПД –коэффициент полезного действия;

СТД-синхронный трехфазный двигатель;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

УСВД – установка сглаживания волн.

### **Нормативные ссылки**

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

ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

ГН 2.2.5.3532- 18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».

ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов».

## Содержание

Введение.....	14
1. Литературный обзор.....	15
2. Нефтеперекачивающие станции магистральных нефтепроводов .....	16
2.1 Характеристика основных объектов НПС .....	17
2.2 Конструкция и компоновка насосного цеха .....	18
2.3 Насосы для перекачки нефти .....	21
2.3.1 Основные параметры магистральных насосов .....	24
2.3.2 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов.....	27
2.3.3 Насос нефтяной магистральный НМ 10000-210.....	30
3. Модернизация конструкции рабочего колеса насоса .....	32
3.1 Исходные данные для технологического расчета .....	32
3.2 Определение коэффициента быстроходности .....	32
3.3 Определение размеров насоса .....	32
3.4 Предварительная оценка КПД.....	33
3.5 Расчет основных геометрических параметров рабочего колеса .....	34
3.6 Определение основных размеров на входе в лопастное колесо .....	35
3.7 Определение основных размеров на выходе из рабочего колеса .....	36
3.8 Профилирование колеса .....	40
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	50
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	50
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	50
4.3 Технология QuaD.....	51
4.4 SWOT-анализ .....	53
4.5 Планирование управления исследовательским проектом.....	55
4.5.1 План проекта.....	56
4.5.2 Бюджет проекта .....	59
4.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды .....	62
4.5.4 Накладные расходы .....	63
4.6 Определение ресурсоэффективности проекта .....	63
5. Социальная ответственность .....	65
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	65
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	66
5.2 Производственная безопасность .....	67

5.2.1	Анализ вредных факторов производственной среды .....	67
5.2.2	Анализ опасных факторов производственной среды .....	71
5.3	Экологическая безопасность .....	73
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
	Заключение.....	76
	Список используемых источников.....	77

## **Введение**

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

При эксплуатации насосного блока изменяется его техническое состояние. Эти изменения вызваны износом его деталей и узлов, что сказывается на его эксплуатационных характеристиках. От индивидуальных особенностей режимов эксплуатации и его начального состояния зависит интенсивность потерь работоспособности рабочей машины, а также его элементов. Следствием всех видов потерь наблюдается рост износа, который является причиной уменьшения коэффициента полезного действия.

Целью бакалаврской работы «Модернизация насосного блока нефтеперекачивающей насосной станции» является анализ повышения эффективности насосного агрегата на нефтеперекачивающей станции.

Согласно цели, в работе рассмотрены следующие задачи:

- Обзор насосных агрегатов, используемые на нефтеперекачивающих станциях;
- Ознакомление с методикой проектирования центробежного насоса;
- Профилирование колеса центробежного насоса при изменившейся производительности станции.

## **1. Литературный обзор**

В ряде литературных источников представлены различные модификации магистральных насосов.

Рассмотрим некоторые авторские статьи, посвященные модернизации насоса.

В статье Твердохлеба И.Б., Головина В.А. предложены новейшие насосные агрегаты с улучшенными технико-экономическими характеристиками, которые посредством ряда объединенных изобретательских задач позволили решить проблемы: снизить шум и вибрации, повысить надежность, достигнуть максимальный уровень КПД.

Также в статье Беккер Л.М., Щербатенко И.В., Иванина А.С., рассмотрен способ уменьшения допускаемого кавитационного запаса МНА основанный на анализе переходных процессов. Данный способ позволяет снизить допускаемый кавитационный запас МНА вплоть до критического значения.

В ходе выполнения литературного обзора, были рассмотрены статьи, где приведены решения проблем магистральных насосных агрегатов. Можно сделать вывод об актуальности изучения заявленной тематики.

## 2. Нефтеперекачивающие станции магистральных нефтепроводов

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – это комплекс инженерных сооружений и устройств, основной целью которого является обеспечение перекачки определенного количества нефти [1].

Размещаются насосные станции магистральных нефтепроводов по трассам магистралей приблизительно через каждые 100–150 км.



Рисунок 1 – Состав НПС

Насосные станции выполняются в блочном исполнении и обозначаются БНС. Блочная насосная станция состоит обычно из четырех насосных блоков и блока управления.

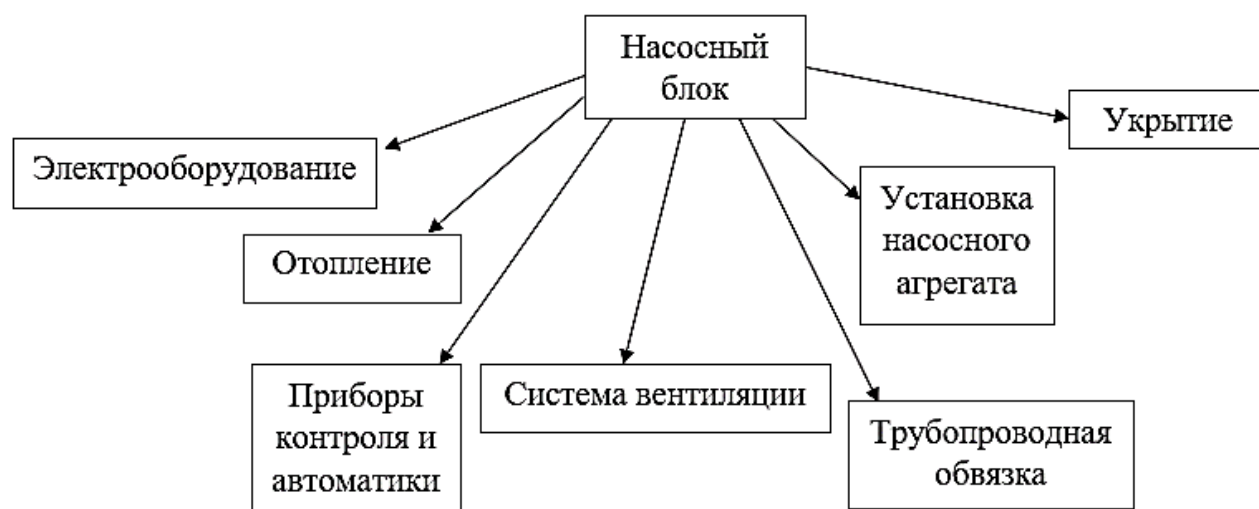


Рисунок 2 – Состав насосного блока



## 2.1 Характеристика основных объектов НПС

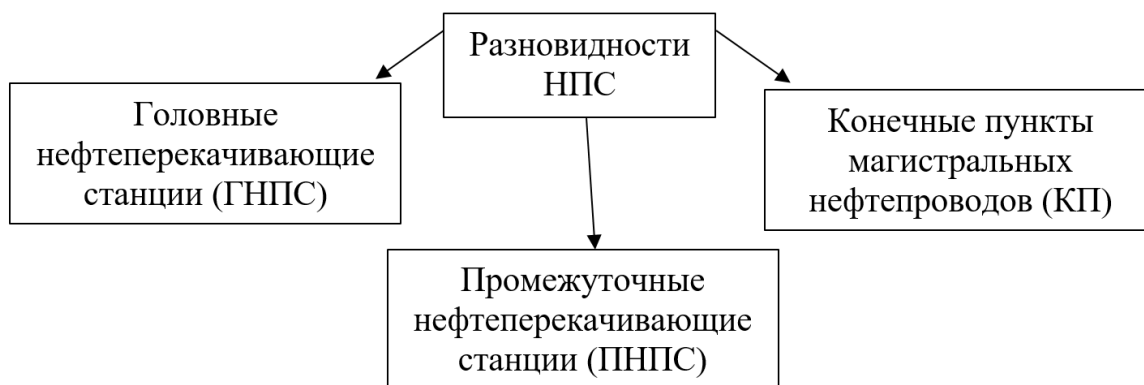


Рисунок 3 – Классификация НПС



Рисунок 4 – Классификация ГНПС

В самом начале магистралей расположены *головные* НПС магистральных нефтепроводов. *Головные* НПС предназначены для приема нефти с месторождений, а также для перекачки нефти из резервуаров в магистральные нефтепроводы [2].

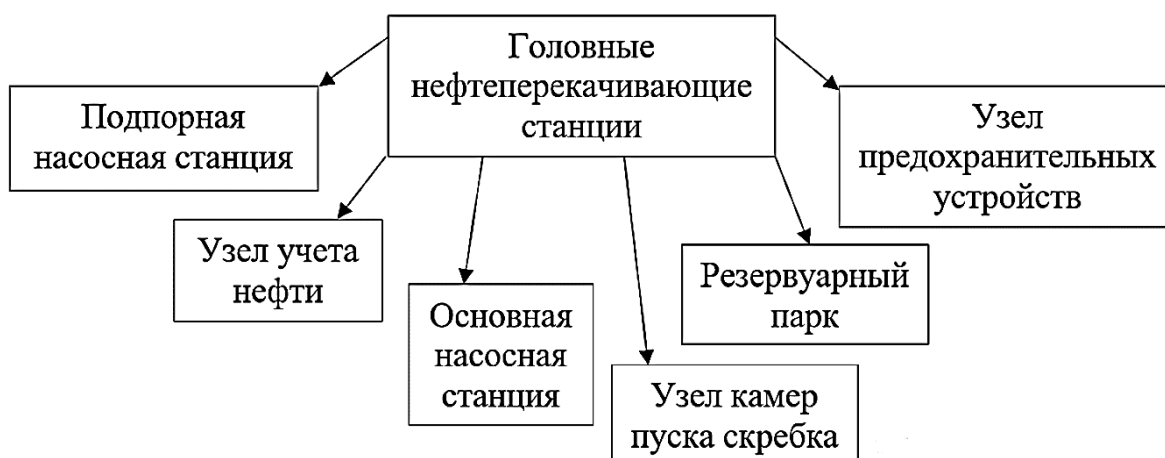


Рисунок 5 – Состав ГНПС

Принципиальная схема – обеспечивает выполнение всех необходимых производственных операций по перекачке нефти. На рисунке 6 отображена принципиальная схема *головной* НПС.

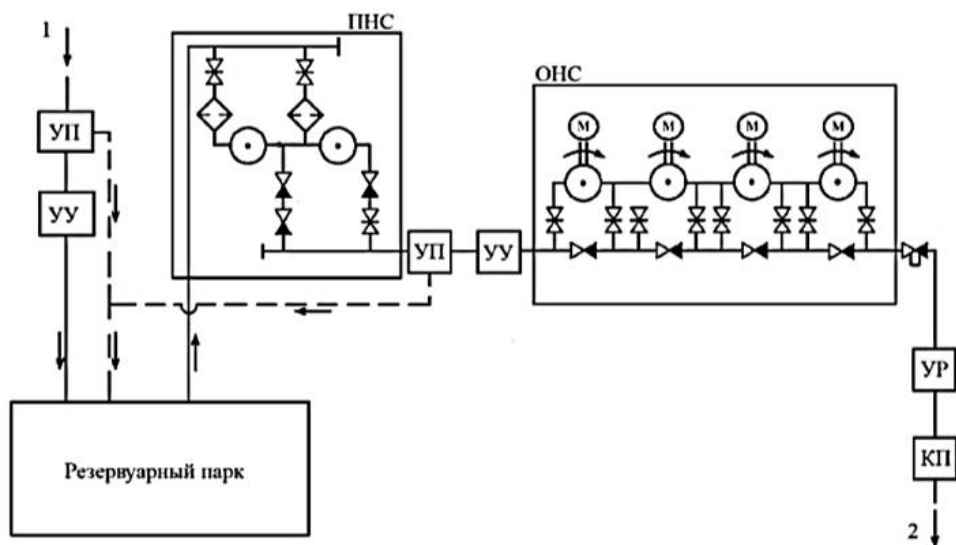


Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема ГНПС

*Промежуточные* НПС предназначены для восполнения энергии, потребляемой потоком, для преодоления сил трения и обеспечения дальнейшей перекачки нефти. *Промежуточные* НПС располагаются вдоль трассы трубопровода через каждые 100-150км.

На более длинных трубопроводах (800 км и более) трудно контролировать процесс перекачки. Поэтому в целях облегчения перекачки, а также для выявления возможных опасных нарушений потока (гидроудары и т.п.), трубопроводы делятся на так называемые эксплуатационные участки длиной 400-600 км, состоящие из 3-5 участков. Эксплуатационные участки соединены между собой резервуарными парками.

*Конечные пункты* предназначены для получения нефти из трубопроводов и подачи ее на нефтеперерабатывающие цеха, располагаются в конце магистралей.

## 2.2 Конструкция и компоновка насосного цеха

Важнейшими требованиями к компоновке насосного цеха является обеспечение:

- нормальной работы основного и вспомогательного оборудования с наименьшими габаритами цеха;
- ремонта без остановки перекачки нефти.

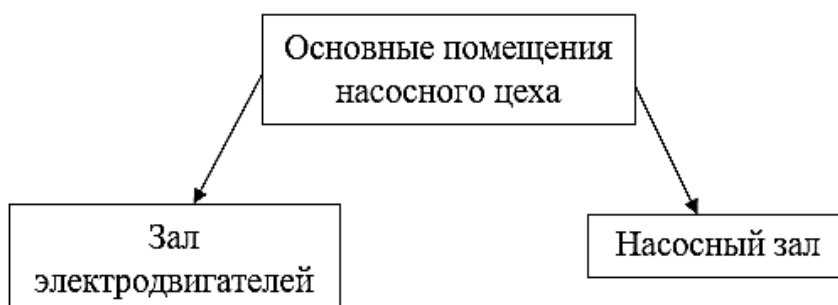


Рисунок 7 – Основные помещения насосного цеха

Данные залы оснащены грузоподъемными механизмами – мостовые краны, для установки оборудования. На рисунках 8,9 изображена конструкция насосного цеха, оснащенного насосными агрегатами. Насосы и электродвигатели установлены на общем фундаменте. Часть оборудования (клапаны, обратные клапаны, коллекторы) располагаются вне насосного цеха, с целью обеспечения безопасной работы, а также для уменьшения габаритов насосного цеха [3].

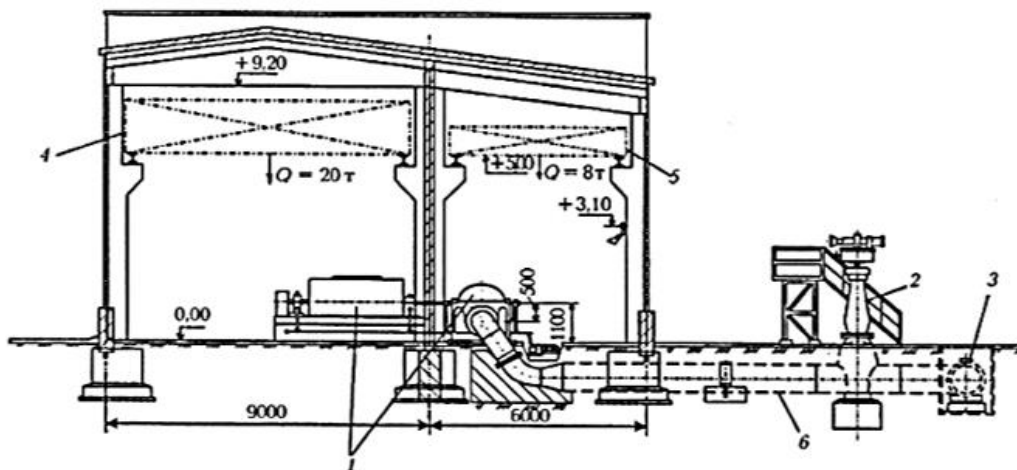


Рисунок 8 – Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами

НМ – 3600 – 230:

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

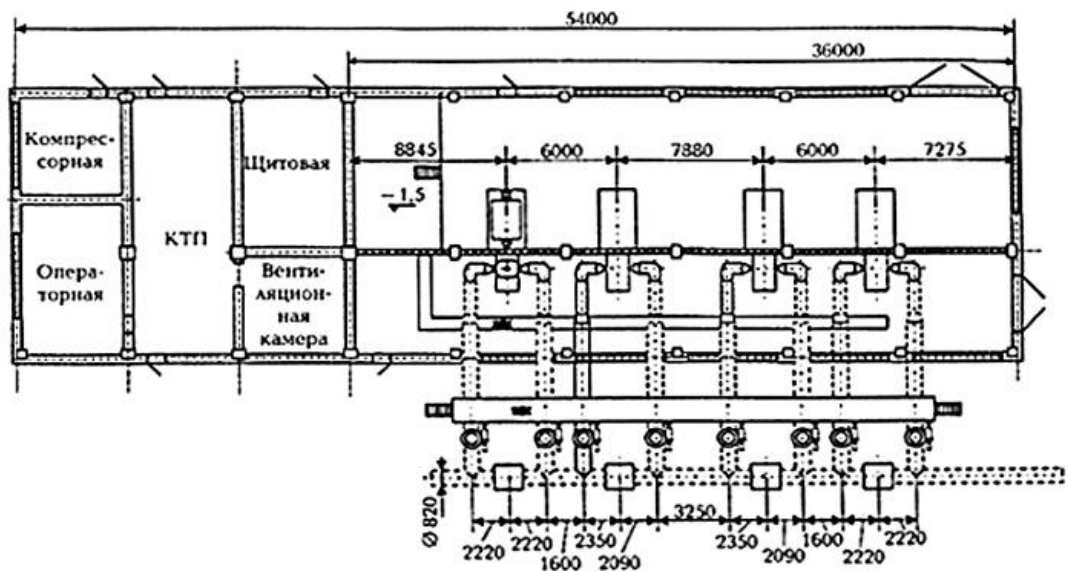


Рисунок 9 – План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами  
 НМ – 3600 – 230

Все помещение насосного цеха разделены на два отдельных зала с отдельными входами и выходами. Разделение происходит путем установки воздухопроницаемой огнестойкой перегородкой.

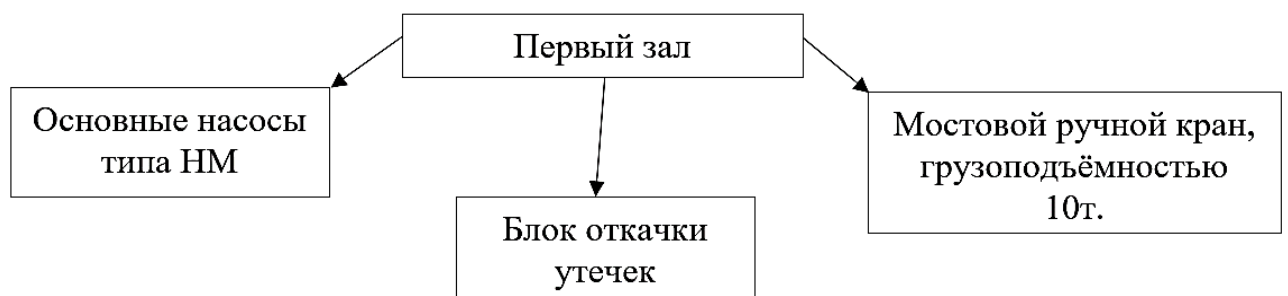


Рисунок 10 – Состав первого зала

С учетом того, что в помещении задана нормальная среда для привода насосов, во втором зале установлены (рисунок 11).

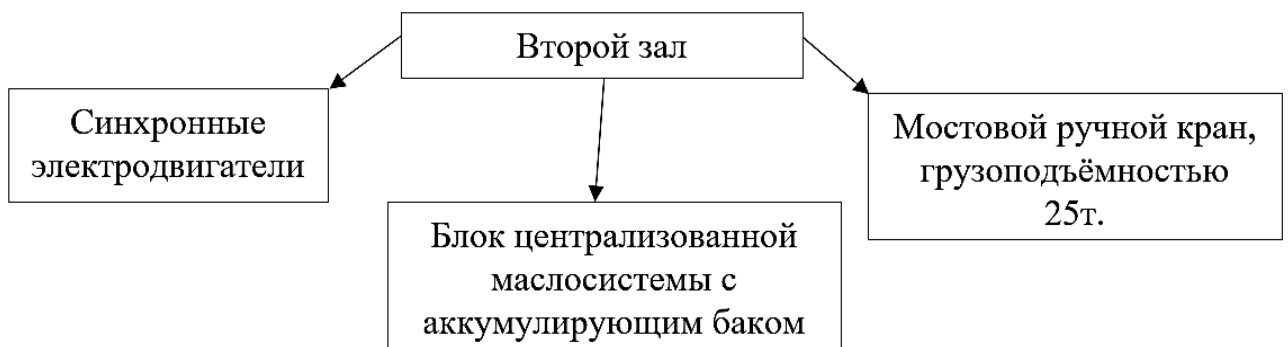


Рисунок 11 – Состав второго зала

### 2.3 Насосы для перекачки нефти

Насос называется механическим устройством, которое передает энергию (механическую, электрическую) в жидкость для увеличения скорости потока и давления этой жидкости [3].

В современных насосных станциях агрегаты состоят из центробежных насосов типа НМ и электродвигателей типа СТД.

Магистральные насосы изготавливаются по ГОСТ 12124-80 специально разработанные для транспортировки нефти.

Центробежные насосы – являются основным видом нагнетательного оборудования для перекачки нефти по магистральным трубопроводам, так как поток в них является равномерным, низкочастотные пульсации отсутствуют, и эти насосы менее подвержены механическим неисправностям.

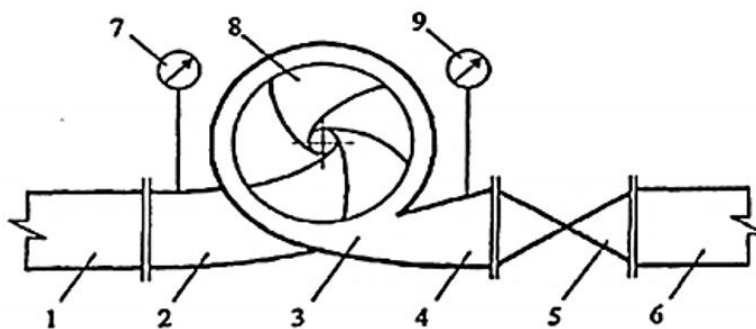


Рисунок 12 – Принципиальная схема насосной установки на базе центробежного насоса:

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

Центробежный насос работает за счет перемещения жидкости в центр быстровращающегося колеса. Лопатки рабочего колеса направляют жидкость к ободу колеса. Когда жидкость выходит из рабочего колеса, она вступает в контакт с улиткой насоса. Корпус имеет форму, необходимую для направления жидкости к выпускному отверстию. Корпус замедляет жидкость и преобразует часть ее скорости в давление.

Применение центробежных насосов на *головной* НПС или *промежуточной* НПС с резервуарными парками имеют особенности. Быстроходные магистральные насосы должны иметь избыточное давление на входе. Давление должно быть таким, чтобы предотвратить опасное явление – кавитацию, которая может возникнуть внутри насоса из-за снижения давления в быстро движущейся жидкости. Кавитация состоит из образования пузырьков, заполненных парами перекачиваемой жидкости. Когда эти пузырьки попадают в зону высокого давления, они всхлопываются и создают огромное точечное давление. Кавитация приводит к быстрому износу деталей нагнетателя, а это снижает эффективность его работы, поэтому обычно используют подпорные насосы для подачи нефти к магистральным насосам.

Основная задача подпорных насосов состоит в том, чтобы взять нефть из резервуаров и подать ее на вход основных магистральных насосов, создавая необходимый кавитационный запас.

Основные насосы соединяют последовательно на нефтеперекачивающих станциях, таким образом, чтобы напоры, создаваемые насосами при одной и той же подаче, складывались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции [5].



Рисунок 13 – Классификация основных насосов по конструкции

Основные насосы необходимы для подачи нефти в магистраль. Эти насосы доступны в двух исполнениях: одноступенчатые (рисунок 14) и многоступенчатые (рисунок 15).

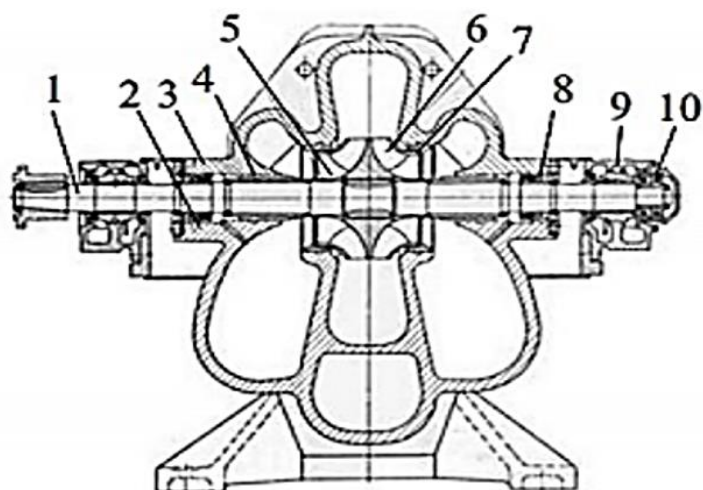


Рисунок 14 – Одноступенчатый магистральный насос:

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

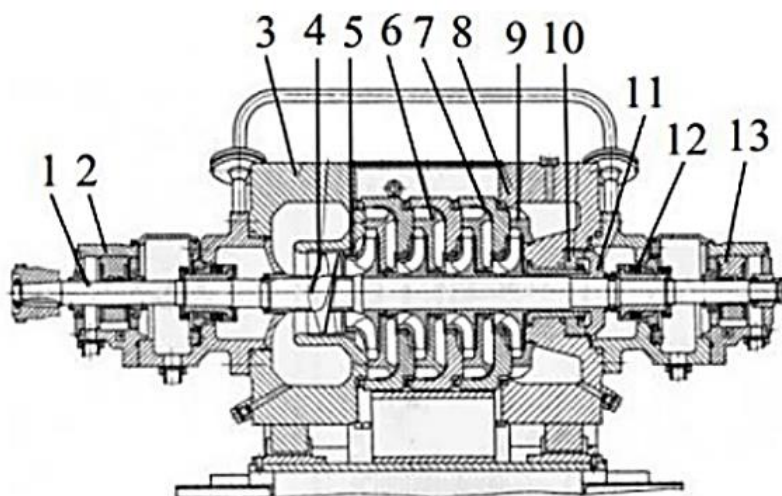


Рисунок 15 – Многоступенчатый магистральный насос:

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

Приводами для основных насосов являются асинхронные и синхронные электродвигатели высокого напряжения. В качестве асинхронных, чаще всего используются электродвигатели с короткозамкнутым ротором, которые

монтируются в одном здании, где и насос. В корпусе таких двигателей избыточное давление воздуха (около 0,05-0,07 МПа) поддерживается, чтобы исключить возможность попадания паров нефти в электродвигатель.

### 2.3.1 Основные параметры магистральных насосов

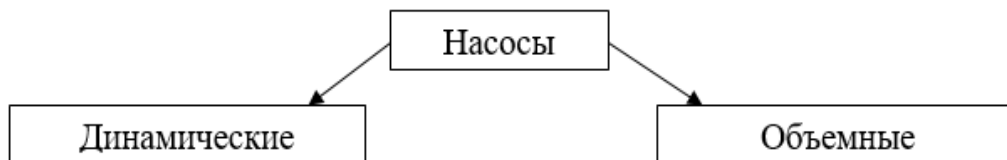


Рисунок 16 – Классификация насосов по принципу действия

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

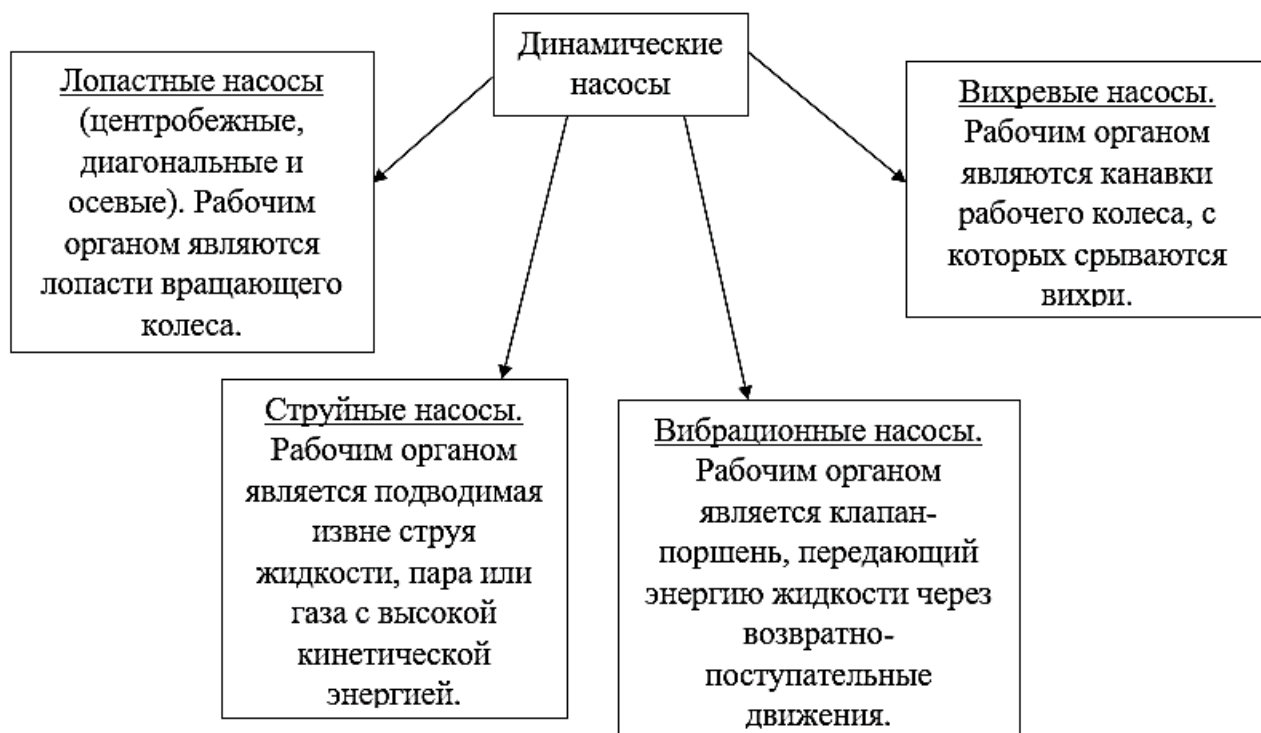


Рисунок 17 – Классификация динамических насосов

Объемные насосы подразумевается механизм, в котором подача жидкости и повышение давления происходят вследствие вытеснения ее из рабочего объема движущимся рабочим органом.



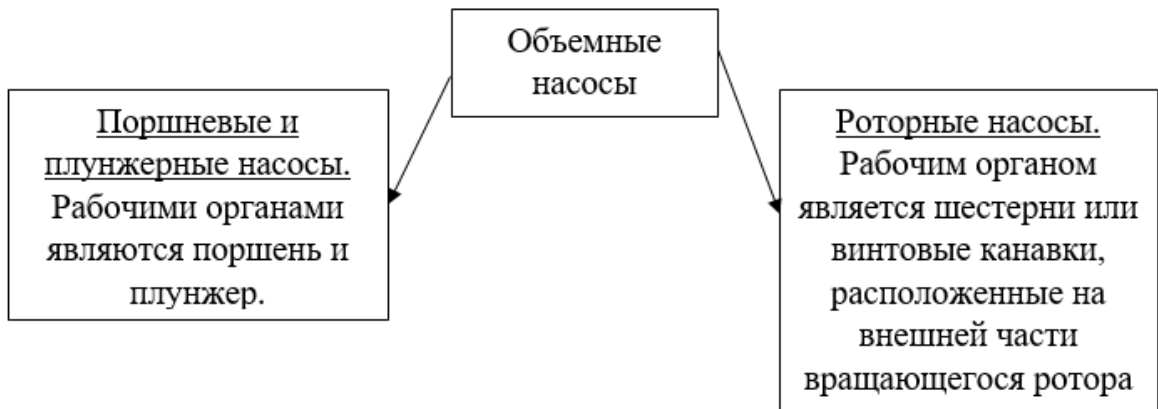


Рисунок 18 – Классификация объемных насосов

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  $H$ :

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

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  $N_n$ . А мощность, которую насос сообщает перекачиваемой жидкости называют полезной мощностью насоса:

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

где  $p$ – давление, которое развивает насос.

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

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

где  $N_a$  – 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  $\eta$ :

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

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

$$\eta_a = \frac{N_n}{N_a} \quad (5)$$

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:

$$\Delta h = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{\theta_1^2}{2g} + \frac{p_s}{\rho g} \quad (6)$$

где  $p_s$  – давление насыщенных паров жидкости.

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

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.

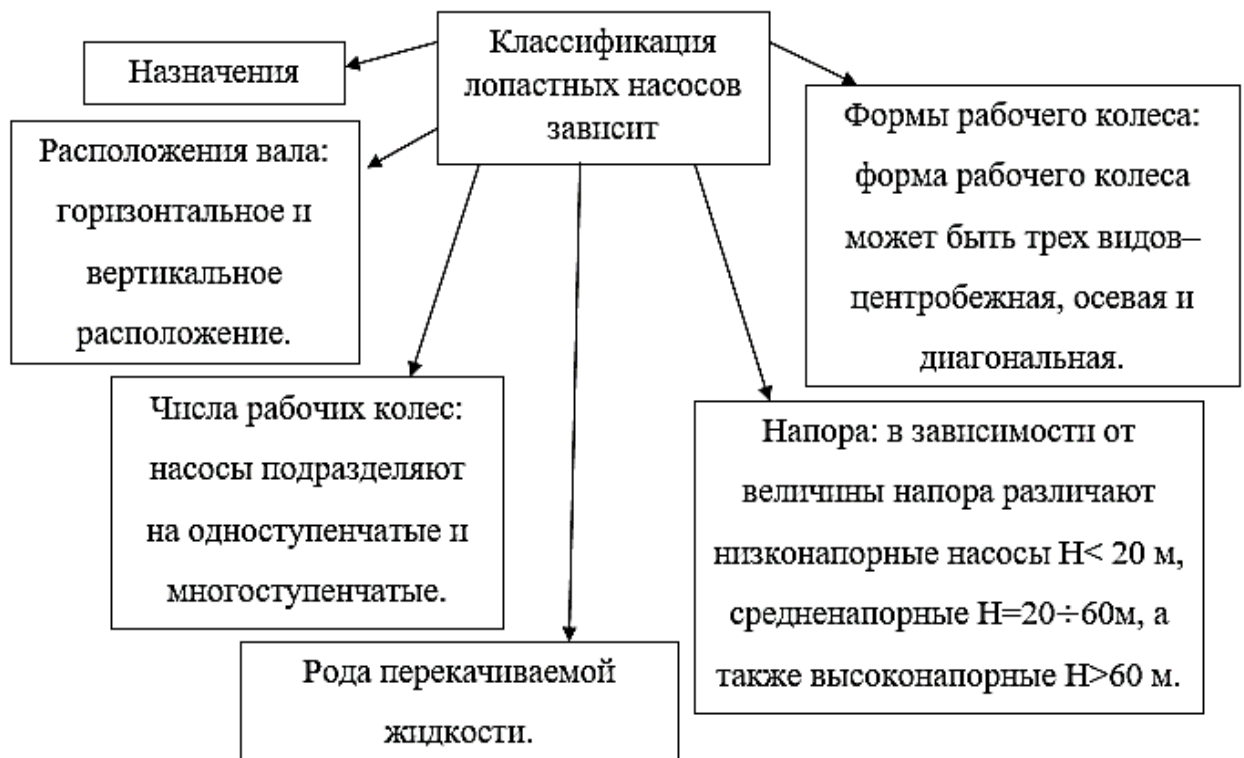


Рисунок 19 – Классификация лопастных насосов

Высокое распространение приобрели центробежные одноступенчатые насосы с двусторонним входом жидкости к рабочему колесу в трубопроводном транспорте, где перекачиваемая жидкость – нефть и нефтепродукты [10].

### 2.3.2 Основные центробежные насосы для магистральных трубопроводов

В документе ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры» – регламентируются условия и общие технические характеристики на насосы для трубопроводного транспорта. В таблице 1 представлены насосы типа НМ, расположенные в порядке возрастания подачи.

Таблица 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

Продолжение таблицы 1

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 ( $\rho=860\text{кг/м}^3$ ), кВт	940(929)	1567(153)	2230(2205)	3871(3828)	5530(5498)
Масса, кг, не более	2810	3920	4490	6130	9800

В зависимости от подачи центробежные насосы в нефтяной промышленности, также различаются конструкционно. Насосы с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/ч являются многоступенчатыми и секционными, а насосы свыше – одноступенчатые, спиральные с двухсторонним входом. Кроме того, эти насосы в комплекте имеют от одного до трех сменных роторов, предназначенные на подачи 0,5 Q<sub>ном</sub>, 0,7 Q<sub>ном</sub> и 1,25 Q<sub>ном</sub>, где Q<sub>ном</sub> – это номинальная подача насоса.

Таблица 2 – Параметры насосов со сменными роторами

Типоразмер насоса (Q - Н)	Подача насосов со сменными роторами		Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	КПД, %, не менее
	% от Q <sub>ном</sub>	м <sup>3</sup> /ч			
1250-260	70	900	255	16	79
	120		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

Далее рассмотрим конструкцию основного центробежного насоса для нефтепроводов, изображенную на рисунке 20.

Рабочее колесо, являющееся основным элементом насоса, которое установлено на шпонку прикрепленное к валу. Рабочее колесо и вал размещены в корпусе. Торцевые уплотнения – используются, чтобы избежать утечки на выходе вала из корпуса, а щелевые уплотнения – используются для разделения области между нагнетания и всасывания. Для основного центробежного насоса используются подшипники скольжения. Рабочее колесо используется с двухсторонним входом обеспечения разгрузки ротора от осевых усилий. Радиально-упорные подшипники используются для снятия остаточных осевых напряжений. Насос подключён к двигателю с помощью зубчатой муфты. В нижней части корпуса расположены приемный и напорный патрубки, которые расположены в горизонтальной плоскости.

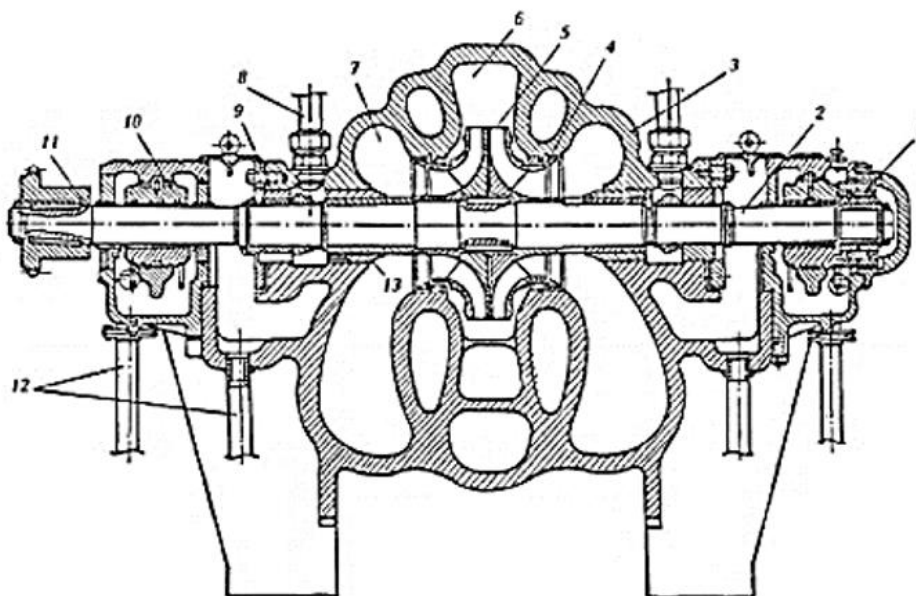


Рисунок 20 – Схема основного магистрального насоса:

- 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.

Чтобы предотвратить кавитацию на входе в насос, нужно обеспечить необходимый напор. Для этого используют подпорные насосы [9].

### 2.3.3 Насос нефтяной магистральный НМ 10000-210

Насос обозначается комбинацией букв и цифр НМ 10000-210, что интерпретируется как «Насос магистральный с номинальной подачей 10000 м<sup>3</sup>/ч, создающий напор 210 м» [7, 8].



Рисунок 21 – Насос типа НМ 10000-210

Данный агрегат применяют для транспортировки нефти по магистральным трубопроводам с температурой до 80 °С, кинематической вязкостью не более 3 см<sup>2</sup> /с, с содержанием механических примесей в объеме не более 0,05 % и размер не более 0,2 мм. Технические характеристики насоса в таблице 3 [11].

Таблица 3 – Технические характеристики насоса НМ 10000-210

Наименование показателей насоса	Единицы измерения	НМ 10000-210
Подача	м <sup>3</sup> /ч	10000
Напор	м	210
Допускаемый кавитационный запас	м	65
Частота вращения	об/мин	3000
Предельное давление	кгс/см <sup>2</sup>	75
Мощность ( $\rho = 860$ кгс/см <sup>2</sup> )	кВт	5550 или 7900
КПД (на воде)	%	89
Утечка через одно концевое уплотнение	л/ч	0,3
Давление в камере уплотнения	кгс/см <sup>2</sup>	55
Габаритные размеры (длина×ширина×высота)	мм	2505×2600×2125
Уровень звука на опорном радиусе 3м, не более	дБа	100
Двигатель		СТД

Продолжение таблицы 3

Напряжение	В	10000
Мощность	кВт	6300;8000
Частота вращения	об/мин	3000
Род тока		переменный
Масса	кг	26000;27530

#### *Корпус насоса*

Насос имеет корпус в виде спирали вокруг колеса. Корпус спирального типа выполнен разъемным в горизонтальной плоскости и состоит из двух половин: верхней (крышки корпуса) и нижней. Конструкция позволяет легко и быстро разбирать насос. Крышка корпуса закрепляется шпильками.

В верхней части корпуса насоса имеется отверстие для выпуска воздуха, если вдруг насос заполнится перекачиваемой жидкостью. В нижней части имеется отверстие для слива при разборке насоса.

Корпус насоса состоит из стальных литых деталей сложной формы, в которых выполнены подводящие полости – подводы, отводы и переводные каналы. Корпус насоса изготовлен из стали 20Л. Входной и напорный патрубки и опорные лапы располагаются в нижней части корпуса [11].

Корпусы современных магистральных насосов типа НМ рассчитаны на максимальное рабочее давление 7,5 МПа.

#### *Ротор насоса*

Ротор насоса определяет динамическую устойчивость работы насоса, его надёжность, долговечность и экономичность. Ротор насоса состоит из вала с рабочим колесом, защитных втулок, дистанционных колец и крепёжных элементов, установленных на нем.

Основным элементов ротора и насоса – рабочее колесо, в котором механическая энергия, получаемая электродвигателем, преобразуется в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости.

На насосах НМ 10000-210 используется рабочее колесо с двухсторонним входом, которое изготовлено цельнолитым и представляет собой два рабочих колеса с односторонним входом, которые сложены основными дисками. Это колесо имеет одно основное и два передних диска. Основным преимуществом таких рабочих колёс – их хорошая осевая уравновешенность [12].

### 3. Модернизация конструкции рабочего колеса насоса

На основании проведенного литературного обзора, предлагаю провести модернизацию насоса, заключающуюся в изготовлении новых рабочих колес.

#### 3.1 Исходные данные для технологического расчета

Исходные данные: Насос НМ 10000-210

Подача  $Q=2,778 \text{ м}^3/\text{с}$

Напор  $H=210 \text{ м}$

Частота вращения  $n=3000 \text{ об/мин}$

#### 3.2 Определение коэффициента быстроходности

Коэффициент быстроходности насоса:

$$n_s = \frac{3,65 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}} = 330. \quad (7)$$

Для того, чтобы лопастной насос был экономичным, коэффициент быстроходности его лопастных колес должен быть в пределах  $40...50 < n_s < 250...300$ .

Так как, коэффициент быстроходности  $n_s > 250...300$ , то насос следует выбрать многопоточным с числом потоков  $j=2$ .

Подача колеса многопоточного насоса:

$$Q_k = \frac{Q}{j} = 1,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (8)$$

Для многопоточного насоса коэффициент быстроходности колеса (ступени):

$$n_s = \frac{3,65 \cdot n \cdot \sqrt{Q_k}}{H^{\frac{3}{4}}} = 234. \quad (9)$$

#### 3.3 Определение размеров насоса

Находим коэффициент для определения наружного диаметра

$$K_2 = 9,35 \cdot \sqrt{\frac{100}{n_{sk}}} = 6,113. \quad (10)$$

Наружный диаметр рабочего колеса:



$$d_2 = K_2 \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_k}{n}} = 0,946 \text{ м.} \quad (11)$$

Находим коэффициент для определения ширины колеса на выходе:  
при  $n_{sk} > 200$

$$K_g = 0,635 \cdot \left(\frac{n_{sk}}{100}\right)^{\frac{5}{6}} = 1,289. \quad (12)$$

Ширина колеса на выходе:

$$b_2 = K_g \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_k}{n}} = 0,1 \text{ м.} \quad (13)$$

Коэффициент при вычислении приведенного диаметра входа в рабочее колесо  $K_{BX}=4,25$ .

Приведенный диаметр входа в рабочее колесо:

$$d_{np} = K_{BX} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_k}{n}} = 0,329 \text{ м.} \quad (14)$$

Принимаем число лопаток  $z=6$  (таблица 4):

$n_{sk}$	50...60	60...180	180...350	350...600
$Z$	9...8	8...6	6	6...5

Принимаем, что колесо изготавливается из стали 20Л литьем по выплавляемым моделям с последующей обработкой кромок лопаток.

Принимаем толщину лопаток  $\delta_2=5$  мм (таблица 5):

$d_2$	$\delta_1, \text{мм}$	$\delta_2, \text{мм}$	$\delta_{max}, \text{мм}$
100	1,0...1,5	3,0	4,0
200	1,0...1,5	3,5...4,0	4,0...5,0
300	1,5...2,5	4,0...5,0	6,0...7,0
500	3,0...4,0	5,0...6,0	7,0...8,0
800	4,0...5,0	8,0...10,0	10,0...14,0

Принимаем угол лопатки на выходе  $\beta_{л2}=21$  (таблица 6):

$n_{sk}$	$\beta_{л2}$
50...100	35°...25°
100...200	27°...23°
250...400	22°...18°

### 3.4 Предварительная оценка КПД

Внутренний механический КПД:

$$\eta_m = \left( 1 + \left( \frac{28,6}{n_{sk}} \right)^2 \right)^{-1} = 0,985. \quad (15)$$

Гидравлический КПД:

$$\eta_2 = 1 - \frac{0,42}{(\lg d_{np} - 0,172)^2} = 0,924. \quad (16)$$

Объемный КПД:

$$\eta_0 = \left( 1 + \frac{0,68}{n_{sk}^{\frac{2}{3}}} \right)^{-1} = 0,982. \quad (17)$$

Полный ожидаемый КПД насоса:

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_2 \cdot \eta_m = 0,894. \quad (18)$$

Мощность насоса:

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = 6,4 \cdot 10^6 \text{ Вт}, \quad (19)$$

где плотность перекачиваемой жидкости  $\rho=998 \text{ кг/м}^3$ ; ускорение свободного падения  $g=9,81 \text{ м/с}^2$ .

Максимальная расчетная мощность на валу насоса:

$$N_{\max} = K \cdot N = 7,028 \cdot 10^6 \text{ Вт}, \quad (20)$$

где коэффициент запаса  $K=1,1$  (таблица 7):

$N, \text{кВт}$	До 1,0	1...2	2...5	5...50	Более 50
$K$	1,30...1,40	1,40...1,20	1,20...1,15	1,15...1,10	1,10...1,05

### 3.5 Расчет основных геометрических параметров рабочего колеса

Максимальный момент:

$$M_{\max} = \frac{30 \cdot N_{\max}}{\pi \cdot n} = 2,237 \cdot 10^4 \text{ Н·м}. \quad (21)$$

Диаметр вала в месте посадки колеса:

$$d_g = \sqrt[3]{\frac{M_{\max}}{0,2 \cdot \tau_{\text{доп}} \cdot 10^6}} = 0,177 \text{ м}, \quad (22)$$

где допустимый предел прочности материала  $\tau_{\text{доп}}=20 \text{ Мпа}$ .

Принимаем из ряда нормальных размеров:

$$d_g = 0,180 \text{ м.}$$

Диаметр втулки (ступицы) рабочего колеса:

$$d_{em} = 1,2 \cdot d_g = 0,216 \text{ м.} \quad (23)$$

Длина втулки:

$$l_{em} = 1,25 \cdot d_{em} = 0,27 \text{ м.} \quad (24)$$

### 3.6 Определение основных размеров на входе в лопастное колесо

Теоретический расход жидкости:

$$Q_m = \frac{Q}{\eta_0} = 2,828 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (25)$$

Средняя скорость при входе в насос, обеспечивающая высокие гидравлические качества:

$$V_0 = \alpha \cdot \sqrt[3]{Q_m \cdot n^2} = 20,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (26)$$

где коэффициент принимаемый для ступени со спиральным отводом  $\alpha=0,07$ .

Приведенный диаметр:

$$d_{np} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_m}{\pi \cdot V_0}} = 0,418 \text{ м.} \quad (27)$$

Диаметр входной воронки:

$$d_0 = \sqrt{d_{np}^2 + d_{em}^2} = 0,471 \text{ м.} \quad (28)$$

Диаметр входа в рабочее колесо:

$$d_1 = 0,7 \cdot d_0 = 0,329 \text{ м.} \quad (29)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости перед входом в лопатки:

$$V_{m0} = V_0 = 20,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (30)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на входе на лопатки:

$$V_{m1} = \frac{V_{m0}}{\psi_1} = 22,278 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (31)$$

где коэффициент стеснения потока жидкости лопатками на входе, принимаем на первом приближении  $\psi_1=0,9$ .

Переносная скорость средней точки входной кромки лопатки:

$$U_1 = \frac{\pi \cdot n \cdot d_1}{60} = 51,751 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (32)$$

Угол входа потока жидкости в межлопастные каналы рабочего колеса:

$$\beta_1 = \arctg\left(\frac{V_{m1}}{U_1}\right) = 21,9^\circ. \quad (33)$$

Возможный угол атаки потока на лопасти:

$$\Delta\beta = 4^\circ.$$

Угол наклона лопасти на входе в рабочее колесо:

$$\beta_{,1} = \beta_1 + \Delta\beta = 25,9^\circ. \quad (34)$$

Ширина межлопастного канала на входе в колесо:

$$b_1 = \frac{Q_m}{\pi \cdot d_1 \cdot V_{m0}} = 0,133 \text{ м}. \quad (35)$$

Принимаем толщину лопастей на входе в колесо (таблица-2):

$$\delta_1 = 3 \text{ мм}.$$

Уточняем коэффициент стеснения потока жидкости лопастями на входе:

$$\psi_1 = 1 - \frac{z \cdot \delta_1 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot d_1 \cdot (\beta_{,1})} = 0,975. \quad (36)$$

Расхождения нет.

### 3.7 Определение основных размеров на выходе из рабочего колеса

Коэффициент стеснения потока жидкости лопастями на выходе из рабочего колеса:

$$\psi_2 = 1 - \frac{z \cdot \delta_2 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot d_2 \cdot (\beta_{,1})} = 0,944. \quad (37)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на выходе из колеса:

$$V_{m2} = \frac{Q_m}{\psi_2 \cdot \pi \cdot d_2 \cdot b_2} = 20,221 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (38)$$

Переносная скорость на выходе из колеса:

$$U_2 = \frac{\pi \cdot n \cdot d_2}{60} = 74,286 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (39)$$

Окружная составляющая абсолютной скорости на выходе:

$$V_{u2} = \frac{g \cdot H}{\mu \cdot \eta_2 \cdot U_2} = 37,532 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (40)$$

где коэффициент влияния конечного числа лопастей  $\mu=0,8$ .

Находим угол:

$$\beta_{n2} = \arctg\left(\frac{V_{m2}}{U_2 - V_{u2}}\right) = 28,3^\circ. \quad (41)$$

Уточняем число лопастей:

$$z = 6,5 \cdot \left(\frac{m+1}{m-1}\right) \cdot \sin\left(\frac{\beta_{n1} + \beta_{n2}}{2}\right) = 16, \quad (42)$$

где  $m = \frac{d_2}{d_1} = 1,435$ .

Уточняем угол установки лопасти на выходе из рабочего колеса:

$$\beta_{n2} = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{z \cdot (m-1)}{6,5 \cdot (m+1)}\right) \cdot \frac{180}{\pi} - \beta_{n1} = 26,322^\circ. \quad (43)$$

Поправочный множитель:

$$\varphi = \left(1,7 + 11,3 \left(\frac{V_{m2}}{U_2 \cdot \text{tg} \beta_{n2}}\right)^2\right) \cdot \sin \beta_{n2} = 0,814. \quad (44)$$

Уточняем коэффициент, учитывающий влияние конечного числа лопастей на напор:

$$\mu = \left(1 + \frac{2 \cdot \varphi \cdot d_1^2}{z \cdot (d_2^2 - d_1^2)}\right) = 0,912. \quad (45)$$

Напор при бесконечно большом числе лопаток:

$$H_{T\infty} = \frac{H}{\mu \cdot \eta_T} = 249,17 \text{ м}. \quad (46)$$

Коэффициент стеснения потока жидкости лопастями на выходе из колеса:

$$\psi_2 = 1 - \frac{z \cdot \delta_2 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot d_2 \cdot \sin(\beta_{n2})} = 0,879. \quad (47)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на выходе из колеса:

$$V_{m2} = \frac{Q_m}{\psi_2 \cdot \pi \cdot d_2 \cdot b_2} = 21,719 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (48)$$

Переносная скорость на выходе колеса:

$$U_2 = \frac{V_{m2} \cdot \arctg \beta_{л2}}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_{m2} \cdot \arctg \beta_{л2}}{2}\right)^2 + g + H_{T\infty}} = 68,813 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (49)$$

Уточняем наружный диаметр рабочего колеса:

$$d_{2\delta} = \frac{60 \cdot U_2}{\pi \cdot n} = 0,947 \text{ м}. \quad (50)$$

Погрешность:

$$\delta = \frac{d_2 - d_{2\delta}}{d_2} \cdot 100 = 7,3\% . \quad (51)$$

Уточняем ширину колеса на выходе:

$$b_{2\delta} = \frac{Q_m}{\pi \cdot d_{2\delta} \cdot \psi_2 \cdot V_{m2}} = 0,108 \text{ м}. \quad (52)$$

Погрешность:

$$\delta = \frac{b_2 - b_{2\delta}}{b_2} \cdot 100 = -7,9\% . \quad (53)$$

Принимаем:

$$d_2 = 0,947 \text{ м},$$

$$b_2 = 0,108 \text{ м}.$$

Коэффициент стеснения потока жидкости лопастями на выходе из рабочего колеса:

$$\psi_2 = 1 - \frac{z \cdot \delta_2 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot d_2 \cdot (\beta_{л1})} = 0,869. \quad (54)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на выходе из колеса:

$$V_{m2} = \frac{Q_m}{\psi_2 \cdot \pi \cdot d_2 \cdot b_2} = 21,899 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (55)$$

Переносная скорость на выходе из колеса:

$$U_2 = \frac{\pi \cdot n \cdot d_2}{60} = 68,801 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (56)$$

Уточняем число лопастей:

$$z = 6,5 \cdot \left( \frac{m+1}{m-1} \right) \cdot \sin \left( \frac{\beta_{л1} + \beta_{л2}}{2} \right) = 12, \quad (57)$$

где  $m = \frac{d_2}{d_1} = 1,329$ .

Уточняем угол установки лопасти на выходе из рабочего колеса:

$$\beta_{л2} = 2 \cdot \arcsin \left( \frac{z \cdot (m-1)}{6,5 \cdot (m+1)} \right) \cdot \frac{180}{\pi} - \beta_{л1} = 4,371^\circ. \quad (58)$$

Поправочный множитель:

$$\varphi = \left( 1,7 + 11,3 \left( \frac{V_{m2}}{U_2 \cdot \operatorname{tg} \beta_{л2}} \right)^2 \right) \cdot \sin \beta_{л2} = 0,814. \quad (59)$$

Уточняем коэффициент, учитывающий влияние конечного числа лопастей на напор:

$$\mu = \left( 1 + \frac{2 \cdot \varphi \cdot d_1^2}{z \cdot (d_2^2 - d_1^2)} \right) = 0,793. \quad (60)$$

Напор при бесконечно большом числе лопаток:

$$H_{T\infty} = \frac{H}{\mu \cdot \eta_T} = 286,78 \text{ м}. \quad (61)$$

Коэффициент стеснения потока жидкости лопастями на выходе из колеса:

$$\psi_2 = 1 - \frac{z \cdot \delta_2 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot d_2 \cdot \sin(\beta_{л2})} = 0,832. \quad (62)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на выходе из колеса:

$$V_{m2} = \frac{Q_m}{\psi_2 \cdot \pi \cdot d_2 \cdot b_2} = 22,86 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (63)$$

Переносная скорость на выходе колеса:

$$U_2 = \frac{V_{m2} \cdot \operatorname{arctg} \beta_{л2}}{2} + \sqrt{\left( \frac{V_{m2} \cdot \operatorname{arctg} \beta_{л2}}{2} \right)^2 + g + H_{T\infty}} = 73,365 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (64)$$

Уточняем наружный диаметр рабочего колеса:

$$d_{2\partial} = \frac{60 \cdot U_2}{\pi \cdot n} = 0,946 \text{ м.} \quad (65)$$

Погрешность:

$$\delta = \frac{d_2 - d_{2\partial}}{d_2} \cdot 100 = -4,634\% . \quad (66)$$

Уточняем ширину колеса на выходе:

$$b_{2\partial} = \frac{Q_m}{\pi \cdot d_{2\partial} \cdot \psi_2 \cdot V_{m2}} = 0,101 \text{ м.} \quad (67)$$

Погрешность:

$$\delta = \frac{b_2 - b_{2\partial}}{b_2} \cdot 100 = 4,222\% . \quad (68)$$

Принимаем:

$$d_2 = 0,946 \text{ м,}$$

$$b_2 = 0,101 \text{ м.}$$

Относительная скорость:

$$W_1 = \frac{V_{m1}}{\sin \beta_{\pi 1}} = 52,376 \frac{\text{м}}{\text{с}} , \quad (69)$$

$$W_2 = \frac{V_{m2}}{\sin \beta_{\pi 2}} = 52,178 \frac{\text{м}}{\text{с}} . \quad (70)$$

### 3.8 Профилирование колеса

Меридиональная составляющая скорости жидкости на входе на лопатки:

$$V_{m1} = \frac{Q_m}{\pi \cdot d_1 \cdot b_1} = 20,59 \frac{\text{м}}{\text{с}} . \quad (71)$$

Меридиональная составляющая скорости жидкости на выходе из колеса:

$$V_{m2} = \frac{Q_m}{\pi \cdot d_2 \cdot b_2} = 19,028 \frac{\text{м}}{\text{с}} . \quad (72)$$

Разбиваем на 6 интервалов:

$$n=6$$

$$i_0=0$$



$$r_0 = \frac{d_1}{2} + i_0 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,165 \text{ M}; \quad (73)$$

$$V_{m0} = V_{m1} - i_0 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 23,25 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (74)$$

$$b_0 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot V_{m0}} = 0,118 \text{ M}; \quad (75)$$

$$t_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_0}{z} = 0,052 \text{ M}; \quad (76)$$

$$\delta_0 = \delta_1 - i_0 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3 \text{ MM}; \quad (77)$$

$$W_0 = W_1 - i_0 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,376 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (78)$$

$$\sin \beta_{\text{.}0} = \frac{V_{m0}}{W_0} \cdot \left( \frac{t_0}{t_0 - \delta_0 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,471^\circ; \quad (79)$$

$$\beta_{\text{.}0} = \arcsin(\sin \beta_{\text{.}0}) = 0,491^\circ; \quad (80)$$

$$B_0 = \frac{1}{r_0 \cdot \text{tg} \beta_{\text{.}0}} = 11,363. \quad (81)$$

$$i_l = 1$$

$$r_1 = \frac{d_1}{2} + i_1 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,216 \text{ M}; \quad (82)$$

$$V_{m1} = V_{m1} - i_1 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 20,13 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (83)$$

$$b_1 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_1 \cdot V_{m1}} = 0,103 \text{ M}; \quad (84)$$

$$t_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_1}{z} = 0,068 \text{ M}; \quad (85)$$

$$\delta_1 = \delta_1 - i_1 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3,167 \text{ MM}; \quad (86)$$

$$W_1 = W_1 - i_1 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,343 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (87)$$

$$\sin \beta_{.n1} = \frac{V_{m1}}{W_1} \cdot \left( \frac{t_1}{t_1 - \delta_1 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,403^\circ; \quad (88)$$

$$\beta_{.n1} = \arcsin(\sin \beta_{.n1}) = 0,415^\circ; \quad (89)$$

$$B_1 = \frac{1}{r_1 \cdot \operatorname{tg} \beta_{.n1}} = 10,496. \quad (90)$$

$$i_2=2$$

$$r_2 = \frac{d_1}{2} + i_2 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,267 \text{ M}; \quad (91)$$

$$V_{m2} = V_{m1} - i_2 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 18,51 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (92)$$

$$b_2 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_2 \cdot V_{m2}} = 0,091 \text{ M}; \quad (93)$$

$$t_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_2}{z} = 0,084 \text{ M}; \quad (94)$$

$$\delta_2 = \delta_1 - i_2 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3,333 \text{ MM}; \quad (95)$$

$$W_2 = W_1 - i_2 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,311 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (96)$$

$$\sin \beta_{.n2} = \frac{V_{m2}}{W_2} \cdot \left( \frac{t_2}{t_2 - \delta_2 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,368^\circ; \quad (97)$$

$$\beta_2 = \arcsin(\sin \beta_{.n2}) = 0,377^\circ; \quad (98)$$

$$B_2 = \frac{1}{r_2 \cdot \operatorname{tg} \beta_{.n2}} = 9,432. \quad (99)$$

$$i_3=3$$

$$r_3 = \frac{d_1}{2} + i_3 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,319 \text{ M}; \quad (100)$$

$$V_{m3} = V_{m1} - i_3 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 16,91 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (101)$$

$$b_3 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_3 \cdot V_{m3}} = 0,083 \text{ M}; \quad (102)$$

$$t_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_3}{z} = 0,1 \text{ M}; \quad (103)$$

$$\delta_3 = \delta_1 - i_3 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3,5 \text{ MM}; \quad (104)$$

$$W_3 = W_1 - i_3 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,276 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (105)$$

$$\sin \beta_{n3} = \frac{V_{m3}}{W_3} \cdot \left( \frac{t_3}{t_3 - \delta_3 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,335^\circ; \quad (106)$$

$$\beta_3 = \arcsin(\sin \beta_{n3}) = 0,342^\circ; \quad (107)$$

$$B_3 = \frac{1}{r_3 \cdot \text{tg} \beta_{n3}} = 8,815. \quad (108)$$

$i_4=4$

$$r_4 = \frac{d_1}{2} + i_4 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,37 \text{ M}; \quad (109)$$

$$V_{m4} = V_{m1} - i_4 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 15,36 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (110)$$

$$b_4 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_4 \cdot V_{m4}} = 0,079 \text{ M}; \quad (111)$$

$$t_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_4}{z} = 0,116 \text{ M}; \quad (112)$$

$$\delta_4 = \delta_1 - i_4 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3,668 \text{ MM}; \quad (113)$$

$$W_4 = W_1 - i_4 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,243 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (114)$$

$$\sin \beta_{n4} = \frac{V_{m4}}{W_4} \cdot \left( \frac{t_4}{t_4 - \delta_4 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,304^\circ; \quad (115)$$

$$\beta_4 = \arcsin(\sin \beta_{n4}) = 0,308^\circ; \quad (116)$$

$$B_4 = \frac{1}{r_4 \cdot \text{tg} \beta_{n4}} = 8,477. \quad (117)$$

$i_5=5$

$$r_5 = \frac{d_1}{2} + i_5 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,422 \text{ M}; \quad (118)$$

$$V_{m5} = V_{m1} - i_5 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 13,79 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (119)$$

$$b_5 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_5 \cdot V_{m5}} = 0,077 \text{ M}; \quad (120)$$

$$t_5 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_5}{z} = 0,132 \text{ M}; \quad (121)$$

$$\delta_5 = \delta_1 - i_5 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 3,848 \text{ MM}; \quad (122)$$

$$W_5 = W_1 - i_5 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,212 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (123)$$

$$\sin \beta_{,15} = \frac{V_{m5}}{W_5} \cdot \left( \frac{t_5}{t_5 - \delta_5 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,272^\circ; \quad (124)$$

$$\beta_5 = \arcsin(\sin \beta_{,15}) = 0,275^\circ; \quad (125)$$

$$B_5 = \frac{1}{r_5 \cdot \text{tg} \beta_{,15}} = 8,39. \quad (126)$$

$i_6=6$

$$r_6 = \frac{d_1}{2} + i_6 \cdot \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,473 \text{ M}; \quad (127)$$

$$V_{m6} = V_{m1} - i_6 \cdot \frac{V_{m1} - V_{m2}}{n} = 12,26 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (128)$$

$$b_6 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot r_6 \cdot V_{m6}} = 0,076 \text{ M}; \quad (129)$$

$$t_6 = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_6}{z} = 0,149 \text{ M}; \quad (130)$$

$$\delta_6 = \delta_1 - i_6 \cdot \frac{\delta_1 - \delta_2}{n} = 4 \text{ MM}; \quad (131)$$

$$W_6 = W_1 - i_6 \cdot \frac{W_1 - W_2}{n} = 52,178 \frac{\text{M}}{\text{c}}; \quad (132)$$

$$\sin \beta_{л6} = \frac{V_{m6}}{W_6} \cdot \left( \frac{t_6}{t_6 - \delta_6 \cdot 10^{-3}} \right) = 0,241^\circ; \quad (133)$$

$$\beta_{л6} = \arcsin(\sin \beta_{л6}) = 0,244^\circ; \quad (134)$$

$$B_6 = \frac{1}{r_6 \cdot \operatorname{tg} \beta_{л6}} = 8,497. \quad (135)$$

Таблица 8 – Результаты расчетов

$i$	$r_i$	$V_{mi}$	$b_i$	$t_i$	$\delta_i$	$W_i$	$\sin \beta_{ли}$	$\beta_{ли}$	$B_i$
	м	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	м	м	мм	$\frac{\text{м}}{\text{с}}$	град.	град	-
0	0,165	23,25	0,118	0,052	3	52,376	0,471	0,491	11,363
1	0,216	20,13	0,103	0,068	3,167	52,343	0,403	0,415	10,496
2	0,267	18,51	0,091	0,084	3,333	52,311	0,368	0,377	9,432
3	0,319	16,91	0,083	0,100	3,500	52,276	0,335	0,342	8,815
4	0,370	15,36	0,079	0,116	3,668	52,243	0,304	0,308	8,477
5	0,422	13,79	0,077	0,132	3,848	52,212	0,272	0,275	8,390
6	0,473	12,26	0,076	0,149	4	52,178	0,241	0,244	8,497

По полученным результатам, получили канал лопастного колеса в меридиональном сечении.

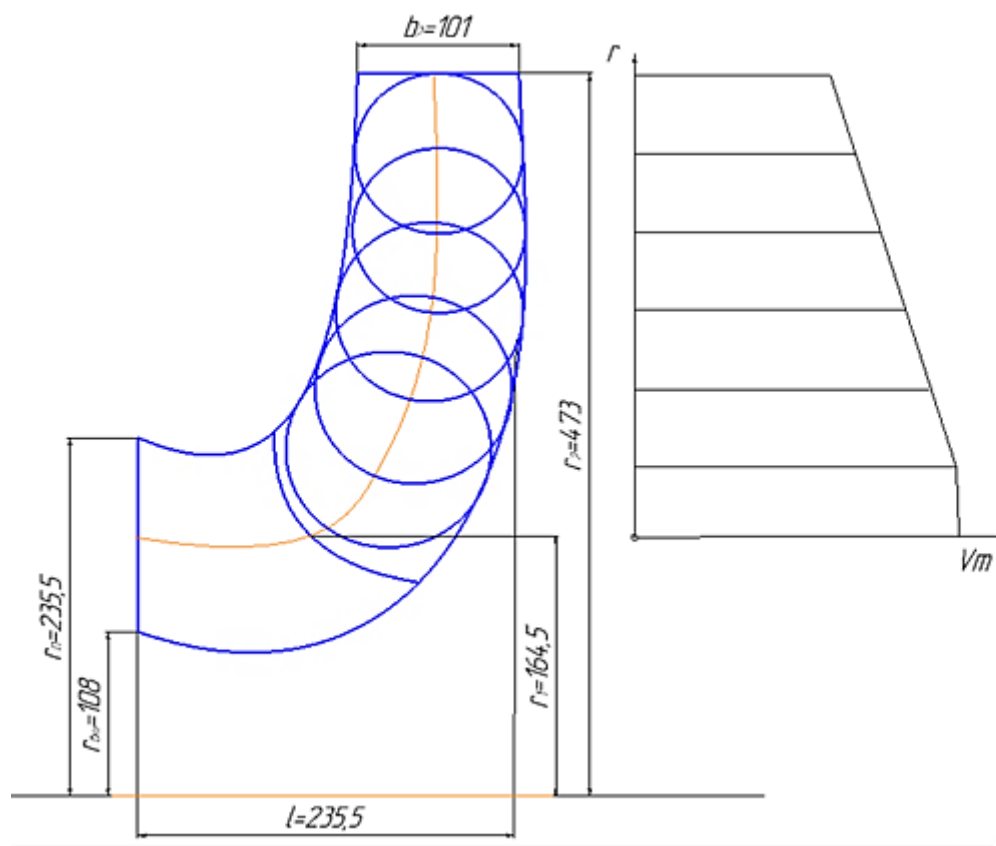


Рисунок 22 – Профилирование канала колеса в меридиональном сечении

$$\Delta r = \frac{d_2 - d_1}{n \cdot 2} = 0,051 \text{ м}; \quad (136)$$

$$Q_{\pi} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_0 + B_1 + B_2 + B_3 + B_4 + B_5 + B_6}{2} \cdot \Delta r = 96^\circ \quad (137)$$

$$Q_{\pi 1} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_0 - B_1}{2} \cdot \Delta r = 33^\circ; \quad (138)$$

$$Q_{\pi 2} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_1 - B_2}{2} \cdot \Delta r = 29^\circ; \quad (139)$$

$$Q_{\pi 3} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_2 - B_3}{2} \cdot \Delta r = 27^\circ; \quad (140)$$

$$Q_{\pi 4} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_3 - B_4}{2} \cdot \Delta r = 25^\circ; \quad (141)$$

$$Q_{\pi 5} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_4 - B_5}{2} \cdot \Delta r = 24^\circ; \quad (142)$$

$$Q_{\pi 6} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{B_5 - B_6}{2} \cdot \Delta r = 24^\circ. \quad (143)$$

Расчет спирального отвода:

$$r_3 = 1,05 \cdot \frac{d_2}{2} \cdot \Delta r = 0,497 \text{ м}. \quad (144)$$

Ширина канала на радиусе  $r_3$ :

$$b_3 = b_2 + 0,05 \cdot d_2 = 0,148 \text{ м}. \quad (145)$$

Коэффициент:

$$K = \frac{360 \cdot \Gamma_c}{Q} = 1,445 \cdot 10^4 \quad (146)$$

Радиус кругового сечения спирального отвода:

$$n=12$$

$$i_0=0$$

$$\Theta_0 = \frac{i_0 \cdot 360}{n} = 0^\circ; \quad (147)$$

$$\rho_0 = \frac{\Theta_0}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_0 \cdot r_3}{K}} = 0 \text{ м}. \quad (148)$$

$$i_l=1$$

$$\Theta_1 = \frac{i_1 \cdot 360}{n} = 30^\circ; \quad (149)$$

$$\rho_1 = \frac{\Theta_1}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_1 \cdot r_3}{K}} = 0,047 \text{ м.} \quad (150)$$

$$i_2=2$$

$$\Theta_2 = \frac{i_2 \cdot 360}{n} = 60^\circ; \quad (151)$$

$$\rho_2 = \frac{\Theta_2}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_2 \cdot r_3}{K}} = 0,068 \text{ м.} \quad (152)$$

$$i_3=3$$

$$\Theta_3 = \frac{i_3 \cdot 360}{n} = 90^\circ; \quad (153)$$

$$\rho_3 = \frac{\Theta_3}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_3 \cdot r_3}{K}} = 0,085 \text{ м.} \quad (154)$$

$$i_4=4$$

$$\Theta_4 = \frac{i_4 \cdot 360}{n} = 120^\circ; \quad (155)$$

$$\rho_4 = \frac{\Theta_4}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_4 \cdot r_3}{K}} = 0,099 \text{ м.} \quad (156)$$

$$i_5=5$$

$$\Theta_5 = \frac{i_5 \cdot 360}{n} = 150^\circ; \quad (157)$$

$$\rho_5 = \frac{\Theta_5}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_5 \cdot r_3}{K}} = 0,112 \text{ м.} \quad (158)$$

$$i_6=6$$

$$\Theta_6 = \frac{i_6 \cdot 360}{n} = 180^\circ; \quad (159)$$

$$\rho_6 = \frac{\Theta_6}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_6 \cdot r_3}{K}} = 0,124 \text{ м.} \quad (160)$$

$$i_7=7$$

$$\Theta_7 = \frac{i_7 \cdot 360}{n} = 210^\circ; \quad (161)$$

$$\rho_7 = \frac{\Theta_7}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_7 \cdot r_3}{K}} = 0,135 \text{ м.} \quad (162)$$

$i_8=8$

$$\Theta_8 = \frac{i_8 \cdot 360}{n} = 240^\circ; \quad (163)$$

$$\rho_8 = \frac{\Theta_8}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_8 \cdot r_3}{K}} = 0,145 \text{ м.} \quad (164)$$

$i_9=9$

$$\Theta_9 = \frac{i_9 \cdot 360}{n} = 270^\circ; \quad (165)$$

$$\rho_9 = \frac{\Theta_9}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_9 \cdot r_3}{K}} = 0,155 \text{ м.} \quad (166)$$

$i_{10}=10$

$$\Theta_{10} = \frac{i_{10} \cdot 360}{n} = 300^\circ; \quad (167)$$

$$\rho_{10} = \frac{\Theta_{10}}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_{10} \cdot r_3}{K}} = 0,164 \text{ м.} \quad (168)$$

$i_{11}=11$

$$\Theta_{11} = \frac{i_{11} \cdot 360}{n} = 330^\circ; \quad (169)$$

$$\rho_{11} = \frac{\Theta_{11}}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_{11} \cdot r_3}{K}} = 0,173 \text{ м.} \quad (170)$$

$i_{12}=12$

$$\Theta_{12} = \frac{i_{12} \cdot 360}{n} = 360^\circ; \quad (171)$$

$$\rho_{12} = \frac{\Theta_{12}}{K} + \sqrt{\frac{2 \cdot \Theta_{12} \cdot r_3}{K}} = 0,182 \text{ м.} \quad (172)$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 9.



Таблица 9 – Результаты расчетов

$i_i$	$\Theta_i$	$\rho_i$
	град.	м
0	0	0
1	30	0,047
2	60	0,068
3	90	0,085
4	120	0,099
5	150	0,112
6	180	0,124
7	210	0,135
8	240	0,145
9	270	0,155
10	300	0,164
11	330	0,173
12	360	0,182

По результатам расчетов, получили спиральный отвод.

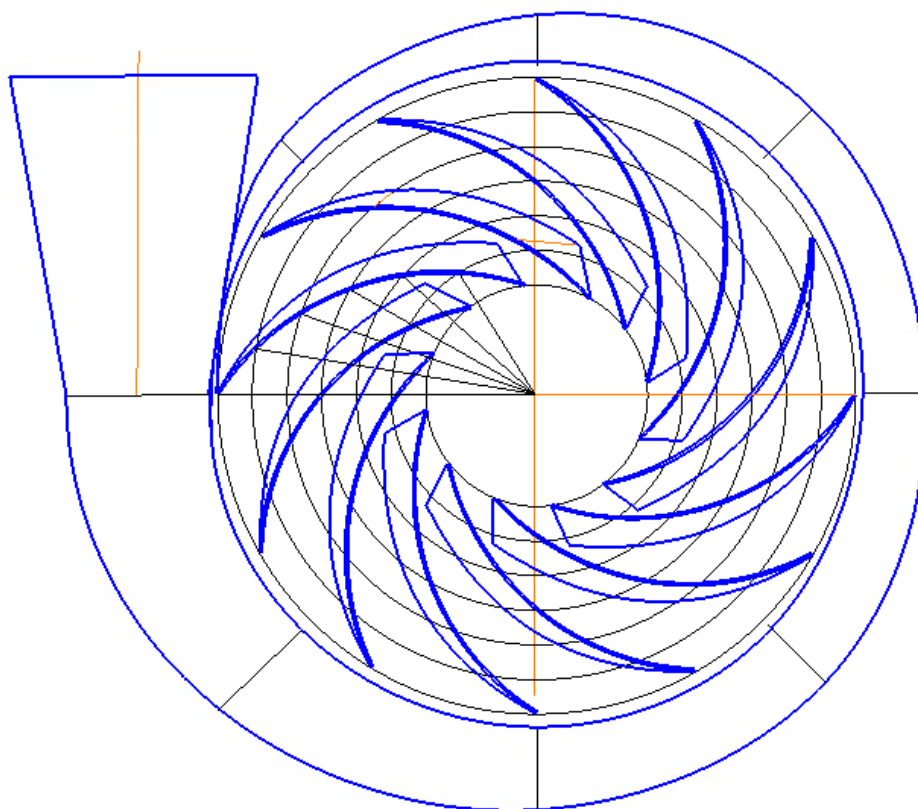


Рисунок 23 – Спиральный отвод

## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: магистральный насосный агрегат.

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности.

Таблица 10 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: магистральный насосный блок		
		Расчет и модернизации насосного агрегата	Модель и анализ работы насосного блока	Проектирование и конструирование магистрального насосного блока
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
		Фирма А	Фирма Б	Фирма В

### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования;
- бюджет разработки;
- финансовое положение конкурентов и т.д.

Таблица 11 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект	Кон-т1	Кон-т2	Проект	Кон-т1	Кон-т2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	5	4	4	0,30	0,24	0,24
3. Помехоустойчивый	0,05	4	4	3	0,20	0,20	0,15
4. Энергосберегающий	0,10	4	5	3	0,40	0,50	0,30
5. Надежный	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
6. Безопасный	0,10	4	4	4	0,40	0,40	0,40
7. Простота эксплуатации	0,06	4	4	5	0,24	0,24	0,30
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
8. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	4	3	0,28	0,28	0,21
9. Уровень проникновения на рынок	0,06	1	4	4	0,06	0,24	0,24
10. Цена	0,10	4	1	3	0,40	0,10	0,30
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	4	3	1	0,80	0,60
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>45</b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>4,28</b>	<b>3,80</b>	<b>3,64</b>

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (173)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации насосного агрегата: рост производительности труда (за счет ликвидации целодневных простоев при замене масла), повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

### 4.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки

и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в исследовательский проект.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценка качества разработки</b>					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,07	65	100	0,65	0,0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	75	100	0,75	0,1125
3. Помехоустойчивость	0,03	50	100	0,50	0,015
4. Энергоэкономичность	0,15	70	100	0,70	0,105
5. Надежность	0,20	100	100	1	0,20
6. Безопасность	0,04	80	100	0,80	0,032
7. Уровень шума	0,03	40	100	0,40	0,012
8. Ремонтопригодность	0,10	70	100	0,70	0,07
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
9. Продукт	0,03	70	100	0,70	0,021
10. Уровень проникновения на рынок	0,04	80	100	0,80	0,032
11. Цена	0,06	45	100	0,45	0,027
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	100	100	1	0,10
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>845</b>	<b>1200</b>	<b>8,45</b>	<b>0,772</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (174)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

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

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  – позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$  – получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя.

Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp}=77,2$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего уровня.

#### 4.4 SWOT-анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT-анализ. SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Первый этап: применение SWOT-анализа (таблица 13) позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 13 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны:</b> С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность.	<b>Слабые стороны:</b> Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости.
<b>Возможности:</b> В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.		
<b>Угрозы:</b> У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций.		

Второй этап: выявление соответствия сильных и слабых сторон исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 14, таблице 15, таблице 16, таблице 17.

Таблица 14 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	-	+	-	0
	B4	-	-	0	-	+
	B5	-	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C4C5, B3C3, B4C5.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 15 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

		Слабые стороны проекта		
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	-	+
	B4	+	-	+
	B5	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1Сл2Сл3, B4Сл1Сл3.

Таблица 16 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

		Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	0	-	-	-
	У2	+	0	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С5, У2С1.

Таблица 17 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл2, У2Сл2.

Третий этап: составление итоговой матрицы SWOT-анализа (таблица 18)

Таблица 18 – SWOT-анализ

		<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>                      С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей;                      С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости;                      С3. Простота конструкции;                      С4. Малые гидравлические потери;                      С5. Повышенная надежность.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>                      Сл1. Частая поломка обоймы;                      Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;                      Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости.</p>
<p><b>Возможности:</b>                      В1. Применение искривленных скважинах;                      В2. Сотрудничество предприятием-изготовителем СВН;                      В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода;                      В4. Ускорение монтажа;                      В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.</p>	<p><b>Сильные стороны и возможности:</b>                      В1С1С2С3С4С5 – все перечисленные сильные стороны проекта применимы в искривленных скважинах;                      В3С3 – простота конструкции приводит к снижению металлоемкости поверхностного привода;                      В4С5 – ускоренный монтаж поврежденных деталей приводит к высокой надежности работы.</p>	<p><b>Слабые стороны и возможности:</b>                      В1Сл1Сл2Сл3Сл4 – возможно появление слабых сторон в искривленных скважинах;                      В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.</p>	
<p><b>Угрозы:</b>                      У1. Возможность появления новых конкурентов;                      У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций.</p>	<p><b>Сильные стороны и угрозы:</b>                      У1С5 – возможно развитие конкурентных разработок с более надежными рабочими органами;                      У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти.</p>	<p><b>Слабые стороны и угрозы:</b>                      У1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления регулируемости рабочего объема;                      У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема.</p>	

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках исследовательского проекта.

#### 4.5 Планирование управления исследовательским проектом

#### 4.5.1 План проекта

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ, распределены исполнители по видам работ. Этапы и содержание работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности насосного агрегата	Бакалавр
	6	Проведение расчетов по подбору подшипникового узла	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

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

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5}, \quad (175)$$

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



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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (176)$$

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

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

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

**Диаграмма Ганта** – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (177)$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (178)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году; ( $T_{кал} = 366$ );

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

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году. ( $T_{\text{пр}} = 15$ );

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48.$$

Все рассчитанные значения приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел.-дни.	$t_{max}$ , чел.-дни.	$t_{ожг}$ , чел.-дни.			
Составление и утверждение технического задания	1	3	2	Руководитель Бакалавр	1	2
Подбор и изучение литературы по теме	18	25	21	Бакалавр	21	32
Выбор направления исследований	5	10	7	Руководитель	7	11
Календарное планирование работ по теме	1	2	2	Руководитель Бакалавр	1	2
Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности насосного агрегата	10	15	12	Бакалавр	12	18
Проведение расчетов по подбору подшипникового узла	28	33	30	Бакалавр	30	45
Оценка результатов исследования	4	7	5	Руководитель Бакалавр	2,5	4
Оформление отчетов	3	5	4	Бакалавр	4	6
Заключение	2	4	3	Руководитель Бакалавр	1,5	3
Итого					80	123

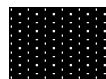
На основании таблицы 20 построим диаграмму Ганта (таблица 21), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 21 – Календарный план-график проведения работ по теме

№	Вид работ	Исполнители	T <sub>кi</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
				Февр.			Март			Апрель			Май			Июнь					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Бакалавр	2																		
2	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр	32																		
3	Выбор направления исследований	Руководитель	11																		
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Бакалавр	2																		
5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности и насосного агрегата	Бакалавр	18																		
6	Проведение расчетов по подбору подшипникового узла	Бакалавр	45																		
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Бакалавр	4																		
8	Оформление отчетов	Бакалавр	6																		
9	Заключение	Руководитель Бакалавр	3																		



Бакалавр



Руководитель

#### 4.5.2 Бюджет проекта

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

#### Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (179)$$

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

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

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

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Таблица 22 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z <sub>м</sub> ), руб.
Бумага А4	шт.	60	1	66
Канцелярские принадлежности	шт.	2	50	110
<b>ИТОГО:</b>				<b>176</b>

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./смену
		одного объекта	всего		
НМ 10000-210	1	27855	27855	5	229
<b>ИТОГО</b>					<b>229</b>

### Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной

заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 35120 руб., для исполнителя (студента) – 12130 руб. Расчет основной заработной платы сводим в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{те}$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	35120	1,3	45656	2566,61	18	46199
Бакалавр	12130	1,3	15769	937,13	67	62788

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

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (180)$$

где  $Z_{осн}$ ,  $Z_{доп}$  – основная и дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (181)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\partial}}, \quad (182)$$

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

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

$F_{\partial}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн..

Таблица 25 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (183)$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 26 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 26 – Заработная плата исполнителей

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	46199	62788
Дополнительная зарплата	6929,85	9418,20
Итого по статье $Z_{зп}$	53128,85	72206,20

#### 4.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = K_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (184)$$

где  $k_{внеб} = 30,2\%$  коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Отчисления во внебюджетные фонды

	<b>Руководитель</b>	<b>Бакалавр</b>
Зарплата	53128,85	72206,20
Отчисления во внебюджетные фонды	16044,91	21803,27

#### 4.5.4 Накладные расходы

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

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (185)$$

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

Таблица 28 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	176
2. Амортизация основных средств	229
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	108987
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16348,05
5. Отчисления во внебюджетные фонды	37848,18
6. Накладные расходы	26174
<b>Бюджет затрат</b>	<b>189762</b>

#### 4.6 Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность технического проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (186)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Бальная оценка разработки
1. Способствует росту производительности труда	0,20	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5
3. Помехоустойчивость	0,20	5
4. Энергосбережение	0,20	5
5. Надежность	0,10	4
6. Материалоемкость	0,15	5
ИТОГО:	1	26

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,20 \cdot 5 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,7 .$$

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнены поставленные задачи. Вывод по разделу:

- при проведении SWOT-анализа, определены сильные и слабые стороны проекта;
- разработан календарный план-график исполнителей проекта, позволяющий оптимально скоординировать работу;
- рассчитана бюджет затрат на выполнение проекта;
- определен показатель ресурсоэффективности проекта, который имеет достаточно высокое значение – 4,7 (по 5-балльной шкале).



## **5. Социальная ответственность**

Социальная ответственность-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 [13]. Объектом исследования является насосный блок, в котором расположены магистральные насосные агрегаты (МНА) для осуществления перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. МНА располагаются в насосном зале, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов, негативного воздействия на окружающую среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал находится на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела ВКР бакалавра является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Географическое положение- Юго-Восточная часть Ханты-Мансийского автономного округа. Место проведение работ-насосный зал. Условия-закрытое помещение.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность нефтегазовых предприятий, является целый ряд законодательных актов, включающих в себя федеральные законы, указы Президента РФ, ГОСТы, СНИПы, а также отраслевые регламенты и руководящие документы и т.д.

Способ работы на предприятии транспорта нефти – работа по смене. Продолжительность работы персонала в одну смену составляет 8 часов.

Способ оплаты труда- по часовым тарифным ставкам. Классификация условий труда ко 2 классу (допустимые условия труда), то есть условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное

функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Каждый работник предприятия должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, защитная маска и перчатки. Сотрудники предприятия обязаны проходить плановый инструктаж по технике безопасности на предприятии и быть ознакомлены с нормативно-трудовой базой, а также нормативными документами, регулирующими деятельность данного предприятия. Работники предприятия обязаны иметь квалификацию, соответствующую виду выполняемых работ.

Основными нормативными документами предприятия являются:

- Трудовой Кодекс РФ
- ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
- ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;
- СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

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

Организация рабочего места рабочих в службе добычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ. Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов. Рабочие места должны быть достаточно освещены. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей и др.).

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии. Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении.

## 5.2 Производственная безопасность

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на магистральной нефтеперекачивающей станции.

Таблица 30 – Опасные и вредные факторы, встречающиеся на магистральной нефтеперекачивающей станции

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изготов- ление	Эксплуа- тация	
1. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	-	+	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ Шум. Общие требования безопасности» [14].
2. Повышенный уровень вибрации;	-	+	+	Требования по ограничению неблагоприятного воздействия вибрации определены в ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [15].
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	+	+	+	Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532- 18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [16].
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	-	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция» [17].
5. Пожаро- взрывоопасность	+	+	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности[18].
6. Высокое напряжение	+	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [19].

### 5.2.1 Анализ вредных факторов производственной среды

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

## Повышенный уровень шума

Появление шума при проведении технического обслуживания магистральных насосов связано с работой эксплуатируемых агрегатов по перекачке нефти, а также их электродвигателей.

Воздействие шума может привести к сочетанию профессиональной тугоухости (неврит слухового нерва) с функциональными расстройствами центральной нервной, вегетативной, сердечно-сосудистой и других систем, которые могут рассматриваться как профессиональное заболевание – шумовая болезнь. Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.003-2004 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Согласно которому уровень шума должен находиться в пределах 70-80 Дб при заданных условиях работ.

Таблица 31 – Классификация трудовой деятельности

№	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия: уменьшение шума в источнике (замена ударных процессов на безударные, своевременный ремонт, замена

металлических деталей на пластмассовые); применение средств индивидуальной защиты. (промышленные беруши, наушники).

### **Повышенный уровень вибрации**

В процессе выполнения технического обслуживания магистральных насосов постоянно задействованы эксплуатируемые в одном насосном зале нефтеперекачивающие агрегаты, создающие малые механические колебания, называются вибрацией.

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Вибрация является специфическим раздражителем для вестибулярного анализатора. Требования по ограничению неблагоприятного воздействия вибрации определены в ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Для общей вибрации нормы вибрационной нагрузки на работника (машиниста) установлены для категорий вибрации и соответствующих им критериям оценки по таблице 32.

Таблица 32 – Категории общей вибрации и соответствующие им критерии

Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки	Характеристика условий труда	Источники вибрации
3 тип “а” граница снижения производительности труда	Технологическая вибрация, воздействующая на операторов стационарных машин и оборудования или передающаяся на рабочие места, не имеющие источников вибрации.	Литейные машины, электрические машины, насосные агрегаты, вентиляторы, буровые станки, оборудование промышленности (кроме стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности).

Для защиты от вибрации широко используются вибропоглощающие и виброизолирующие материалы и конструкции. В качестве индивидуальных средств защиты от шума в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 используют мягкие противозумные вкладыши, вставляемые в уши, тампоны из ультратонкого волокна или жесткие из эбонита или резины, эффективные при L=5-20 дБ.

### **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 33 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [20]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
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. 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:

1. Исключение источников газообразования.
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания насосного зала.
3. Применение средств индивидуальной защиты.

### **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.

В таблице 34 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и подразрядом зрительных работ.

Таблица 34 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	В т.ч. от общего
НПС	Средней точности	IV	0,9		150(100)

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

### **5.2.2 Анализ опасных факторов производственной среды**

Технологический процесс характеризуется наличием опасностей. В данном подразделе подробнее рассматриваются вопросы опасных факторов, характерных для данного вида технологических операций.

## **Пожаро-взрывоопасность**

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Воздействие фактора на организм человека: ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Для исключения возможности взрывов, пожаров и ожогов необходимо соблюдать следующие условия ведения процесса:

- обеспечивать ведение технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента;
- содержать в исправном и рабочем состоянии средства пожаротушения;
- в целях недопущения пролива продукта, загазованности помещений, все оборудование и трубопроводы перед заполнением их рабочими средами должны быть испытаны на герметичность под рабочим давлением;
- работы, связанные с опасностью прорыва газа в помещение, работы в газоопасной среде должны производиться специально обученными людьми с применением специального оборудования и инструмента под непосредственным и непрерывным наблюдением ответственного лица из числа инженерно-технического персонала цеха;
- курить разрешается только в специально отведенных местах.

В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

## **Высокое напряжение**

Технологический процесс на НПС характеризуется возможностью поражения электрическим током при соприкосновении с незаземленными участками токоведущих частей электрических машин. Поражение электрическим током относится к травмам с высоким процентом смертельных



исходов (более 30 %). Смерть может наступить как в момент самой травмы, так и спустя несколько часов и даже дней после неё.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 35 [21].

Таблица 35 – Допустимые нормы напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки (ГОСТ 12.1.038-82).

Род тока	U,В	I,мА
	Не более	
Переменный,50 Гц	2,0	0,3
Переменный,400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Защитой от данного негативного фактора является соблюдение требований охраны труда и применение средств индивидуальной защиты. Источники электроэнергии должны быть изолированы, ограждены и обеспечены заземлением. Электрооборудование должно быть исправно [22].

### **5.3 Экологическая безопасность**

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

#### **Атмосфера**

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

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться нормативной документацией [23], [24].

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюидов, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов, необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом.

### **Гидросфера**

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

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

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

### **Литосфера**

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются: неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки полостей агрегатов и резервуаров.

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

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

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа: наводнения; снежные бури; ураганы; лесные пожары; ГНВП; возгорание ГСМ.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопрооявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации БКНС осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

- покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

- обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности.

В разделе были выявлены опасные и вредные факторы, воздействию которых может подвергнуться человек. Также изучены аспекты экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях. Был проведен анализ нормативной документации. Основываясь на результатах проделанной работы, был предложен ряд мер, для исключения или уменьшения влияния опасных и вредных факторов на человека и окружающую среду.

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе был проведен литературный обзор по заданной теме. В работе проанализированы сведения о нефтеперекачивающих станциях, а также нефтяных магистральных насосах, также предложен вариант модернизации, заключающийся в замене рабочего колеса на новое, что позволяет повысить эффективность насосного агрегата.

Усовершенствованная модель насосного агрегата имеет лопасти двойной кривизны, что обеспечивает увеличение коэффициента полезного действия колеса, а также снижение возможности кавитации в потоке жидкости.

По фактическим значениям текущих характеристик насоса НМ 10000-210, произвели расчет основных параметров рабочего колеса. Также, по полученных результатам построено лопастное рабочее колесо.

## Список используемых источников

1. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. Учебник для вузов / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров, А.И. Гольянов, Г. Е. Коробков, Б. Н. Мастобаев – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
2. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктов. Учебное пособие/Ю. Д. Земенкова, С. М. Дудин, В. О. Некрасов, А. Н. Гульков, М. Ю. Земенкова –Тюмень: ТюмГНГУ,2014. –132с.
3. Эксплуатация насосных и компрессорных станций. Учебное пособие/ А. Л. Саруев, Л. А. Саруев: Изд-во Томского политехнического университета,2017. –с.
4. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие/ А. А. Коршак, А.М. Шаммазов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.
5. ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов»
6. Кумар Б. К., Ботаханов Е. К. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учеб. пособие. – Алматы: КазННТУ имени К. И. Сатпаева, 2015 – С. 392;
7. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры»;
8. НЭМ.Н12.165.000.00. ПС-Р. «Насос нефтяной магистральный типа «НМ» (прошедший капитальный ремонт имодернизацию)»
9. Гумеров А.Г., Колпаков Л.Г., Бажайкин С.Г., Векштейн М.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295с.;
10. Гумеров А.Г., Гумеров Р.М., Акбердин А.С. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2001. – 475с.;
11. Черкасский, В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учебник для вузов. – М.: Энергия, 1977 – 421с.

12. Айзенштейн, М. Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности – М.: Красный печатник, 1987. – 34 с.
13. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
14. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
16. ГН 2.2.5.3532- 18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
17. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
18. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
19. ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
20. СНиП 2.05.06-85· Магистральные трубопроводы /Госстрой СССР. - М.: ЦИНИ Госстроя СССР, 1985. -52с.
21. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов».
22. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
23. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
24. ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.