

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Подбор и расчёт магистральных насосов для транспортировки нефти
УДК 621.65:622.692.4.053

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Е41	Кузнецов Сергей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанкин Ф.А.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результ ата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или интересованных сторон
Общекультурные компетенции		
Р1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ПК-9; ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
P7	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п.

	к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества на предприятии.	5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Манабаев К.К.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Кузнецов Сергей Николаевич

Тема работы:

Подбор и расчёт магистральных насосов для транспортировки нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1007/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является основной и подпорный магистральные насосы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	• Провести обзор литературных источников и авторских свидетельств. • Проанализировать конструкцию магистрального насоса и вспомогательные системы. • Провести расчет основного магистрального и подпорного насосов. • Провести подбор электродвигателей.

	• Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность. • Социальная ответственность на нефтегазовом предприятии.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	-
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность	Трубникова Н.В., доцент
Социальная ответственность	Черемискина М.С., ассистент

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Симанкин Ф.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Кузнецов С.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 6 рис., 43 табл., 26 источников, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный насос, подпорный магистральный насос, электродвигатель, магистральный нефтепровод, насосный агрегат.

Объектом исследования являются характеристики магистрального насоса.

Цель работы – подбор и расчет магистральных насосов для транспортировки нефти.

В процессе исследования проводились анализ конструкции магистрального насоса и его вспомогательных систем.

В результате исследования был проведён расчет основного магистрального насоса, подпорного насоса, были пересчитаны их характеристики, были подобраны электродвигатели.

Область применения: нефтегазовое производство.

Обозначения и сокращения

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ГТУ – газотурбинная установка;

КП – конечный пункт;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередачи;

МН – магистральный нефтепровод;

МНА – магистральный насосный агрегат;

НБ – нефтебаза;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НМ – насос магистральный;

НПВ – насос погружной вертикальный

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ПЧ – преобразователь частоты;

РП – резервуарный парк;

СКЗ – станция катодной защиты;

СОД – средства очистки и диагностики;

СУ – система управления;

ТП – технологический процесс;

ЧРЭП – частотно-регулируемый электропривод;

ЭД – электродвигатель

Оглавление

Введение	12
1 Обзор литературы.....	13
2 Основной и подпорный магистральные насосы	18
2.1 Магистральный насос	18
2.2 Подпорный магистральный насос	21
2.3 Вспомогательные системы насосных агрегатов	22
2.4 Обслуживание магистральных насосов	25
3 Расчетная часть.....	29
3.1 Расчет основного магистрального насоса	29
3.2 Расчет подпорного насоса.....	37
3.3 Пересчёт характеристик основного насоса с воды на вязкую жидкость.....	39
3.4 Пересчёт характеристик подпорного насоса с воды на вязкую жидкость	44
3.5 Подбор электродвигателя для основного насоса	52
3.6 Подбор электродвигателя для подпорного насоса	54
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	60
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	60
4.3 SWOT – анализ	62
4.4 Технология QuaD	66
4.5 Планирование управления научно-исследовательских проектом	67
4.6 Бюджет научно-технического исследования	72
5. Социальная ответственность	87

5.1 Производственная безопасность	87
5.2 Экологическая безопасность	94
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	99
Заключение	103
Список литературы	104

Введение

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти из районов ее добычи до потребителей. Мощности, потребляемые современными магистральными трубопроводами, стали соизмеримы с мощностью электростанций средних размеров. Даже незначительное уменьшение пропускной способности магистрального трубопровода приводит к значительным затратам или к нарушению ритмичной работы поставщиков и потребителей. Основной задачей оперативно-диспетчерского персонала, управляющего магистральными нефтепроводами, является выполнение плановых объемов приема и сдачи нефти на основании графика транспортировки с обеспечением максимально-безопасной работы объектов магистральных нефтепроводов, соблюдением технологических регламентов при их эксплуатации, а также снижением энергетических затрат на транспорт нефти. В связи с этим важен подбор оборудования обеспечивающий транспортировку углеводорода.

Целью выпускной квалификационной работы является подбор и расчет магистральных насосов для транспортировки нефти.

Согласно цели в работе ставятся следующие задачи:

1. Провести обзор литературных источников и авторских свидетельств.
2. Проанализировать конструкцию магистрального насоса и вспомогательные системы.
3. Провести расчет основного магистрального и подпорного насосов.
4. Провести подбор электродвигателей.

1 Обзор литературы

В ряде литературных источников и авторских свидетельств представлены различные модификации магистральных насосов. Так же ряд научных исследований посвящён принципам работы, регулированию подачи и вспомогательному оборудованию.

Рассмотри некоторые авторские свидетельства, посвященные конструкции магистральных насосов и ее модернизации.

В авторском свидетельстве RU2 629 307C1 представлена конструкция магистрального насоса (рисунок 1)

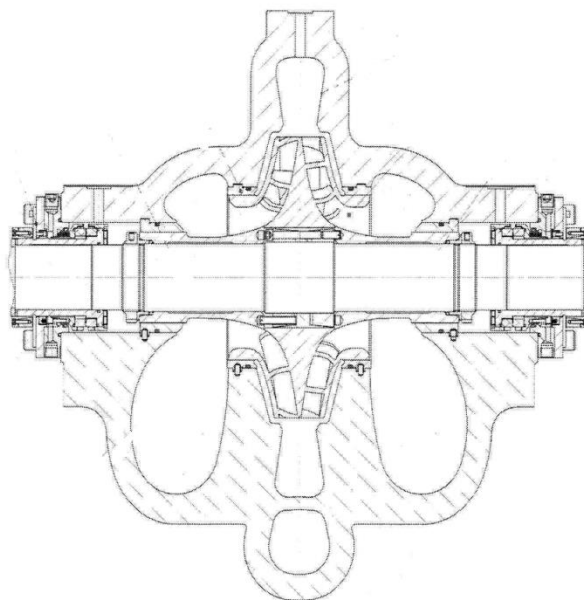


Рисунок 1 – Магистральный насос (разрез)

Данное изобретение относится к центробежным насосам и применяется для перекачки нефти на магистральных нефтепроводах.

Полезная модель RU172717U1, авторов Кушнарева В. И., Кушнарев И.В., Обозного Ю. С. представляет собой магистральный горизонтальный насос, с уменьшенной вибронегруженностью (рисунок 2).

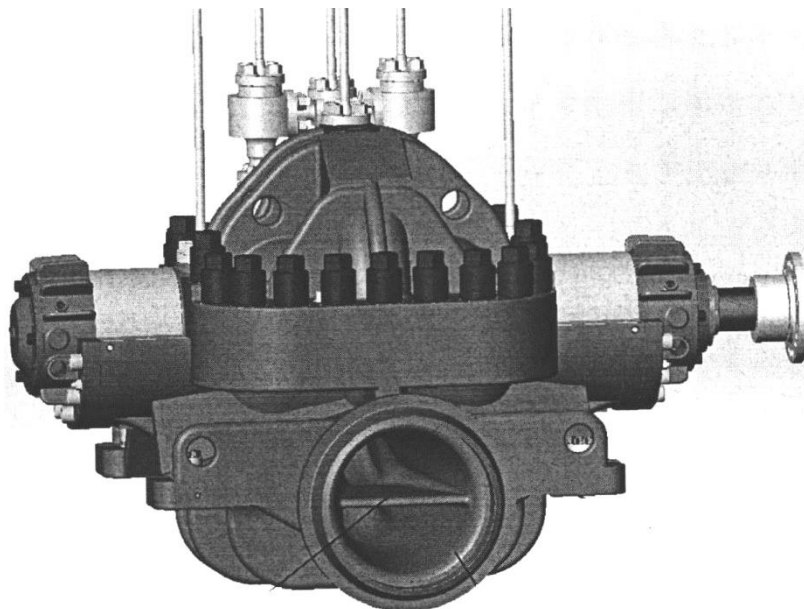


Рисунок 2 – Горизонтальный центробежный насос

Уменьшение вибронагруженности данного насоса достигается за счет установки в спиральном отводе и отводящем патрубке разделительной перегородки.

Теоретические и экспериментальные исследования режима работы насосов и насосного оборудования отразили в своих работах Н.З. Аитова, А.М. Акбердин, С.А. Бобровский, В.В. Васильковский, А.А. Веремеенко, С.А. Веремеенко, Е.В. Виноградов, Е.В. Вязунов, В.И. Голосовкера, А.И. Гольянов, Л.А. Зайцев, Л.Г. Колпаков, Э.Г. Любарский, В.Ф. Новоселов, Ш.И. Рахматуллин, Г.С. Салащенко и др.

В статьях Твердохлеба И. Б., Визенкова Г. В., Бирюкова А. И., Беккер Л. М. рассматриваются вопросы параллельного и последовательного включения магистральных насосов, на основе результатов анализа работы НПС, при разных режимах перекачки и рельефе трассы[4].

Патент № 253 72 05. Магистральный нефтяной насос и рабочее колесо магистрального нефтяного насоса. Изобретение относится к насосостроению. Горизонтальный одноступенчатый насос включает корпус, двухпоточное рабочее

колесо и направляющий аппарат. Покрывные диски колеса присоединены к основному диску посредством систем пространственно спиральных лопаток. Лопатки разнесены по окружности с образованием смежными лопатками в каждой из упомянутых систем спирально закрученных межлопаточных каналов. Напорная поверхность и средняя условная поверхность лопатки колеса выполнены пространственным перемещением линейчатой образующей от входа к выходу из межлопаточного канала с углом захода лопатки в поток, изменяющимся к выходу с градиентом пространственной кривизны, заданным в проекциях на две взаимно перпендикулярные условные плоскости. Системы лопаток колеса смещены в плоскости вращения на угол не менее половины проекции скошенного выходного конца лопатки на условную среднюю плоскость основного диска. Направляющий аппарат снабжен криволинейными лопатками, число которых превышает число лопаток колеса. Лопатки аппарата отклонены в сторону вектора потока в отводе на определенный угол, а межлопаточный канал выполнен расширяющимся к выходу изобретение направлена на улучшение характеристик насоса, снижение вибрационных радиальных нагрузок и повышение КПД, надежности и ресурса[5]..

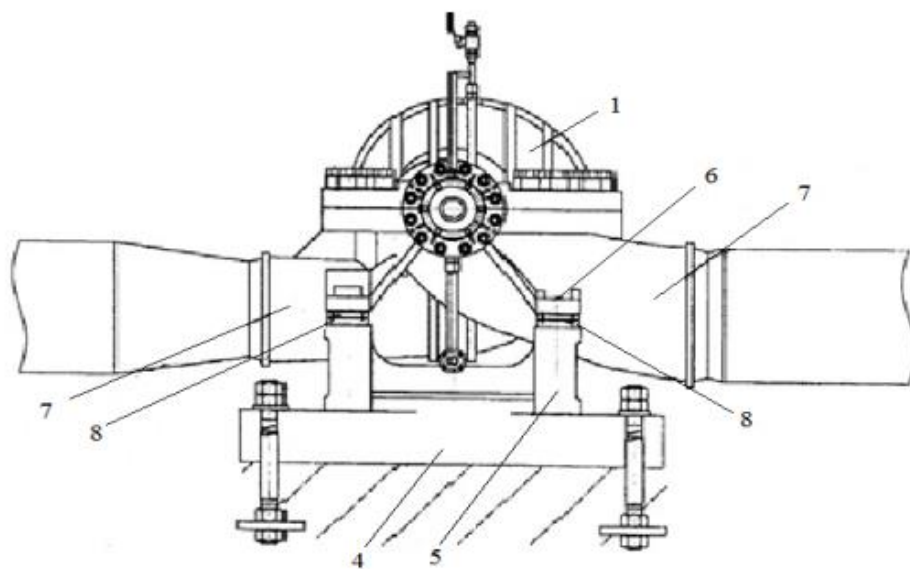


Рисунок 3 – Вид насоса с присоединенными трубопроводами и с подводимыми опорами между надставкой рамы и «лапами» насоса: 1 – насос; 4 – рама; 5 –

надставка рамы; 6 – «лапы» насоса; 7 – патрубки насоса с присоединенными трубопроводами; 8 – подводимые опоры

Задача изобретения, заключается в улучшении гидродинамических и энергетических характеристик насоса, уменьшении вибрационных радиальных нагрузок рабочего колеса, повышении кпд, надежности и долговечности насоса при снижении энергозатрат на работу по перекачиванию жидких сред. Поставленная задача в части магистрального нефтяного насоса решается тем, что устанавливается направляющий аппарат. Направляющий аппарат снабжен системой криволинейных лопаток с общим числом, превышающим количество лопаток любого из потоков рабочего колеса в $(1,25 \dots 2,62)$ раза, при этом лопатки направляющего аппарата в проекции на условную среднюю плоскость, нормальную к оси указанного аппарата, отклонены в сторону вектора потока в отводе на образованный хордой, соединяющей ближний и удаленный от оси концы лопатки, и радиусом, проведенным через ближний к оси конец хорды, угол $B1$, количественно составляющий $B1 = (75 \dots 110)^\circ$, при этом образованный лопатками межлопаточный канал в проекции на указанную условную среднюю плоскость, нормальную к оси направляющего аппарата, выполнен расширяющимся к выходу с градиентом диффузорности $G_{к.н.а.}$, равным $G_{к.н.а.} = (1 \dots 2) \times 10^{-3} \text{ [м}^2/\text{м]}$.

Неподвижно закрепленный в корпусе насоса направляющий аппарат может быть расположен соосно с валом ротора с охватом, по меньшей мере, выходных концов лопаток рабочего колеса, при этом система криволинейных лопаток размещена на кольцевой платформе, причем кольцевая платформа направляющего аппарата выполнена с внутренним диаметром, превышающим диаметр рабочего колеса на величину не менее достаточной для образования минимального технологического зазора, необходимого для выравнивания давления подпора перекачиваемой жидкости и обеспечения возможности вариабельной технологической заменяемости рабочих колес разных диаметров при

универсальном сохранении размеров корпуса и отвода насоса. В направляющем аппарате угловой створ радиусов, проведенных через ось ротора и соответственно начальную и конечную точки лопатки, в проекции на условную плоскость направляющего аппарата может составлять $B_2=(15...50)$. Диаметр рабочего колеса может быть принят менее внутреннего диаметра направляющего аппарата на величину, достаточную для образования минимального технологического зазора, необходимого для выравнивания давления подпора перекачиваемой жидкости и обеспечения возможности переменной технологической заменяемости рабочих колес разных диаметров при универсальном сохранении размеров корпуса насоса. Технический результат достигается за счет установленного направляющего колеса и найденным в изобретении углом наклона выходных концов лопаток рабочего колеса относительно заходного угла входных кромок лопаток направляющего аппарата, а также выполнения направляющего аппарата с числом лопаток, выполненным с разработанным в изобретении превышением относительно количества лопаток рабочего колеса, что позволяет существенно снизить вибрационные радиальные нагрузки на ось ротора, уменьшив амплитуду волновых импульсных усилий гидродинамического воздействия потока перекачиваемой среды на лопатки и направляющего аппарата, а также позволяет повысить КПД с одновременным увеличением надежности и ресурса насоса в целом [8].

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод об актуальности изучения заявленной тематики.

2 Основной и подпорный магистральные насосы

2.1 Магистральный насос

Насосы типа НМ 1250...10000 являются центробежными горизонтальными одноступенчатыми насосами спирального типа, которые имеют рабочее колесо с двусторонним входом.

Корпус подшипника отливается из чугуна или специальных материалов. Также она производится методом штамповки и с помощью сварки. Перед сваркой проходит черновую обработку. Чистовая же ее расточка проводится непосредственно после того как проведено фрезерование плоскостей сопряжения. В качестве смазочного материала, в зависимости от рабочей температуры, служат индустриальные масла или (в случае интенсивного нагревания или использования подшипников качения) консистентные мази. В зависимости от вида крепления, различают стационарные корпуса подшипников, фланцевые и натяжные. Также корпуса подшипников классифицируют на корпуса упорных, опорных, опорно-упорных подшипников, а также на корпуса среднего, переднего и заднего подшипника.

Крышки всасывания выполняются цельнолитыми, сварно-литыми или сварно-коваными с приварными патрубками, опорными лапами, направляющими шпонками. К крышке подсоединяются корпуса концевых уплотнений. В крышке нагнетания располагается узел гидравлической разгрузки осевых усилий. К крышке всасывания и корпусу гидропаты на заточках крепятся корпусные детали концевых сальниковых уплотнений, которые имеют кронштейны для установки корпусов и подшипников. Для охлаждения сальника и предотвращения выхода горячей воды наружу предусмотрен подвод холодного конденсата. Холодный конденсат подводится также к нажимной втулке для предотвращения парения сальника. Корпуса сальников имеют ребристую поверхность для улучшения охлаждения.

Направляющие аппараты (диффузоры) служат для уменьшения скорости газа, благодаря чему часть его кинетической энергии переходит в потенциальную

энергию давления. Направляющие аппараты бывают двух типов: лопаточные и безлопаточные. Направляющий аппарат с неподвижными лопатками изготавливается отливкой из стали или чугуна в виде двух кольцевых дисков, расположенных на определенном расстоянии, между которыми имеются лопатки.

В состав насосного агрегата (рисунок 4) входит насоса, двигатель, упругая пластинчатая муфта.

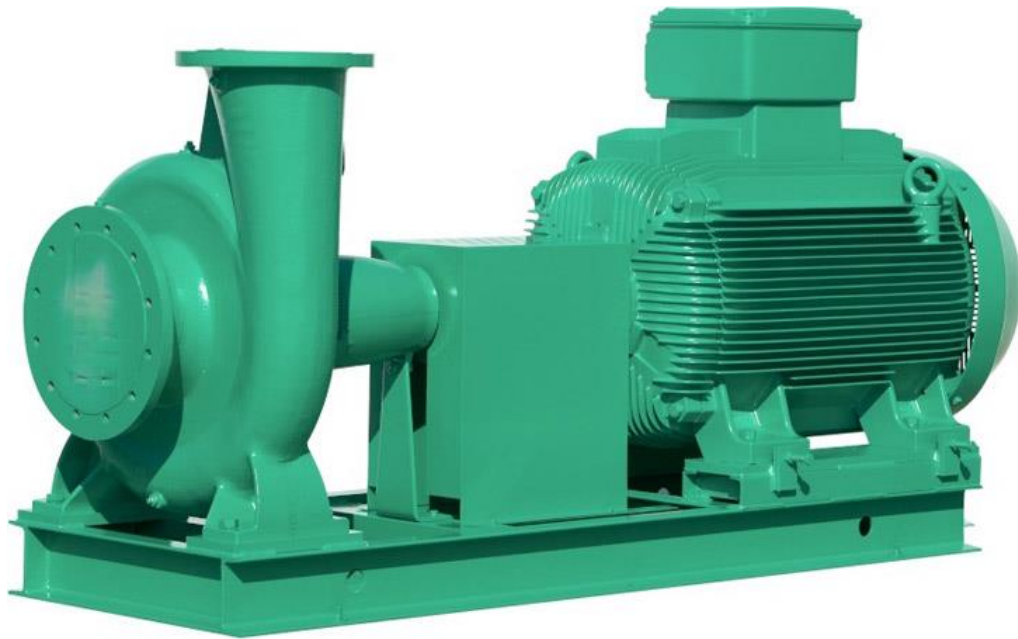


Рисунок 4 – Насосный агрегат «Back-Pull-Out»

упругой пластинчатой муфты

Секция насоса действует следующим образом. В начале движения вверх плунжер вытесняет топливо из. После того как плунжер перекроет впускное отверстие гильзы, его дальнейшее движение вверх резко увеличивает давление в надплунжерном пространстве, так как топливо, как и все жидкости, почти несжимаемо. Под давлением топлива открывается нагнетательный клапан, и топливо начинает поступать по топливо проводу высокого давления к форсунке и через нее в цилиндр двигателя. Секция насоса выполняется в виде цилиндрического корпуса, в котором вращается концентрично установленное колесо с прямыми радиальными лопатками. При вращении колеса в камере образуется вращающаяся цилиндрическая поверхность. Жидкость во вращающемся кольце благодаря

вращению находится под более высоким давлением, чем во всасывающем патрубке. Так как температура жидкости остается практически неизменной, то вследствие повышения давления она оказывается переохлажденной и на ее поверхности в условиях хорошего контакта происходит конденсация паров. Жидкость сливается через сливную камеру, расположенную значительно выше, чем всасывающая.

В таблице 1 представлены параметры перекачиваемой среды для насосов данного типа.

Таблица 1 – Параметры перекачиваемой среды

температура, °С	-10 ... +50
плотность при 15°С, кг/м ³	800 ... 900
массовая доля механических примесей, %, не более	5 ... 100
максимальная объемная концентрация твердых включений,	0,05
максимальный линейный размер твердых частиц, мм	0,4

Структура условного обозначения

Пример: АНМ1250/0,7-260а-2.1УХЛ4

А - отличительный индекс агрегата

НМ - насос магистральный

1250 - подача насоса в номинальном режиме, м³/ч

0,7 - обозначение ротора насоса по подаче (для основного исполнения не указывается)

260 - напор насоса в номинальном режиме, м

а - обозначение обточки рабочего колеса (для основного исполнения не указывается)

2.1 - порядковый номер модернизации

УХЛ4 - обозначение климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150

Насосы типа НМ предназначены для транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

2.2 Подпорный магистральный насос

Подпорные насосы типа НПВ (рисунок 5) созданы специально для подачи нефти. В таблице 2 представлены параметры подаваемой нефти[7].

Таблица 2 – Параметры подаваемой нефти

температура, °С	-5 ... +80
плотность при 15°С, кг/м ³	830 ... 900
кинематической вязкостью, 10 ⁻⁴ см ² /с	1-3
массовая доля механических примесей, %, не более	0,06
максимальная объемная концентрация твердых включений,	0,05
максимальный линейный размер твердых частиц, мм	0,4



Рисунок 5 – Подпорный насос типа НПВ

Материал основных деталей: - рабочее колесо сталь 25Л-III; - предвключенное колесо сталь 20Х13Л-II; - корпус- чугун СЧ 20; - вал сталь 30Х13. Уплотнения вала - торцового типа ТМ-120М. Присоединение патрубков к трубопроводам: - входного - сварное; - напорного - фланцевое. Давление в корпусе до 16 кгс/кв.см. Климатическое исполнение и категория размещения при эксплуатации - У1

(температура окружающей среды от -50 до +40 Гр.С, работа на открытых площадках).

2.3 Вспомогательные системы насосных агрегатов

К вспомогательным системам относятся:

- принудительной смазки подшипников качения и скольжения;
- система сбора утечек нефти;
- система охлаждения;
- система вентиляции.

Маслосистема

Маслосистема (рисунок 6) предназначена для принудительной смазки подшипников качения и скольжения насосов и электродвигателей. В качестве смазки подшипников применяется турбинное масло Т-22 или Т-30. Техническая характеристика масла, применяемого в маслосистеме, должна соответствовать требованиям ГОСТ-32-74.

Система смазки магистральных насосных агрегатов состоит из рабочего и резервного масляного насосов, оборудованных фильтрами очистки масла, рабочего и резервного маслобаков, аккумулирующего маслобака и маслоохладителей .

Масло с основного маслобака забирается работающим маслонасосом типа "Ш" проходит через маслофильтр и подается на маслоохладители, откуда поступает в аккумулирующий бак, расположенный на высоте 6-8 м от уровня пола насосной. С аккумулирующего бака масло подается к подшипникам насосного агрегата и далее возвращается в рабочий маслобак. Рабочая температура масла в общем коллекторе перед поступлением на магистральные насосные агрегаты должна находиться в пределах от +35 °С до +55 °С, при превышении температуры масла на выходе из маслоохладителя более +55 °С, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува. При низкой температуре масла допускается работа маслосистемы, минуя маслоохладители.

Давление масла перед подшипниками насоса и электродвигателя устанавливается не более 0,08 МПа и не менее 0,03 МПа. Регулирование подачи масла к каждому подшипнику осуществляется с помощью подбора дроссельных шайб, устанавливаемых на подводящих маслопроводах.

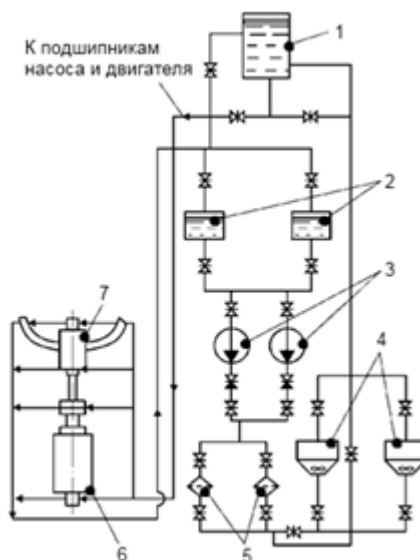


Рисунок 6 – Маслосистема: 1 - аккумулирующая емкость; 2 - маслобаки; 3 - маслонасос; 4 - агрегат воздушного охлаждения масла; 5 - фильтры; 6 - электродвигатель; 7 - насос

В маслосистеме предусмотрено:

- регулирование, измерение и сигнализация температуры масла;
- сигнализация максимального и минимального уровней в баках маслосистемы;
- сигнализация максимального и минимального уровней в аккумулирующем баке при работе маслосистемы.

Система сбора утечек нефти

Данная система служит для сбора утечек нефти с магистральных насосных агрегатов и состоит из насосов откачки утечек и четырех емкостей сбора утечек объемом 100 м³.

Утечки нефти с торцовых уплотнений насосов поступают в емкости сбора утечек.

Система утечек оснащена защитой по максимальным утечкам. Для контроля утечек магистральных насосных агрегатов установлен бачок сигнализации особой конструкции. При превышении рабочего уровня нефти в сосуде срабатывает защита на отключение насосного агрегата.

Откачка нефти из емкостей сбора утечек производится автоматически, включением вертикального насоса Worthington типа 4WUC-9 в подводящий технологический трубопровод НПС.

Система охлаждения насосных агрегатов

Система охлаждения насосных агрегатов предназначена для обеспечения требуемого температурного режима электродвигателей и охлаждения масла, подаваемого к подшипникам насосного агрегата.

Взрывозащищенные электродвигатели типа СТДП, установленные в одном зале с насосом, имеют водяное охлаждение. Вода циркулирует по замкнутому контуру при помощи насосов, устанавливаемых в специальном помещении. В жаркое время года вода охлаждается в радиаторах, имеющих воздушное охлаждение.

Система приточно-вытяжной вентиляции насосной

Система состоит из двух приточных вентиляторов с калориферами, четырех вытяжных вентиляторов и разводящих воздуховодов. В функции системы приточно-вытяжной вентиляции входит:

- ограничение максимальной концентрации паров в воздухе насосного зала;
- подача воздуха для отопления машинного зала и поддержания температуры в пределах требований, предъявляемых по техническим уровням установленного там оборудования и аппаратуры автоматики;

Вентиляторы установлены снаружи помещения. Вытягиваемый из насоса воздух по воздуховоду направляется вверх выше крыши здания насосной.

Воздуховод заканчивается перекидным клапаном и факельной насадкой. Вентиляторы расположены попарно с каждого торца здания. Один из вентиляторов каждой пары - резервный.

Пристенные воздушные насадки, располагаемые внутри насосной, обеспечивают забор и отсос воздуха из помещения. Воздушные насадки вытяжной вентиляции установлены также в приемке насосного зала, где расположены маслонасосы.

В состав вытяжной вентиляции входят также дефлекторы, установленные на крыше насосной. Дефлекторы имеют шиберы, регулирующие расход воздуха. Открытие шибера осуществляется при помощи троса. Дефлекторы обеспечивают естественное удаление из верхней зоны помещения воздуха, в котором могут содержаться взрывоопасные смеси газов.

Фильтры-грязеуловители (рисунок 7) установлены на приеме насосной станции для улавливания крупных механических частиц. О работоспособности фильтров судят по разнице давлений на приеме и выходе фильтров. При увеличении перепада давления до величины более 0,05 МПа или уменьшении до величины менее 0,03 МПа, которое свидетельствуют о засорении или повреждении фильтрующего элемента, должно проводиться переключение на резервный фильтр.

2.4 Обслуживание магистральных насосов

Среди большинства потребителей бытует мнение, что насосному оборудованию не требуется техническое обслуживание и ремонт. На самом деле это не так. Насосам, как и любым, другим технически сложным изделиям, необходимо проводить периодическое техническое обслуживание. Универсальных регламентов на обслуживание центробежных насосов нет, как и нет двух одинаковых гидравлических систем, где применяется насос. Периодичность, с которой нужно проводить техническое обслуживание, зависит от множества факторов. Среди них интенсивность использования, тип перекачиваемой жидкости и ее характеристики (вязкость, жесткость, температура, наличие абразивных частиц и т. д.),

характеристика питающего напряжения, условия монтажа, условия эксплуатации. Этот перечень можно дополнить условием и длительностью хранения и условием окружающей среды. Чем условия работы насоса тяжелее, тем меньше интервалы времени между проведением технического обслуживания. Своевременное техническое обслуживание, а в случае необходимости ремонт и замена деталей отработавших свой ресурс обеспечит длительный срок службы насосному оборудованию и позволит предотвратить преждевременный выход его из строя.

На что необходимо обращать внимание при проведении технического обслуживания и ремонта центробежных насосов. Очень часто поломки насосов происходят из-за неполадок или нарушений правил монтажа, электрического подключения и условий эксплуатации. Рассмотрим наиболее частые случаи этих нарушений.

Зауженное сечение всасывающего трубопровода. Для длительной и надежной эксплуатации насосного оборудования необходимо чтобы диаметр всасывающего трубопровода соответствовал диаметру всасывающего патрубка насоса. При глубине всасывания более 5 метров диаметр всасывающего трубопровода должен быть на один типоразмер больше чем диаметр всасывающего патрубка насоса. Также надо обращать внимание на количество поворотов и длину всасывающего трубопровода. Чем меньше поворотов и короче трубопровод, тем выше всасывающая способность центробежного насоса. При заужении или при засорении всасывающего трубопровода происходит снижение напора насоса.

Неполное заполнение насоса. Неполное заполнение насоса обычно проявляется при первом пуске или после демонтажа и повторного монтажа центробежного насоса. После включения, насос либо плохо подает, либо совсем не подает жидкость. Необходимо отключить насос и повторно заполнить насосную часть и всасывающий тракт перекачиваемой жидкостью, до полного удаления из системы воздуха.

Неплотности во всасывающем тракте. Неплотности во время работы центробежного насоса проявляются в виде большого количества воздуха в напорном трубопроводе (подсос воздуха). После остановки насоса часть жидкости из всасывающего тракта может вытечь. Если в системе установлена автоматическая насосная станция, то частые включения станции без наличия разбора воды свидетельствует о наличии неплотностей или утечек во всасывающем тракте. Если это насос без автоматики, то при следующем запуске он не сможет подавать жидкость. Неплотности необходимо найти и устранить.

Не исправен обратный клапан. В случае, когда под обратный клапан попадают посторонние предметы, мусор или грязь, то клапан полностью не закрывается. Из всасывающего тракта происходит утечка жидкости. Насос при включении в работу не будет подавать воду в систему. Необходимо промыть или почистить обратный клапан после демонтажа его из системы.

Засорение фильтра. На всасывающем трубопроводе, как правило, монтируется обратный клапан с сеточкой. Сеточка предназначена для защиты от попадания в насос различных мелких предметов, насекомых, листьев и т. д. Если сеточка засоряется, то уменьшается всасывающая способность насоса из-за увеличения сопротивления. Насос будет работать со сниженным напором. Необходимо демонтировать сетку промыть и почистить ее.

Превышение допустимой глубины всасывания. В случае превышения допустимой глубины всасывания происходит как максимум разрыв целостности потока или как минимум возникновение кавитации во всасывающем трубопроводе. Насос перестает подавать жидкость. Для проверки всасывающей способности насоса необходимо на всасывающий патрубок установить вакуумметр. По показаниям прибора, можно определить с какой максимальной глубины, данная модель насоса может подавать жидкость.

Как следствие всех этих нарушений, работа оборудования в режиме кавитации, в режиме «сухой ход» или с очень малым протоком жидкости. Такая эксплуатация

приводит к перегреву или разрушению внутренних деталей насоса. Последствия, выход из строя трубки Вентури, диффузора и рабочего колеса, в худшем случае плюс заклинивание двигателя и выгорание статора. Если насос самовсасывающий, то в первую очередь из строя выходит трубка Вентури, а затем диффузор и рабочее колесо. Если насос многоколесный, то деформируются или спаиваются диффузоры и рабочие колеса. Ремонт насоса при таких повреждениях будет не дешевым удовольствием, поэтому легче и дешевле предупредить поломку.

Для защиты асинхронных электрических двигателей от токовой перегрузки, необходимо при выполнении электрических подключений, монтировать автомат защиты электродвигателей, рассчитанный на номинальный ток двигателя.

Перегрузка двигателя насоса. Насосное оборудование должно эксплуатироваться в пределах своей рабочей характеристики. Если оборудование используется за пределами своей характеристики расход больше чем на рабочей характеристике, то происходит перегрузка двигателя. Перегрев двигателя в этом случае происходит из-за повышенного потребляемого тока. Для регулировки расхода на напорном патрубке насоса необходимо устанавливать запорную арматуру (кран, вентиль, задвижка). С помощью арматуры нужно добиться такого расхода, при котором рабочий ток будет не больше номинального, указанного на фирменной табличке двигателя.

Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при проведении диагностических контролей (оперативного, планового, внепланового) по параметрическим и виброакустическим критериям, а также по техническому состоянию отдельных узлов и деталей, оцениваемому при выводе насосов из эксплуатации. По результатам диагностических контролей принимается решение о выводе насосов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или их дальнейшей эксплуатации.

3 Расчетная часть

Исходные данные:

Протяжённостью L , 1300 км

Грузопоток G_2 , 29 млн. т нефти

Средневзвешенная температура перекачиваемой нефти $t_{п.н.}$, 7,0°C

Плотность $\rho_{ст}$, 860 кг/м³

Динамическая вязкость $\mu_{ст}$, 170 МПа · с

Количество эксплуатационных участков $n_э$, 2

Разность высотных отметок ΔZ , 1300 м

3.1 Расчет основного магистрального насоса

В соответствии с заданной пропускной способностью G_2 по таблице 3 выбираем ориентировочные параметры МНП :

- наружный диаметр D_n ;
- допустимое давление $P_{доп}$, определяемое из условий прочности труб и запорной арматуры МНП.

Таблица 3 – Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность G_2 , млн.т/год	Диаметр наружный D_n , мм	Допустимое давление $P_{доп}$, МПа
15,0 – 27,0	820	6,0
23,0 – 50,0	1020	5,9

Руководствуясь данными табл. 3 и выбранными значениями D_n и $P_{доп}$, определяем расчётную толщину стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону):

$$\delta = \frac{K_{нр} \cdot P_{доп} \cdot D_n}{2 \cdot ([\delta_p] + K_{нр} \cdot P_{доп})} ; \quad (1)$$

где

$K_{нр}$ – коэффициент надёжности по внутреннему рабочему (допустимому) давлению в трубопроводе ($K_{нр}=1,15$ при работе с подключенной ёмкостью, для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм);

$P_{доп}$ – допустимое давление в трубопроводе, МПа;

D_H – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma_p]$ – расчётное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа.

Произведем расчет допустимого сопротивления стали на разрыв:

$$[\sigma_p] = \frac{\sigma_p \cdot K_{ур}}{K_{нм1} \cdot K_H}; \quad (2)$$

где

$\sigma_p = \sigma_{вр}$ – нормативное (предельное) сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (временное сопротивление на разрыв), МПа (принимается по табл.4);

$K_{ур}$ – коэффициент условий работы трубопровода, зависящий согласно СНиП 2.05.06 – 85, т.к. категория трубопровода принимается по перекачиваемому продукту и наружному диаметру трубопровода, в нашем случае это нефть, 820 или 1020, а условия перекачки ничем не осложнены, обычная линейная часть, принимаем $K_{ур}= 0,9$ для III категории [1];

$K_{нм1}$ – коэффициент надёжности по материалу, учитывающий качество материала труб с учётом реальной технологии их изготовления, допусков на толщину стенки, степени контроля сварных соединений (принимается по таблице 2);

K_H – коэффициент надёжности, учитывающий внутреннее давление P , диаметр трубопровода и его назначение, т.к. я рассматриваю задачу по перекачке нефти, то по таблице 5 коэффициент надёжности равен единице.

Таблица 4 – Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Диаметр, мм		Номинальная толщина стенки σ , мм	Характеристика материала труб			$K_{нм1}$	Конструкция трубы
наруж D_H	услов. D_y		марка стали	$\sigma_{вр}$ МПа	σ_t МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8
820	800	8;9;10;11;12	13Г2 АФ	530	363	1,47	сварные
1020	1000	12,5;12,9;15,5;	13Г1 С-У	540	390	1,47	-

Подставляем все параметры в (2) : для трубы $D_H = 1020$ мм;

$$[\sigma_p] = \frac{540 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1} = 330,6 \text{ МПа.}$$

Таблица 5 – Коэффициент надёжности K_H по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода D_y , мм	Газопроводы			Нефтепродуктопроводы
	$P \leq 5,4$ МПа	$5,4 < P \leq 7,4$ МПа	$7,4 < P \leq 9,8$ МПа	
1000-1200	1	1	1,05	1

Определяем расчетную толщину стенки для трубы $D_y = 1020$ мм:

$$\sigma = \frac{1,15 \cdot 5,9 \cdot 1020}{2 \cdot (324,5 + 1,15 \cdot 5,9)} = 10,25 \text{ мм.}$$

Так как номинальная толщина стенки труб не соответствует заявленной производителем (табл. 4), то принимаем толщину стенки $\sigma = 12,5$ мм.

Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$D = D_H - 2\sigma; \quad (3)$$

где

D_H – наружный диаметр трубы;

σ – толщина стенки трубы.

$$D = 1020 - 2 \cdot 12,5 = 995 \text{ мм.}$$

На данном этапе расчета встает задача выбора диаметра нефтепровода. Для заданных параметров перекачки экономически более выгодно использование труб меньшего диаметра.

Определяем плотность перекачиваемой нефти ρ_t при заданной температуре $t = t_{п.н}$ в соответствии с РД 153 – 39 – 019 – 37 [2] по формуле (ГОСТ 3900, [3]) кг/м^3

$$\rho_t = \rho_{ст} - \gamma(t_{п.н} - t_{с.т}); \quad (4)$$

где γ – средняя температурная поправка к плотности (таблица 6)

Таблица 6 – Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м^3	Температурная поправка γ
850,0 – 860,0	0,699

$$\rho_t = 1020 - 0,699(7 - 20) = 1029,08 \text{ кг/м}^3$$

Часовой $Q_{ч}$ и секундный $Q_{с}$ расходы перекачиваемой нефти составят:

$$Q_{ч} = \frac{G_r \cdot 10^9 \cdot K_{п}}{N_r \cdot 24 \cdot P_t}; \quad (5)$$

где G_r – грузопоток, млн.т/год;

N_r – нормативная годовая продолжительность работы МНП (с учётом затрат времени на техническое обслуживание нефтепровода, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений, а также на опорожнение и заполнение резервуаров), сут. (принимается по таблице 7). Для нефтепродуктопроводов (D_n от 219 до 530 мм) расчётное число суток перекачки N_r принимается 350. Нормативную годовую продолжительность для обычной линейной части нефтепровода и диаметром $D_n = 1020$ мм, принимаем 349;

$K_{п-}$ коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации нефтепровода, принимаем $K_{п-} = 1,07$ (однониточный нефтепровод).

Таблица 7 – Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L , км	Диаметр нефтепровода D_n , мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
$L > 700$	352 (350)	349 (345)

$$Q_{ч} = \frac{29 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{349 \cdot 24 \cdot 1029,08} = 3599 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_c = \frac{Q_{ч}}{3600} ; \quad (6)$$

$$Q_c = \frac{3599}{3600} = 0,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

Скорость перекачки V :

$$V = \frac{Q_c}{S_{\text{прох}}} ; \quad (7)$$

где $S_{\text{прох}}$ и D – соответственно площадь проходного сечения (в м^2) и внутренний диаметр (в м) трубопровода; $\pi = 3,1416$.

$$V = \frac{4 \cdot 0,9}{3,14 \cdot 0,995^2} = 1,16 \text{ м/с}$$

В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью $Q_{\text{ч}}$ выбираем основные магистральные насосы (НМ) насосных станций так, чтобы значение $Q_{\text{ч}}$ попало в рабочую область $Q_{\text{Л}} \leq Q_{\text{ч}} \leq Q_{\text{П}}$ заводской напорной (или $Q - H$) характеристики насоса, снятой на воде (с $t_{\text{ст}} = 20^\circ\text{C}$) (поскольку в данном диапазоне заметного ухудшения К.П.Д. не наблюдается, рисунок 8).

Здесь $Q_{\text{Л}}$, $Q_{\text{П}}$ – левая и правая границы рабочей зоны насоса.

Выбираем два насоса НМ 3600-230 с ротором 1 $Q_{\text{О.Н}}$ (один основной и один резервный). Технические характеристики данного насоса приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колёс), P_k
	Подача	Напор	Частота вращения, n	Допуст. кавитац. запас	К.П.Д	Мощность привода	
	$Q_{O.H},$ $м^3/ч$	$H_{O.H,м}$	, $об/мин$	$\Delta h_{доп. H, м}$	η_{OH}	$N_{O.H}, кВт$	
Насосы спиральные одноступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу							
$n_{BC} = 2$							
НМ 3600-230 с ротором 1 $Q_{O.H}$	3600	230	3000	40	87	2500	1

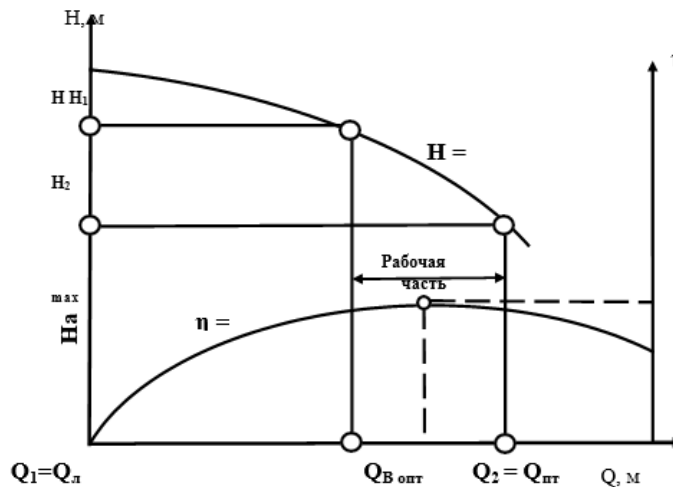


Рисунок 8 – (Q-H) характеристика центробежного насоса

Находим подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{в.опт.} = -\frac{c_{1в}}{2c_{2в}} ; \quad (8)$$

$$Q_{в.опт} = -\frac{5,30 \cdot 10^4}{2 \cdot (-8,64 \cdot 10^8)} = 3067 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ при которой максимальный К.П.Д. на воде}$$

$\eta_{M.Bmax}$ определяется:

$$\eta_{M.Bmax} = c_{0в} + c_{1в} \cdot Q_{в.опт} + c_{2в} \cdot Q_{в.опт}^2 ; \quad (9)$$

где $c_{0в}$, $c_{1в}$, $c_{2в}$ - коэффициенты, определяемые по таблице 9.

$$\eta_{M.Bmax} = 7,05 \cdot 10^2 + 5,30 \cdot 10^4 \cdot 3067 - 8,64 \cdot 10^{-8} \cdot 3067^2 = 0,81 \text{ Определяем границы рабочей области:}$$

$$Q_{л} = 0,8 \cdot Q_{в.опт} = 0,8 \cdot 3067 = 2453,6 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (10)$$

$$Q_{п} = 1,2 \cdot Q_{в.опт} = 1,2 \cdot 3067 = 3680,4 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (11)$$

$$Q_{л} < Q_{ч} < Q_{п}$$

$$2453,6 < 3067 < 3680,4$$

Часовой расход попадает в интервал рабочей зоны работы насоса НМ3600-230 с ротором 1Q_{О.Н}

Таблица 9 – Справочные данные по насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (9)			Параметры насоса, мм		
	$10^{-2} \cdot C_{0в}$	$10^{-4} \cdot \frac{ч}{м^2}$	$10^{-8} \cdot C_{2в}, \frac{ч^2}{м^6}$	Диаметр патрубка (условный проход)		Диаметр рабочего колеса, D_K
				входного Двх	выходного Двых	
1	2	3	4	5	6	7
Насосы спиральные одноступенчатые						
НМ 3600-230 с ротором 1 $Q_{O.H}$	15,1	4	-4,57	512	380	470

Определяем аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2): $H_{MB} = h_{MB} - b_{MB} \cdot Q^2$

$$Q^2 = 397,5 - 8 \cdot 10^{-6} \cdot 3600^2 = 293,8 \text{ м},$$

где $Q_1 = Q_L$ и $Q_2 = Q_{II}$;

h_{MB} и b_{MB} – коэффициенты, которые находим, решая систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$H_1 = h_{MB} - b_{MB} \cdot Q_1^2 \quad (12)$$

$$H_2 = h_{MB} - b_{MB} \cdot Q_2^2; \quad (13)$$

Откуда получаем:

$$h_{MB} = \frac{H_1 \cdot Q_2^2 - H_2 \cdot Q_1^2}{Q_2^2 - Q_1^2} \quad (14)$$

$$h_{MB} = \frac{32,53680,4^2 - 269 \cdot 2453,6^2}{3680,4^2 - 2453,6^2} = 397,5$$

$$b_{MB} = \frac{H_1 - H_2}{(Q_2^2 - Q_1^2)} \quad (15)$$

$$b_{MB} = \frac{325 - 269}{7 \cdot 10^6} = 8 \cdot 10^{-6}$$

где H_1 и H_2 – напоры, взятые с заводской напорной характеристики

$H=F(Q)$,приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры основного насоса

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего колеса D_K , мм	Напоры (в м), соотв. подачам Q_1 и Q_2	
		$H_1 = F(Q_1)$	$H_2=F(Q_2)$
1	2	3	4
Насосы спиральные			
НМ 3600-230* ротор 1 $Q_{O.H}$	450	325	269

Напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме:

$$H_{OH} = F(Q) = 397,5 - 8 \cdot 10^{-6} \cdot 3067^2 = 322,25 \text{ м.} \quad (16)$$

Правильность вычисления коэффициентов по формулам оцениваем с помощью погрешности:

$$\delta = \left| \frac{H_{OH} - F(Q)}{H_{OH}} \right| \quad (17)$$

$$\delta = \left| \frac{322,25 - 293,82}{322,25} \right| = 2,23 \% \delta < 5 \%, \text{ следовательно коэффициенты}$$

рассчитаны верно.

3.2 Расчет подпорного насоса

После выбора магистрального насоса типа НМ для насосов с номинальной подачей $Q_{O.H} = 3600 \text{ м}^3/\text{ч}$, (НПВ 3600-90) установленных на головной насосной перекачивающей станции (ГНПС или ГНС, в которой реализована постанционная схема перекачки нефти) или промежуточных насосных перекачивающих станциях (ПНПС или ПНС, работающих по схеме с подключенными резервуарами), имеющих в своем составе резервуарные парки, необходимо подобрать подпорный насос.

На перекачивающих станциях, имеющих резервуарный парк, подпорные насосы для основных насосов с подачами $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более подбираются таким образом, чтобы номинальная подача подпорного насоса,

подающего нефть из резервуара на вход основного насоса, была бы равна номинальной подаче основного насоса. Принимаем для НМ 3600-230 ротор 1 $Q_{O.H}$ насос НПВ 3600-90, с характеристиками, приведенными в таблице 10.

1. Определяем подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{B.OPT} = -\frac{C_{1B}}{2C_{2B}} \quad (18)$$

$$Q_{B.OPT} = \frac{-4,5 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-6,4 \cdot 10^{-8})} = 3750 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_L = 0,8 \cdot Q_{B.OPT} = 0,8 \cdot 3750 = 3000; \quad (19)$$

$$Q_P = 1,2 \cdot Q_{B.OPT} = 1,2 \cdot 3750 = 4500; \quad (20)$$

$$Q_L < Q_{B.OPT} < Q_P;$$

$$3000 < 3750 < 4500$$

Часовой расход попадает в интервал рабочей зоны работы насоса НПВ3600-90 с ротором 1 $Q_{O.H}$

Определяем максимальный К.П.Д. на воде $\eta_{M.B_{max}}$:

$$\eta_{M.B_{max}} = C_{0B} + C_{1B} \cdot Q_{B.OPT} + C_{2B} \cdot Q_{B.OPT}^2 \quad (21)$$

$$\eta_{M.B_{max}} = -3,64 \cdot 10^{-2} \cdot 4,5 \cdot 10^{-4} \cdot 3750 - 6,4 \cdot 10^{-8} \cdot 3750^2 = 0,87$$

Определяем аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи:

$$H_{ПВ.OPT} = h_{ПВ} + a_{ПВ} \cdot Q_{OPT} - b_{ПВ} \cdot Q_{OPT}^2 \quad (22)$$

$$H_{ПВ.OPT} = 127 + 0 \cdot 3750 - 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 3750^2 = 86,2 \text{ м.}$$

где $h_{ПВ}$, $a_{ПВ}$ и $b_{ПВ}$ — коэффициенты, приведенные в таблице 11.

Таблица 11– Техническая характеристика подпорных насосов

Типоразмер насоса	Подача $Q_{он}$, $м^3/ч$	Напор $H_{он,м}$	Частота вращения вала, об/мин	Доп. кавитационный запас, м	К.П.Д., %	Мощность привода $N, кВт$	Диаметр рабочего колеса, мм	$H_{он}$, м	$b_{пв} \cdot 10^{-2}$, $ч^2/м^5$	$c_{0в} \cdot 10^{-2}$	$c_{1в} \cdot 10^{-4}$, $ч^2/м^3$	$c_{2в} \cdot 10^{-8}$, $ч^2/м^6$
НПВ 3600-90	3600	90	1500	4,8	84	1250	640	136,3	3,7	1,02	4,79	-6,69

К каждому основному насосу (НМ 3600-230· ротор 1 $Q_{O,Н}$) будут подключены параллельно два подпорных насоса (НПВ 3600-90), основной и резервный.

3.3 Пересчёт характеристик основного насоса с воды на вязкую жидкость

Выбрав магистральный (НМ, см. таблицу 9) и подпорный (НМП, НДвН, НДсН или НПВ, см. табл. 11, в зависимости от величины номинальной подачи основного насоса) насосы, необходимо оценить целесообразность пересчёта паспортных характеристик основных и подпорных насосов (напора, подачи, допустимого кавитационного запаса, к.п.д., мощности), приведённых заводом-изготовителем для воды ($\rho_в = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\mu_в = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ и $\nu_в = 1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при $t_{cm} = 20^\circ\text{C}$), в случае отклонения свойств транспортируемой жидкости (ρ_t , μ_t и ν_t при $t = t_{п.н}$) от свойств воды.

Пересчет необходим, если кинематическая вязкость транспортируемой жидкости ν_t при заданной температуре перекачки $t = t_{п.н}$ попадает на интервал:

$$\nu_{п} < \nu_t \leq \nu_{доп},$$

где $\nu_{п}$ – критическое значение вязкости (в $\text{м}^2/\text{с}$) перекачиваемой жидкости, при превышении которой необходим пересчёт напора и подачи НМ;

$\nu_{доп.}$ – максимально-допустимая вязкость жидкости, при которой центробежный насос ещё способен вести перекачку без предварительной

подготовки жидкости (например, без предварительного её подогрева: для центробежных нефтяных насосов серии НМ $v_{\text{доп.}} = 3\text{Ст} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$).

Определяем кинематическую вязкость v_t :

$$v_t = \frac{M_t}{\rho_t} ; \quad (23)$$

$$v_t = \frac{0,2353}{1029,08} = 2,83 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 2,83 \text{ Ст},$$

где ρ_t – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$;

μ_t – динамическая вязкость, перекачиваемой жидкости при $t = t_{\text{п.н}}$, $\text{Па} \cdot \text{с}$, которая находится по формуле Рейнольдса-Филонова:

$$\mu_t = \mu_{\text{Ст}} \cdot e^{-\beta(t_{\text{п.н.}} - t_{\text{Ст}})} = 170 \cdot 2,72^{-0,025(5 - 20)} = 235,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

при $-5^\circ\text{C} \leq t_{\text{п.н.}} \leq 80^\circ\text{C}$,

где β – коэффициент крутизны вискозограммы ($\beta = 0,02 - 0,03$, где нижний предел соответствует высоким температурам, а верхний – низким, в наших расчётах принимаем $\beta = 0,025$).

Определяем критическое значение вязкости перекачиваемой среды: Чтобы вычислить значение $v_{\text{п}}$, определяющее необходимость пересчёта коэффициентов в напорной характеристике насоса, необходимо найти число $\text{Re}_\text{н}$, называемое числом Рейнольдса в насосе, и сравнить его с переходным числом Рейнольдса $\text{Re}_\text{п}$:

$$\text{Re}_\text{н} = \frac{V_{\text{схж}} \cdot D_k}{v_t} ; \quad (24)$$

$$\text{Re}_\text{н} = 37968,7$$

где $V_{\text{схж}}$ – скорость схода жидкости с лопаток рабочего колеса насоса, $\text{м}/\text{с}$;

v_t – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

D_K – диаметр рабочего колеса насоса, м (таблица 8);

n – число оборотов ротора рабочего колеса насоса c^{-1} (таблица 7).

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 93,9^{0,305} = 62845$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса на режиме максимального к.п.д., являющийся индивидуальной характеристикой насоса:

$$n_s = \frac{3,65n \left(\frac{Q_{B.опт}}{3600 \cdot n_{BC}} \right)^{0,5}}{\left(\frac{H_{B.опт}}{n_k} \right)^{0,75}} ; \quad (25)$$

$$n_s = 93,9$$

где n – число оборотов ротора рабочего колеса насоса, об/мин (таблица 7);

$Q_{B.опт}$ – подача насоса при работе на воде с максимальным к.п.д., $m^3/ч$;

$H_{B.опт}$ – напор насоса при работе на воде с максимальным к.п.д., м;

n_k – число последовательно установленных рабочих колёс (ступеней насоса);
($H_{B.опт} / n_k$ – напор создаваемый одной ступенью);

n_{BC} – число сторон всасывания рабочего колеса ($Q_{B.опт} / n_{BC}$ – расход, приходящийся на одну сторону рабочего колеса).

$Re_H < Re_{\Pi} (37968,7 < 62845)$, $v_t > v_{\Pi}$, следовательно характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде ($v_B = 1$ с Ст), отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости (т.е. коэффициенты в уравнении:

$$H_{MB} = F(Q) = h_{MB} \cdot B_{M.B} \cdot Q^2 \text{ пересчитываются.}$$

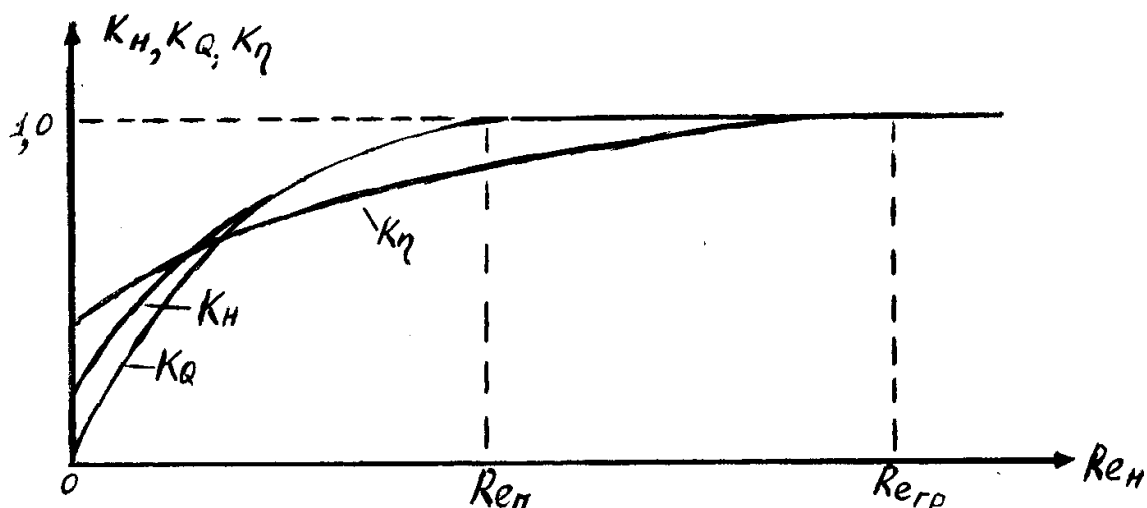


Рисунок 9 – Зависимости коэффициентов пересчёта K_H , K_Q и K_η от числа Рейнольдса в насосе Re_H

Критическое значение вязкости нефти ν_Π , выше которого необходим пересчёт напорной характеристики:

$$Re_H = nD_k^2/\nu_\Pi < Re_\Pi (n - \text{об/с}); \quad (26)$$

откуда следует, что для насоса данного типа :

$$\nu_\Pi > nD_k^2/\nu_\Pi < Re_\Pi; \quad (27)$$

$$\nu_\Pi > 3000 \cdot 0,450^2 / 60 \cdot 62845 = 1,61 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 1,61 \text{ Ст.}$$

Определяем коэффициенты пересчёта напора K_H , подачи, K_Q и К.П.Д., K_η насоса с воды на вязкую нефть:

$$K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg(Re_\Pi / Re_H); \quad (28)$$

$$K_H = 1 - 0,128 \lg(62845 / 37968,7) = 0,973$$

$$K_Q = K_H^{1,5}; \quad (29)$$

$$K_Q = 0,973^{1,5} = 0,959$$

$$K_\eta = 1 - a_\eta \cdot \lg(Re_{гp} / Re_H); \quad (30)$$

$$K_{\eta} = 1 - 0,302 \cdot \lg(128159,7/37968,7) = 0,841$$

где $Re_{гр}$ – граничное число Рейнольдса (см. рисунок 9):

$$Re_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} ; \quad (31)$$

$$Re_{гр} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 93,9^{0,384} = 128159,7$$

a_{η} - поправочный коэффициент:

$$a_{\eta} \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326} ; \quad (32)$$

$$a_{\eta} \approx 1,33 \cdot 93,9^{-0,326} = 0,302.$$

Определяем величины аппроксимационных коэффициентов h_{MV} , a_{MV} ,

b_{MV} , c_{0v} , c_{1v} , c_{2v} в формулах:

$$H_{MV} = h_{MV} + a_{MV} \cdot Q - b_{MV} \cdot Q^2 \quad (H_{MV} = h_{MV} - b_{MV} \cdot Q^2 ; \quad (33)$$

$$\eta_{MV} = c_{0v} + c_{1v} \cdot Q + c_{2v} \cdot Q^2 ; \quad (34)$$

$$h_{MV} = K_H \cdot h_{MB} ; \quad (35)$$

$$h_{MV} = 0,972 \cdot 283,41 = 275,47 ;$$

$$b_{MV} = \frac{b_{MB} \cdot K_H}{K_Q^2} ; \quad (36)$$

$$a_{MV} = 8 \cdot 10^{-6} / 0,973^2 = 8,46 \cdot 10^{-6}$$

$$c_{0v} = K_{\eta} \cdot c_{0B} ; \quad (37)$$

$$c_{0v} = 0,841 \cdot 7,05 \cdot 10^{-2} = 5,92 \cdot 10^{-2}$$

$$c_{1v} = \frac{C_{1B} \cdot K_{\eta}}{K_Q} ; \quad (38)$$

$$c_{1v} = 5,30 \cdot 10^{-4} \cdot (0,841/0,959) = 4,6 \cdot 10^{-4}$$

$$c_{2v} = \frac{C_{2B} \cdot K_{\eta}}{K^2_Q} ; \quad (39)$$

$$c_{2v} = -8,64 \cdot 10^{-8} \cdot (0,841/0,959^2) = -7,9 \cdot 10^{-8}$$

Определяем подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{\text{вопт}} = -\frac{C_{1B}}{2C_{2B}} ; \quad (40)$$

$$Q_{\text{вопт}} = -4,6 \cdot 10^{-4} / 2 \cdot (-7,9 \cdot 10^{-8}) = 3067,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По оптимальной подаче рассчитываем К.П.Д. и напор насоса :

$$\eta_{\text{М.Вmax}} = C_{0V} + C_{1V} \cdot Q_{\text{В.опт}} + C_{2V} \cdot Q_{\text{В.опт}}^2 ; \quad (41)$$

$$\eta_{\text{М.Вmax}} = 5,92 \cdot 10^{-2} + 4,6 \cdot 10^{-4} \cdot 3067,6 - 7,9 \cdot 10^{-8} \cdot 3067,6^2 = 0,81$$

$$H_{\text{Мвопт}} = h_{\text{МВ}} - b_{\text{МВ}} \cdot Q^2 = 275,47 - (8,46 \cdot 10^{-6} \cdot 3600^2) = 277,16 \text{ м}$$

Определив все коэффициенты построим сводную таблицу пересчёта основного насоса с воды на вязкую жидкость (таблица 12).

Таблица 12 – Сводная таблица пересчета основного насоса с воды на вязкую жидкость

Типоразмер насоса	Характеристики на воде					
	$Q_{\text{опт.}}$	$H_{\text{опт.}}$	КПД	$c_{0B} \cdot 10^{-2}$	$c_{1B} \cdot 10^{-4}$	$c_{2B} \cdot 10^{-}$
НМ 3600-230	3067	322,2	0,84	7,05	5,30	-8,64
Ротор	Характеристики на вязкой жидкости					
$1Q_{\text{О.Н.}}$	3067,6	277,16	0,81	5,92	4,6	-7,9

3.4 Пересчёт характеристик подпорного насоса с воды на вязкую жидкость

$$\nu_t = 2,83 \text{ Ст (из расчётов выше).}$$

$$\mu_t = 235,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Определяем критическое значение вязкости перекачиваемой среды:

чтобы вычислить значение ν/Π , определяющее необходимость пересчёта коэффициентов в напорной характеристике насоса, необходимо найти число Re_H , называемое числом Рейнольдса в насосе, и сравнить его с переходным числом Рейнольдса Re_{Π} :

$$Re_H = \frac{V_{схж} \cdot D_K}{\nu_t}; \quad (42)$$

$$Re_H = 38375$$

где $V_{схж}$ - скорость схода жидкости с лопаток рабочего колеса насоса, м/с
 $(V_{схж} = n \cdot D_K)$;

ν_t – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, м²/с;

D_K – диаметр рабочего колеса насоса, м (таблица 10);

n - число оборотов ротора рабочего колеса насоса с⁻¹ (таблица 10).

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10 \cdot 139,6^{-0,305} = 219620$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса на режиме максимального К.П.Д., являющийся индивидуальной характеристикой насоса:

$$n_s = \frac{3,65 n \left(\frac{Q_{в.опт}}{3600 \cdot n_{BC}} \right)^{0,5}}{\left(\frac{H_{в.опт}}{n_k} \right)^{0,75}}; \quad (43)$$

$$n_s = 139,6$$

где n – число оборотов ротора рабочего колеса насоса, об/мин (таблица 7);
 $Q_{в.опт}$ – подача насоса при работе на воде с максимальным к.п.д., м³/ч; $H_{в.опт}$ – напор насоса при работе на воде с максимальным К.П.Д., м;

n_k – число последовательно установленных рабочих колёс (ступеней насоса);
 $(H_{в.опт} / n_k)$ – напор создаваемый одной ступенью);

n_{BC} – число сторон всасывания рабочего колеса ($Q_{B.опт}/n_{BC}$ – расход, приходящийся на одну сторону рабочего колеса).

$Re_H < Re_{II}(38375 < 219620)$, $\nu_t > \nu_{II}$, следовательно характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде ($\nu_B = 1 \text{ сСт}$), отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости, т.е. коэффициенты в уравнении: $H_{II} = F(Q) = h_{II} - b_{II} \cdot Q^2$ пересчитываются

Критическое значение вязкости нефти ν_{II} , выше которого необходим пересчёт напорной характеристики:

$$Re_H = n D_k^2 / \nu_{II} < Re_{II}; \quad (44)$$

(n – об/с), откуда следует, что для насоса данного типа

$$\nu_{II} > n D_k^2 / Re_{II}; \quad (45)$$

$$\nu_{II} > 1500 \cdot 0,64^2 / 60 \cdot 219620 = 0,4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 0,4 \text{ сСт}.$$

Определяем коэффициенты пересчёта напора K_H , подачи, K_Q и К.П.Д., K_η насоса с воды на вязкую нефть:

$$K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg(Re_{II}/Re_H) = 1 - 0,128 \lg(219620/38375) = 0,91 \quad (46)$$

$$K_Q = K^{1,5}_H = 0,91^{1,5} = 0,86 \quad (47)$$

$$K_\eta = 1 - a_\eta \cdot \lg(Re_{гр}/Re_H) = 1 - 0,33 \cdot \lg(149239/38375) = 0,806 \quad (48)$$

где $Re_{гр}$ – граничное число Рейнольдса (см. рисунок 9):

$$Re_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 139,6^{0,384} = 149239 \quad (49)$$

a_η – поправочный коэффициент:

$$a_\eta \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 93,9^{-0,326} = 0,86 \quad (50)$$

Определяем величины аппроксимационных коэффициентов $h_{\Pi V}$, $a_{\Pi V}$, $b_{\Pi V}$, c_{0V} , c_{1V} , c_{2V} в формулах:

$$H_{\Pi V} = h_{\Pi V} + a_{\Pi V} \cdot Q - b_{\Pi V} \cdot Q^2 \Rightarrow H_{\Pi V} = h_{\Pi V} - b_{\Pi V} \cdot Q^2 \quad (51)$$

$$\eta_{\Pi V} = c_{0V} + c_{1V} \cdot Q + c_{2V} \cdot Q^2 \quad (52)$$

$$h_{\Pi V} = K_H \cdot h_{\Pi B} = 0,91 \cdot 86,22 = 78,46 \text{ м}; \quad (53)$$

$$b_{\Pi V} = b_{\Pi B} \cdot K_H / K_Q^2 = 2,9 \cdot 10^{-6} / 0,91^2 = 3,5 \cdot 10^{-6} \quad (54)$$

$$c_{0V} = K_\eta \cdot c_{0B} = 0,806 \cdot 1,02 \cdot 10^{-2} = 0,9 \cdot 10^{-2} \quad (55)$$

$$c_{1V} = c_{1B} \cdot K_\eta / K_Q = 4,79 \cdot 10^{-4} \cdot (0,806 / 0,86) = 4,48 \cdot 10^{-4} \quad (56)$$

$$c_{2V} = c_{2B} \cdot K_\eta / K_Q^2 = -6,69 \cdot 10^{-8} \cdot (0,806 / 0,86^2) = -7 \cdot 10^{-8} \quad (57)$$

$$H_{\Pi V} = h_{\Pi V} - b_{\Pi V} \cdot Q^2 = 78,46 - (3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3600^2) = 33,1 \text{ м} \quad (58)$$

Определяем подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{\text{вопт}} = -c_{1B} / 2c_{2B} = -4,48 \cdot 10^{-4} / 2 \cdot (-7 \cdot 10^{-8}) = 3200 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (59)$$

По оптимальной подаче рассчитываем К.П.Д. и напор насоса:

$$\eta_{M.V_{\max}} = C_{0V} + C_{1V} \cdot Q_{V, \text{опт}} + C_{2V} \cdot Q_{V, \text{опт}}^2 \quad (60)$$

$$\eta_{M.V_{\max}} = 0,9 \cdot 10^{-2} + 4,48 \cdot 10^{-4} \cdot 3200 - 7 \cdot 10^{-8} \cdot 3200^2 = 0,72$$

$$H_{\text{ПвОпт}} = h_{\text{Пв}} + a_{\text{Пв}} \cdot Q_{\text{опт}} - b_{\text{Пв}} \cdot Q_{\text{опт}}^2 \quad (61)$$

$$H_{\text{ПвОпт}} = 78,46 + 0 \cdot 3750 - 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3200^2 = 42,62 \text{ м.}$$

Составим сводную таблицу рассчитанных параметров магистрального и подпорного насосов (таблица 13).

Таблица 13 – Параметры магистрального и подпорного насосов

Режим	Подача, м³/ч	Напор, м	К.П.Д
Магистральный насос НМ 3600-230 с ротором 1 (один основной, один в резерве)			
Номинальный	3600	322,25	87
Оптимальный на воде	3067	293,82	83
Оптимальный на нефти	3067,6	307,16	84
Подпорный насос НПВ 3600-90 (один основной, один в резерве)			
Номинальный	3600	90	84
Оптимальный на воде	3750	86,2	83
Оптимальный на нефти	3200	42,62	68

Расчет безкавитационной работы основного насоса

Для нормальной (безкавитационной) работы основного насоса необходимо, чтобы минимальный подпор на входе в него $h_{\text{вх}}$ превышал бы напор h_s , соответствующий давлению насыщенных паров перекачиваемой жидкости P_s , на величину, равную разности допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{допв}}$ и скоростного напора на входе в насос $h_{\text{ск}}$,

$$h_{\text{вх}} > h_s + (\Delta h_{\text{допв}} - h_{\text{ск}}); \quad (62)$$

$$P_{\text{вх}}/\rho_t \cdot g > P_s/(\rho_t \cdot g) + (\Delta h_{\text{допв}} - V_{\text{вс.п.}}^2/2g); \quad (63)$$

где $P_{\text{вх}}$ – минимальное давление на входе в насос, Па;

$h_{\text{вх}} = P_{\text{вх}}/(\rho_t \cdot g)$ – соответствующий минимальному давлению напор (в метрах нефтяного столба);

P_s – давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости при температуре

$t = t_{\text{п.н}}$, Па;

$h_s = P_s/(\rho_t \cdot g)$ – соответствующий давлению насыщенных паров напор, м;

$\Delta h_{\text{допв}}$ – допустимый кавитационный запас, м;

$h_{\text{ск}} = V_{\text{вс.п.}}^2/(2 \cdot g)$ м - скоростной напор на входе в насос, м: (64)

$$h_{\text{ск}} = (1,32^2/2 \cdot 9,81) = 0,0888$$

$V_{\text{вс.п}}$ – скорость жидкости во всасывающем патрубке основного насоса, м/с.

$$V_{\text{вс.п}} = 1,32 \text{ м/с},$$

где $S_{\text{пр.вс}}$ – площадь проходного сечения, м²;

$D_{\text{вс.п}}$ – внутренний диаметр всасывающего (приёмного) патрубка насоса, м

1. Определяем давление насыщенных паров перекачиваемой нефти:

$$P_s = 101325 \cdot \exp[10,53(1 - T_{\text{к.н.}}/T_{\text{п.н.}})]; \quad (65)$$

$$P_s = 101325 \cdot \exp(10,53 \cdot 0,06) = 64017 \text{ Па}$$

где $T_{\text{п.к}}$ – температура соответственно перекачиваемой нефти

$$T_{\text{п.н}} = t_{\text{п.н}} + 273 = 7 + 273 = 280 \text{ К}; \quad (66)$$

$T_{\text{н.к}}$ – температура начала кипения нефти, К.

2. Определяем допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти и нефтепродуктов:

$$\Delta h_{допV} = \Delta h_{допB} - k_h(\Delta h_t - \Delta h_v); \quad (67)$$

$$\Delta h_{допV} = 40 - 1,1 \cdot (1,19 - 0,43) = 39,16 \text{ м}$$

$$\Delta h_t \geq \Delta h_v,$$

где: $\Delta h_{доп}$ - допустимый кавитационный запас основного насоса при работе на воде в номинальном режиме (см. табл. 7);

$$k_h - \text{коэффициент запаса, } k_h = 1,1 \dots 1,15;$$

$\Delta h_t, \Delta h_v$ - поправки соответственно на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости, м.

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot h_s^{0,45} = 0,471 \cdot 7,85^{0,45} = 1,19 \text{ м} \quad (68)$$

$$\text{где: } h_s = P_s / (\rho_t \cdot g); \quad (69)$$

напор, соответствующий давлению насыщенных паров перекачиваемой жидкости, м:

$$h_s = \frac{P_s}{(\rho_t g)} = 64017 / 1029,08 \cdot 9,81 \frac{64017}{(1029,08 \cdot 9,81)} = 7,85 \text{ м};$$

$\xi_{вх}$ - коэффициент местного сопротивления на входе в основной насос, вычисляемый по формуле:

$$16 - 13,1 \cdot (\lg Re_{вх} - 2,75)^{0,354} \text{ при } Re_{вх} \leq 20000;$$

$$\text{при } Re_{вх} > 20000.$$

$$\xi = 16 - 13,1 \cdot (\lg Re_{вх} - 2,75)^{0,354} = 16 - 13,1 \cdot (\lg 2388 - 2,75)^{0,354} = 4,89 \quad (70)$$

Для основного насоса число Рейнольдса на входе в насос $Re_{вх}$ рассчитываются по диаметру всасывающего патрубка насоса $D_{вс.п}$:

$$Re_{вх} = V_{вс.п} \cdot D_{вс.п} / V_t = 1,32 \cdot 0,512 / 2,83 \cdot 10^{-4} = 2388 \quad (71)$$

Определяем минимального подпора $h_{\text{вх}}$ на входе в первый по счёту основной магистральный насос НПС и соответствующее ему давления $P_{\text{в}}$:

$$h_{\text{вх}} = 7,85 + (19,16 - 0,0888) = 26,92 \text{ м};$$

$$P_{\text{вх}} = 26,92 \cdot 1029,08 \cdot 9,81 = 0,219 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Определяем рабочее давление на выходе из НПС $P_{\text{раб}}$ при последовательном включении в ней нескольких однотипных насосов серии НМ ($P_{\text{раб}}$ не должно превышать допустимого $P_{\text{дон.}}$, указанного в таблице 2). В противном случае следует пересчитать диаметры рабочих колёс, выбранных ранее основного и подпорного насосов.

$$P_{\text{раб}} = H_{\text{НС}} \cdot \rho_t \cdot g = (H_{\text{вх}} + m_M H_{Mv}) \cdot \rho_t g \leq P_{\text{дон}}; \quad (72)$$

$$(26,92 + 1 \cdot 277,16) \cdot 1029,08 \cdot 9,81 \leq 5,9 \cdot 10^6 \text{ Па}; \quad 2,25 \cdot 10^6 \leq 5,9 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

где $H_{\text{НС}} = H_{\text{вх}} + m_M H_{Mv}$ – суммарный напор, на выходе из насосной станции;

m_M – число последовательно включаемых на каждой НПС основных магистральных насосов (для насосов с подачей $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и выше последовательно включают не более трех насосных агрегатов при одном резервном), в нашем случае это один магистральный насос, значит $m_M = 1$;

$$H_{Mv} = h_M b_M \cdot Q^2 \quad (73)$$

напор, создаваемый одним магистральным насосом

при плановом режиме перекачки с расходом $Q = Q_{\text{ч}}$;

$Q_{\text{ч}}$ – часовой расход в трубопроводе, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$H_{\text{вх}}$ – подпор на входе в первый по счёту магистральный насос НПС при перекачке по схеме “из насоса в насос” ($H_{\text{вх}} = h_{\text{вх}} = 26,92 \text{ м}$);

Определение напора на выходе из подпорного насоса

Для насосов с подачами от 1250 м³/ч и более при параллельном включение нескольких подпорных насосов ($m_M=1$):

$$H_{nc} = (H_{ПВ} + m_M \cdot H_{МВ}) = (H_{ПВ} + m_M (h_{МВ} - b_{МВ} \cdot Q_{ч}^2)) \leq P_{доп} / \rho_t \cdot g \quad (74)$$

$$33,1 + 1 \cdot 277,16 \leq 328,4 \leq 5,9 \cdot 10^6 / (1029,08 \cdot 9,81)$$

$$310,26 \leq 724,3$$

При этом должно выполняться условие:

$$H_{ПВ} \geq h_{ВХ} \cdot K_{п.н.} \quad (75)$$

$$H_{ПВ} = 78,46 - 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{3200}{2}\right)^2 = 69,5$$

где $K_{п.н.}$ – коэффициент, учитывающий потери напора в системе подводящих трубопроводов на участке «подпорная насосная-основная насосная», т.е. в обвязке ГНС, которые составляют от 30% до 50% от величины $h_{ВХ}$, принимаем $K_{п.н.} = 1,4$).

$$69,5 \geq 26,92 \cdot 1,4$$

$$69,5 \geq 37,68$$

Для основного и подпорного насосов условие $P_{РАБ} = H_{НС} \cdot \rho_t \cdot g \leq P_{доп}$

выполняется, следовательно, выбранные нами насосы подходят.

3.5 Подбор электродвигателя для основного насоса

Электродвигатель выбирается по необходимой мощности:

$$N_{НЕОБХ} = K_N \cdot N_{ПОТР} = 1,1 \cdot 3459 = 3805,4 \text{ кВт} \quad (76)$$

где $N_{НЕОБХ}$ – необходимая мощность электродвигателя (привода) насоса, обеспечивающая плановый режим перекачки с расходом Q (м³/ч) с учётом коэффициента запаса мощности электродвигателя, кВт;

K_N – коэффициент запаса мощности электродвигателя, учитывающий возможные отклонения фактического режима работы насоса от расчётного, величина которого в зависимости от потребляемой электродвигателем мощности

$N_{ПОТР}$ принимает следующие значения:

- 1,25 при $N_{ПОТР} < 20$ кВт;
- 1,2 при $20 \leq N_{ПОТР} < 50$ кВт;
- 1,15 при $50 \leq N_{ПОТР} < 300$ кВт;
- 1,1 при $N_{ПОТР} \geq 300$ кВт;

$N_{ПОТР}$ – мощность, потребляемая электродвигателем с учётом его К.П.Д., кВт:

$$N_{ПОТРЭ.Н} = \frac{N_{В.Н}}{\eta_{эд}} = \frac{3355}{0,97} = 3459 \text{ кВт}, \quad (76)$$

где $\eta_{эд}$ – К.П.Д. электродвигателя при плановом режиме перекачки; $N_{В.Н}$ – мощность на валу электродвигателя (привода) насоса с учётом К.П.Д. механической передачи “вал электродвигателя – вал насоса”, кВт.

$$N_{В.Н} = \frac{N_{потр}}{\eta_{эд}} = 3599 \cdot 1029,08 \cdot 9,81 \cdot 277,16 \cdot 10^{-3} / (3600 \cdot 0,68 \cdot 0,99) = 3355 \text{ кВт где}$$

$\eta_{МЕХ}$ – К.П.Д. механической передачи “вал электродвигателя(привода) –

вал насоса (нагнетателя)”, для механической муфты можно принять $\eta_{МЕХ} = 0,99$; $N_{ПОТР}$ – мощность, потребляемая насосом (с учётом его К.П.Д. $\eta_{н.ж}$). в режиме перекачки с расходом Q (м³/ч), кВт;

Q – плановая производительность перекачки, м³/ч:

$$H_{Mv} = h_{Mv} \left(\frac{D_{M1}}{D_{M0}} \right)^2 - b_{Mv} \cdot Q^2 \quad (77)$$

$$H_{Mv} = 386,76 \cdot 1 - 8,46 \cdot 10^{-6} \cdot 3067 = 307,19 \text{ м}$$

$$\eta_{Mv} = C_{0Mv} \cdot 1 + C_{1Mv} \cdot 1 \cdot Q + C_{2Mv} \cdot Q^2 \quad (78)$$

$$\eta_{Mv} = 5,92 \cdot 10^{-2} + 4,6 \cdot 10^{-4} \cdot 3067 - 7,9 \cdot 10^{-8} \cdot 3067^2 = 0,81$$

где $\eta_{НОМ}$ — К.П.Д. электродвигателя при номинальной нагрузке,
 $\eta_{НОМ}=0,96$ (таблица13);

K_3 — коэффициент загрузки электродвигателя:

$$K_3 = \frac{N_{B.H}}{N_{НОМ}} \quad (79)$$

$$K_3 = \frac{3355}{2500} = 1,3$$

$N_{НОМ}$ — номинальная мощность электродвигателя, поставляемого вместе с насосом, кВт.

Для основного насоса принимаем двигатель марки СТДП-2500-2, с техническими характеристиками, приведенными в таблице 14.

3.6 Подбор электродвигателя для подпорного насоса

Электродвигатель выбирается по необходимой мощности:

$$N_{НЕОБХ} = K_N \cdot N_{ПОТР} \quad (80)$$

$$N_{НЕОБХ} = 1,1 \cdot 497 = 546 \text{ кВт},$$

где $N_{НЕОБХ}$ — необходимая мощность электродвигателя (привода)насоса,

обеспечивающая плановый режим перекачки с расходом $Q(\text{м}^3/\text{ч})$ с учётом коэффициента запаса мощности электродвигателя, кВт;

K_N — коэффициент запаса мощности электродвигателя, учитывающий возможные отклонения фактического режима работы насоса от расчётного, величина которого в зависимости от потребляемой электродвигателем мощности

$N_{ПОТР}$ принимает следующие значения:

- 1,25 при $N_{ПОТР} < 20$ кВт;
- 1,2 при $20 \leq N_{ПОТР} < 50$ кВт;
- 1,15 при $50 \leq N_{ПОТР} < 300$ кВт;
- 1,1 при $N_{ПОТР} \geq 300$ кВт;

$N_{ПОТР}$ – мощность, потребляемая электродвигателем с учётом его К.П.Д., кВт:

$$N_{ПОТРЭ.Н} = \frac{N_{В.Н}}{\eta_{эд}}; \quad (81)$$

$$N_{ПОТРЭ.Н} = \frac{478}{0,96} = 497 \text{ кВт},$$

где $\eta_{эд}$ - К.П.Д. электродвигателя при заданном (плановом) режиме перекачки.

$N_{В.Н}$ - мощность на валу электродвигателя (привода) насоса с учётом К.П.Д. механической передачи "вал электродвигателя – вал насоса", кВт.

$$N_{В.Н} = \frac{N_{потр}}{\eta_{эд}}; \quad (82)$$

$$N_{В.Н} = 3750 \cdot 1029,08 \cdot 9,81 \cdot 29,26 \cdot 10^{-3} / (3600 \cdot 0,65 \cdot 0,99) = 478 \text{ кВт}$$

где $\eta_{Мех}$ – К.П.Д. механической передачи "вал электродвигателя (привода) – вал насоса (нагнетателя)", для механической муфты можно принять $\eta_{Мех} = 0,99$;

$N_{ПОТР}$ – мощность, потребляемая насосом (с учётом его К.П.Д. $\eta_{Н.Ж}$).

в режиме перекачки с расходом Q ($м^3/ч$), кВт;

Q – плановая производительность перекачки, $м^3/ч$.

$$H_{ПВ} = h_{ПВ} \left(\frac{D_{П1}}{D_{П0}} \right)^2 - b_{ПВ} \cdot Q^2; \quad (83)$$

$$H_{\Pi V} = 78,46 \cdot 1 - 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3750 = 29,26 \text{ м}$$

$$\eta_{\Pi V} = C_{0\Pi V} \cdot 1 + C_{1\Pi V} \cdot 1 \cdot Q + C_{2\Pi V} \cdot Q^2 ; \quad (84)$$

$$\eta_{\Pi V} = 5,92 \cdot 10^{-2} + 4,6 \cdot 10^{-4} \cdot 3750 - 7,9 \cdot 10^{-8} \cdot 3750^2 = 0,65$$

где $\eta_{НОМ}$ – К.П.Д. электродвигателя при номинальной нагрузке,

$$\eta_{НОМ} = 0,96;$$

K_3 – коэффициент загрузки электродвигателя:

$$K_3 = \frac{N_{В.Н.}}{N_{НОМ}}; \quad (85)$$

$$K_3 = \frac{478}{1250} = 0,38,$$

где $N_{НОМ}$ – номинальная мощность электродвигателя, поставляемого вместе с насосом, кВт.

Для подпорного насоса принимаем двигатель марки ВАОВ-710L-4У1, с техническими характеристиками, приведенными в таблице 14.

Таблица 14 – Основные характеристики электродвигателей для магистральных и подпорных насосов

Марка электродвигателя	Номинальная мощность $N_{НОМ}$, кВт	Номинальное напряжение, кВ ⁻¹	К.П.Д. при номинальной нагрузке $\eta_{НОМ}$, %	Частота вращения вала, об/мин	Рекомендуемая марка насоса
Для основных насосов (синхронные электродвигатели)					
СТДП-2500-2	2500	10/6	96	3000	НМ 3600-230 на подачу $1Q_{он}$
Для подпорных насосов					
ВАОВ-710L-4У1	800	-	96	-	НПВ 2500-80

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Кузнецов Сергей Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Оклад руководителя проекта – 24264 руб. в месяц; - Оклад студента - 1850 руб. в месяц; - Стоимость электроэнергии – 5.8 руб. кВт·ч - для юр. лиц; - Стоимость интернета - 360 руб. в месяц. - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник). Материально-технические ресурсы 682000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно нормативным документам. 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 344-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится сниженная ставка - 27,1% . Страховые взносы и выплаты, проводимые в пользу физических лиц за счет средств гранта (пункт 1 статьи 420 Налогового кодекса Российской Федерации). Ставка НДС 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования; оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих требованиям в области
--	--

	соэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнительной 6. Дополнительная заработная плата нительной темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-довательского проекта.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений; 2. Матрица SWOT; 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований; 4. Альтернативы проведения НИ; 5. График проведения и бюджет НИ.	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Кузнецов Сергей Николаевич		

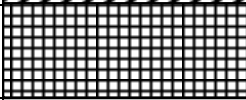
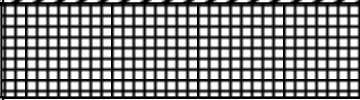
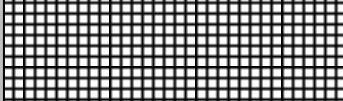
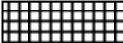
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: магистральный насос

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности

Таблица № 15 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: установки электроцентробежных насосов		
		Расчет и подбор магистрального насоса	Модель и анализ работы магистрального насоса	Проектирование и конструирование магистрального насоса
Размер	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 научное 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 (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица № 16 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Помехоустойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.28	3.8	3.64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$П_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot \Phi_i, \quad (86)$$

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.

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

4.3 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).

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта.

Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта.

Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке.

Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа (таблица 17) позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица № 17 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;
--	--	--

	примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность	Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;
Возможности: 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.		
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице № 18, таблице № 19, таблице № 20, таблице № 21.

Таблица № 18 - 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 № 19 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1C1C2C3, B4C1C3.

Таблица № 20 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные сторона 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: У1C5, У2C1.

Таблица № 21 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Угрозы		C1	C2	C3
--------	--	----	----	----

проекта	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

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

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 22)

Таблица № 22 - SWOT- анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 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	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;
Возможности: 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.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: 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;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: 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.
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С5 –	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл2 –

исследование модернизаций;	возможно развитие конкурентных разработок с более надежными рабочими органами; У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти;	возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления регулируемости рабочего объема; У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;
----------------------------	---	--

4.4 Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица № 23 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенные значения (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценка качества разработки					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономичность	0.1	70	100	0.7	0.07
5. Надежность	0.2	100	100	1	0.2

6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
Итого :	1	695	100	6.95	0.624

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (87)$$

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.

$$P_{cp} = 75,9$$

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

4.5 Планирование управления научно-исследовательских проектом

Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице № 24.

Таблица № 24 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности системы ППД	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

Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K \quad (88)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (89)$$

где $T_{РД}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (90)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);

$T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 104$);

$T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 14$).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118} = 1.478,$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется

две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (91)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{Ч_i}, \quad (92)$$

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.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (93)$$

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

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

T_k – коэффициент календарности.

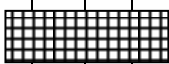
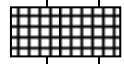
Таблица 25 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T _{pi}	T _{ki}
	t _{mini}		t _{maxi}		t _{oji}				
	C	P	C	P	C	P		C+P	C+P
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77

5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы № 25 построим диаграмму Ганта (таблица №26), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица № 26 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к ка	Продолжительность выполнения работ														
			Янв			Февр.			Март			Апрел			Май		
			2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Изучение литературы, составление литературного обзора	Бакалавр, руководитель	34															
Расчет и подбор насосов	Бакалавр	17															
Обсуждение полученных результатов	Бакалавр, руководитель	12															
																	
Оформление выводов	Бакалавр, руководитель	10															
																	
Оформление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель	21															
																	



-научный руководитель



-бакалавр

4.6 Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i + N_{\text{рас} xi}, \quad (95)$$

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

$N_{\text{рас} xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности (таблица 27).

Таблица № 27 - Материальные затраты

Наименование	измер.	Количество			Цена за ед., руб.			затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Ис 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
НМ 3600-230	шт	1	1	1	650000	730000	850000	650000	730000	850000
Компьютер	шт	1	0	0	2000	0	0	32000	0	0
Итого:								2000	730000	850000

Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{\text{осн зп}} = \sum t_i \cdot C_{\text{зп}_i}, \quad (96)$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{\text{зп}_i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{\text{зп}_i} = \frac{D + D \cdot K}{F}, \quad (97)$$

где D – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

K - районный коэффициент (для Томска – 30%);

F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица № 28 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4

	проектирование модернизации								
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (98)$$

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

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

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

$$З_{осн} = T_p \times З_{дн} \quad (99)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M}{F_{д}} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб.}$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Таблица № 29 - Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 24264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 47314 \text{ руб,}$$

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от $З_{тс}$);

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

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

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент $k_{ти}$ учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 24264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица № 30 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица № 31 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	22744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица № 32 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (100)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица № 33 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент полнительной аботной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполн тель 1	Исполнит ель 2	Исполн тель 3		Исполн тель 1	Испол итель 2	Испол итель 3
Руководитель	20620,3 6	24744,44	20620,3 6	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,7 8	51706,91	54292,2 5		7238,97	7756,04	8143,84
Итого:					10332,0 2	11467,7 0	11236,8 9

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды (таблица 34) определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (101)$$

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

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

Пенсионные – 0.22 (22%), ФСС

На социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и материнства – 0.029 (2,9%),

Медицинские – 0,051 (5,1%),

следовательно, $k_{внеб} = 0,3$.

Таблица № 34 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления во внебюджетные фонды
-------------	------------------------------------	--	-------------------------------------

	И сп. 1	И сп. 2	И сп. 3	И сп. 1	И сп. 2	И сп. 3	И сп. 1	И сп. 2	И сп. 3
Руководитель	20620,3 6	24744,4 4	20620,3 6	3093,0 5	3711,6 7	3093,0 5	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,7 8	51706,9 1	54292,2 5	7238,9 7	7756,0 4	8143,8 4	16649,6 3	17838,8 9	18730,8 3
Коэффициент гчислений во ебюджетные фонды	0,3								
Итого							23763,6 5	26375,7 2	25844,8 5

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (102)$$

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

$З_{\text{накл}} (1) = (650000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 16 = 120476$
руб.

$З_{\text{накл}} (2) = (730000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 16 = 135087$
руб.

$З_{\text{накл}} (3) = (850000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 16 = 153919$
руб.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице № 35.

Таблица № 35 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	650000	730000	850000

Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	120476	135087	153919
Итого:	873452	979382	1115913

Бюджет затрат НТИ по первому варианту составил 873452 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (103)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{873452}{1115913} = 0.782,$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{979382}{1115913} = 0.877,$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1115913}{1115913} = 1.$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (104)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица № 36 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	4	3	2
3. Помехоустойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4

6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
ИТОГО:	1	26	21	19

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3.$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

$$I_p - \text{исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,1.$$

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}} = \frac{I_{\text{тек.проект}}}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,3}{0,782} = 5.49, \quad (105)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{ф}}^{a1}} = \frac{3,5}{0.877} = 3.99, \quad (106)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{ф}}^{a2}} = \frac{3.1}{1} = 3.1. \quad (107)$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{5.49}{3.1} = 1.770, \quad (108)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}} = \frac{3.99}{3.1} = 1.287, \quad (109)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3.1}{3.1} = 1. \quad (110)$$

Таблица № 37 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.782	0.877	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.3	3.5	3.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.49	3.99	3.1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.770	1.287	1

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ.

Данный раздел выполнялся на основе рекомендаций [9].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Кузнецов Сергей Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	1. Описание рабочего места, технологического процесса и механического оборудования: Работы проводятся на участках магистрального газопровода и магистрального нефтепровода, которые относятся к территориям Западно-Сибирской равнины (Кемеровская и Томская области). Процесс работы заключается в капитальном ремонте магистральных трубопроводов с заменой изоляции. Основным механическим оборудованием, используемым при производстве работ, является спецтехника (Трубоукладчик, бульдозер, экскаватор, подкапывающая машина, грунтовочная машина, машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод, изоляционная машина, очистная машина). В разделе рассмотрены: – основные вредные и опасные факторы, возникающие в процессе производства работ; – негативные воздействия на окружающую среду; – чрезвычайные ситуации (техногенного и экологического характера)
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с. ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы

	на высоте. Правила безопасности ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ ГОСТ 12.3.009-76 СТБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1) РД 153-39.4-114-01. «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах» Утв. ПАО «Транснефть» 28.11.2001 СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации». ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений. ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов». Утв. ПАО «Транснефть» 23 октября 2001.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).	1. Проанализировать вредные факторы: – физико-химическая природа вредности факторов (чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; недостаточная освещенность рабочей зоны; ультрафиолетовое излучение; пресмыкающимися.); – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты);	2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – падение с высоты; – воспламенение газовойоздушной среды, взрыв,

– термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	пожар; – действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал; – применение открытого огня; – высокое напряжение, электротравма, смерть; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Охрана окружающей среды: – проанализировать воздействие объекта на атмосферу; – проанализировать воздействие объекта на гидросферу; – проанализировать воздействие объекта на литосферу; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбрать наиболее типичные ЧС; – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения асности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5. Правовые и организационные вопросы обеспечения асности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Кузнецов Сергей Николаевич		

На длительность эксплуатации магистральных трубопроводов влияет оснащённость трубопровода средствами электрохимической защиты: при качественной изоляции, укладке и засыпке трубопроводов, и дальнейшей непрерывной защите от коррозии трубопровод может эксплуатироваться на максимально допустимых режимах в течение десятков лет. В настоящее время в РФ средний возраст газопроводов составляет 25 лет, а нефтепроводов – 30. Нарушение целостности магистралей вследствие нарушения требований технологии и ГОСТа в процессе производства, монтажа и обслуживания труб, воздействия природных явлений может привести к авариям. В данном разделе будут рассмотрены основные вредные и опасные производственные факторы, а также меры по снижению их воздействия.

Аварии на магистральных трубопроводах являются опасными происшествиями, которые связываются с выбросами и (или) разливами под давлением опасных химических пожаровзрывоопасных или нейтральных веществ (жидких, газообразных или многофазных), приводящие к возникновению техногенных чрезвычайных ситуаций и наносят ущерб человеку, объектам техносферы и окружающей среде. Аварийное предельное состояние магистральных трубопроводов соответствует полному отказу трубопровода из-за чрезмерных нагрузок и (или) локального повреждения с обязательной потерей целостности трубопровода (течь, разрыв). Эти последствия приводят к загрязнению окружающей среды и возникновению ЧС. В данном разделе будут рассмотрены основные источники загрязнения и возникновения ЧС, а также методы по устранению их последствий.

5. Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при капитальном ремонте магистрального газопровода и магистрального нефтепровода с заменой изоляции (Таблица 38).

Таблица 38 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ									нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники (до места работы и обратно)	Земляные работы	Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции	Сушка трубопровода	Изоляционные работы	Укладочные работы	Балластировка газо	Контроль качества ремонтных работ и материалов	Установка ЭХЗ	
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	+	-	+					-		ГОСТ 12.1.005-88 [2]; ИОТВ 40-17 версия 3.00 [1] ГОСТ 12.1.007-76 [3]
Падение с высоты	-	+	+	-	-	+	+	-		ГОСТ Р 12.3.050-2017 [9]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	+	+	+	+	+	+	+	ГОСТ Р 55709-2013 [6]
Действие силы сти в тех случаях, когда может вызвать падение рых, сыпучих, жидких веществ на работающего	-	+	+	+	+	+	+	+	-	ГОСТ 12.3.009-76 [10]
Высокое напряжение. Электротравма, смерть.	-	-	-	-	-	-	-	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [4] Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. [15]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ									нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники (до места работы и обратно)	Земляные работы	Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции	Сушка трубопровода	Изоляционные работы	Укладочные работы	– газо	Контроль качества ремонтных работ и материалов	Установка ЭХЗ	
Движущиеся шины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. оподъемные)	+	+	+	-	+	+	+	-	-	ГОСТ 12.3.009-76 [10]
Воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар	-	+	+	-	+	+	-	-	-	ГОСТ 12.1.004-91 [11]

Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производённой среды

Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Источник возникновения: Работы по опорожнению рабочей полости магистральных газо – нефтепроводов, а также работа дизельных двигателей рабочей техники, опасны высокой концентрацией в воздухе рабочей зоны опасных и токсичных веществ.

Воздействие фактора на организм человека:

Объект отнесен к категории ОПО по признаку обращения следующих ОВ: нефть, пары нефти, природный газ. Сведения об ОВ представлены в Таблице 39.

Таблица 39 – Сведения об обращающихся опасных веществах

№ п/п	Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека
1	2	3
1	Нефть	По токсическим свойствам нефть относится к веществам III класса опасности [2]. На человека нефть оказывает наркотическое действие с изменением состава крови и нарушением функционирования кроветворных органов. При постоянном воздействии углеводородов

№ п/п	Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека
1	2	3
		наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения в центральной нервной системе, низкое кровяное давление, признаки поражения почек и др.
2	Природный газ	По степени воздействия на организм человека относится к IV классу опасности [2]. Продукты сгорания газа представляют собой потенциальную розу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне
3	Пары нефти	По степени воздействия на организм человека относится к IV классу опасности [2]. Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти является головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Допустимые нормы: предельно допустимые концентрации различных вредных веществ, представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ²	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Оксид углерода CO	20	IV

Предлагаемые средства защиты: К средствам коллективной защиты использовать специально отведенные помещения и системы вентиляции. Основным средством индивидуальной защиты является ПДУ-3 (портативное дыхательное устройство) и шланговый противогаз [13].

Мероприятия по снижению воздействия чрезмерного загрязнения воздушной среды на работников: Заблаговременное опорожнение и отключение всех возможных источников выброса вредных веществ в зону проведения работ (сбор и транспортировка загрязнённых нефтью участков на территории проведения работ; установка заглушек и перемычек на ремонтируемый участок; постоянный контроль газовой среды).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Источник возникновения: Работы в позднее время суток или в пасмурную погоду, сопровождаются недостаточной освещённостью рабочей зоны.

Воздействие фактора на организм человека: При недостаточном освещении затрудняется производственный процесс, работники теряют достаточную видимость проводимых работ, что может привести к аварии и получению травм. Увеличивается утомляемость и нагрузка на зрение у работников.

Допустимые нормы: Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк. [12]. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Падение с высоты

Источник возникновения фактора опасности и его воздействие на организм: при выполнении земляных работ и работ со спецтехникой, есть риск падения с большой высоты (Таблица 41).

Таблица 41 – Основные опасные производственные факторы при работе на высоте

№	Источник опасности	Возможное происшествие	Потенциальные последствия для жизни и здоровья работника
1	Работа на высоте относительно нижней отметки поверхности	Падение работника. Наличие выступающих предметов, об которые, тело пострадавшего могло удариться при падении.	Характер и тяжесть телесных повреждений. Инвалидность работника. Смертельный исход.
2	Работа на высоте с использованием инструментов, приспособлений	Падение предметов на работника	Характер и тяжесть телесных повреждений Инвалидность работника. Смертельный исход.

Допустимые нормы: К работам на высоте относятся работы свыше 1,8 м и работы менее 1,8 м, если существует риск падения на оборудование и механизмы. Запрещается проводить любые работы на высоте, если сила ветра достигает 15 м/с, при грозе и тумане, а также при гололёде [10].

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каска, перчатки очки, страховочные системы, сигнальные жилеты) [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Лицо ответственное за безопасное проведение работ обязано обеспечить использование работниками инвентарных лесов, подмостей, устройств и средств подмащивания.

Воспламенение газовой среды, взрыв, пожар

Источник возникновения: 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. Пожар возникает при появлении источника зажигания.

Воздействие фактора на организм человека: Ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Допустимые нормы: В (приложении А) приведены показатели взрывопожароопасности веществ, обрабатываемых на площадке разведочных скважин, транспортируемых в промышленном трубопроводе [11].

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каска, перчатки очки, газоанализаторы СГГ) [10].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Во время проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ по трассе магистрального трубопровода должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения территории горючесмазочными продуктами, очистке от горючих материалов в радиусе 5 м от мест установки баллонов с газами и горючей жидкостью; наличие средств пожаротушения (цистерна с раствором пенообразователя, мотопомпа, асбестовое полотно и др.); применению при сварке металлических поддонов.

Высокое напряжение. Электротравма

Источник возникновения: Установка электрохимической защиты подразумевает работу с источником постоянного тока, что несет в себе опасность поражения рабочего персонала электрическим током.

Воздействие фактора на организм человека: 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.

Допустимые нормы: Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 42 [4].

Таблица 42 – 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

Предлагаемые средства защиты: (диэлектрические перчатки); специальная диэлектрическая обувь (диэлектрические болты, галоши); изолирующие покрытия и устройства (диэлектрические коврики, диэлектрические подставки) [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: 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 [21].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источник возникновения: при проведении работ, по замене изоляционного покрытия на магистральных газо – нефтепроводах, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: Средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии

ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ [17].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Источник возникновения: Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв).

Воздействие фактора на организм человека: Травмы высокой степени, вызванные ударной волной и осколками разрушенного трубопровода.

Предлагаемые средства защиты: спецодежда, спецобувь, перчатки, очки, каска [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Эксплуатацию и испытание магистральных трубопроводов нужно проводить согласно технологическим регламентам, эксплуатируемых организаций.

Трубопроводы должны быть обслужены и подвержены ежегодному контрольному осмотру, ревизии и экспертизе промышленной безопасности [17].

5.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала капитального ремонта с заменой изоляции и потенциально достижимого при окончании капитального ремонта с заменой изоляции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Воздействие на почвенно-растительный слой в период производства работ происходит в результате:

- передвижения строительной техники;

- расчистки участков от древесно-кустарниковой и лесной растительности;

- земляных работ при разработке траншей и амбаров;

- устройства временных отвалов грунта, временных переездов и пр;

- загрязнения территории отходами производства.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектом предусмотрены следующие мероприятия;

- рекультивация нарушенных земель;

- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;

- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;

- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;

- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;

- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой.

Экологическая устойчивость геологической среды в период реконструкции будет обеспечена следующими факторами:

- направление движения поверхностного стока будет восстановлено после завершения работ;

- баланс земляных масс при земляных и планировочных работах будет составлен с учетом их минимального перемещения.

Загрязнение атмосферного воздуха в период реконструкции нефтепровода происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным.

Стационарными источниками неорганизованных выбросов в воздушный бассейн являются:

- работающие строительные машины и механизмы;
- изоляционно-окрасочные работы;
- пескоструйные и углошлифовальные работы;
- заправка строительной техники;
- дизельная электростанция.

Нестационарным источником неорганизованных выбросов в атмосферу является автотранспорт при перевозке рабочих и различных грузов.

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на этапе проведения работ заключается в следующем:

- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- использование оборудования, выбросы которого не превышают нормативно-допустимых;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

При проведении капитального ремонта по замене изоляции негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих видов работ:

- передвижение строительной техники в зоне производства работ;
- земляные работы;
- образование строительных и бытовых отходов.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период проведения реконструкции магистрального нефтепровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- при необходимости проведения работ в период интенсивного таяния снега и половодья свести к минимуму все земляные работы;
- размещение всех временных сооружений (склады, амбары для гидроиспытаний, стоянки, вагончики и др.), обслуживание техники предусматривается строго за пределами водоохраной зоны водных объектов;
- соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;
- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированный полигон;
- заправка машин и механизмов на специально оборудованной площадке с твердым покрытием за пределами ВЗ и ПЗП;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

В период капитального ремонта МГ и МН к строительно-монтажным работам, которые оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, допускается персонал, прошедший инструктаж по охране окружающей среды [16].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По сфере возникновения ЧС подразделяются на:

- техногенные;
- природные;
- экологические (загрязнения окружающей среды).

Наиболее характерными ЧС являются экологическое загрязнение окружающей среды и техногенное возгорание. В таблице 43 указаны виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады.

Таблица 43 – Виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружающей среды	Действия персонала
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Розлив нефти, пары нефти, загазованность	Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газоэлектросварщика.
		Проводит сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ
		Ликвидирует очаг возгорания

Во исполнение требований Федерального закона от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2003г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» и постановления Правительства Российской Федерации от 10.11.1996г. №1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» созданы финансовые резервы, резервы материальных ресурсов для экстренного привлечения необходимых средств на ликвидацию чрезвычайных ситуаций на объектах общества [18,19].

Безопасная эксплуатация магистральных газо – нефтепроводов обеспечивается при соблюдении следующих условий:

- тщательный контроль над состоянием уплотнений фланцевых соединений;
- периодический контроль загазованности территории проведения работ переносными газоанализаторами типа СГГ;
- строгое соблюдение технологического регламента по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования;
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии [20].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность предприятий ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» 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.

Система охраны труда является неотъемлемой частью нефтяной отрасли и ключевой в отношениях между работодателем и работником. В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» создана служба охраны труда.

Ответственность за несоблюдение требований охраны труда работниками, в пределах своих должностных обязанностей, несут все руководители участков и подразделений, начиная с мастера участка и заканчивая руководителем предприятия.

В целях обеспечения эффективной работы системы охраны труда на предприятиях законодательными актами устанавливаются:

- права и обязанности сторон в области охраны труда, на основании трудового договора;
- порядок подготовки и проверки знаний работников по охране труда;
- порядок расследования и учет несчастных случаев на производстве;
- порядок допуска и отстранения работника от работы;
- гарантия реализации права работников на охрану труда.

Работники, заключившие трудовой договор с предприятием, командированные на предприятие или прибывшие на учебу в первую очередь проходят вводный инструктаж, который проводится специалистом (инженером) по ОТ и ПБ или лицом, на которого приказом возложены такие обязанности.

Первичный инструктаж (инструктаж на рабочем месте) проводится непосредственным руководителем работ. Такие инструктажи проводятся перед началом работ непосредственно на рабочих местах:

- со всеми работниками, которые вновь приняты на предприятие;
- с работниками, переведенными из другого подразделения;
- с работниками, приступающими к новому виду работы;
- командированными на предприятие и временными работниками;
- со строителями, временно работающими на территории предприятия;
- с лицами (студенты, учащиеся), которые проходят производственное обучение или практические занятия на производстве (по отдельному графику).

В программу первичного инструктажа должны быть включены вопросы, содержащиеся в инструкции по ТБ и ОТ для данной специальности (должности, рабочего места), а также в иных нормативных актах по ОТ.

Повторный (периодический) инструктаж по ОТ, включающий освещение технологических особенностей работ, связанных с повышенной опасностью, проводятся с соответствующей категорией работников ежеквартально, с остальными – раз в полгода. Данный инструктаж может проводиться индивидуально или коллективно (в группе) с работниками одной специальности.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится прямым руководителем и предусматривается непосредственно на рабочих местах в случаях:

- введения новой или переработанной нормативной документации;
- замены оборудования или изменения технологического процесса;
- нарушения работником правил ОТ;

- требования должностных лиц органа госрегулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней – для иных видов работ.

Внеплановые инструктажи проводятся по аналогии с периодическими инструктажами. Но особое внимание необходимо уделить причине их проведения. Внеплановые инструктажи отнюдь не отменяют проведение периодических (повторных) инструктажей.

Целевые инструктажи проводятся в случаях:

- производства работ по наряду или специальному распоряжению;
- выполнения разовых работ, которые не связаны с должностными обязанностями;
- участия в ликвидации аварийных ситуаций или последствий стихийных бедствий;
- привлечения работников к проведению различных внеплановых мероприятий, экскурсий.

Проведение такого инструктажа возлагается на лицо, которое определено приказом по предприятию ответственным за выполнение данной работы или проведение мероприятия.

Проведение вводного инструктажа должно быть зафиксировано в журнале вводных инструктажей под роспись работника. Проведение первичного, периодического и внепланового инструктажей – в соответствующих журналах инструктажей на рабочем месте также под роспись работников. Целевых – в нарядах-допусках на работу и иных документах по решению руководства предприятия.

Заключение (выводы)

При производстве работ по капитальному ремонту магистральных газо – нефтепроводов с заменой изоляции, рабочий персонал сталкивается с большим количеством опасных и вредных факторов. Для всех факторов в данном разделе сформулированы меры по снижению их воздействия.

В практической значимости, проведение капитального ремонта с заменой изоляции на магистральных газо – нефтепроводах повышает уровень надежности опасного производственного объекта и обеспечивает их безаварийную работу. Это исключает возникновение аварий, порывов трубопровода и обеспечивает экологическую безопасность для данного производственного объекта.

Также исключается возникновение ЧС экологического и техногенного характера. Для каждого вида ЧС определены действия персонала и меры, обеспечивающие безаварийную работу трубопровода.

Для сотрудников, производящих производства работ предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы. Также для работников предусмотрено страхование от причинения вреда, в результате аварии на территории объекта, оборудована зона отдыха и питания. Эксплуатирующая организация обеспечивает транспортировку персонала на опасный производственный объект.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведён анализ литературных источников и патентный поиск по заданной теме. Была рассмотрена конструкция магистрального насоса, подпорного магистрального насоса, их характеристики. Так же в работе было уделено внимание вспомогательным системам и вопросу обслуживания насосных агрегатов. В расчетной части был произведен расчет и подбор магистрального и подпорного насоса, к ним были выбраны электродвигатели для оптимального режима работы. Был осуществлен пересчет характеристик магистрального и подпорного насоса на вязкую жидкость.

В части «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проводился анализ рынка конкурентов, SWOT-анализ и расчет затрат на исследование.

В части «Социальная ответственность» представлены вредные и опасные факторы на магистральном нефтепроводе, рассмотрены меры и средства защиты от них.

Список литературы

1. СНиП 2.05.06-85· Магистральные трубопроводы /Госстрой СССР.- М.:ЦИНП Госстроя СССР, 1985.-52с.
2. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации: РД 153-39- 019-37.-СПб.,2002.
3. ГОСТ 3900-85· «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
4. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов».
5. А. А. Коршак, Г. Г. Васильев, Трубопроводный транспорт нефти; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб.для вузов: В 2т. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т.1. –407с.
6. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
7. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.
8. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.77. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.
9. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). – Введ. 01.07.1983. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.
10. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. – Введ. 01.06.2017. – М.: Стандартиформ, 2016. – 7 с.

11. ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений. – Введ. 08.11.2013. – М.: Стандартинформ, 2013. – 10 с.
12. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. – Введ. 22.11.1999. – М.: Стандартинформ, 1999. – 47 с.
13. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.
14. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности. – Введ. 21.07.2017. – М.: Стандартинформ, 2017. – 28 с.
15. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.77. – М.: Стандартинформ, 2006. – 7 с.
16. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 30.06.1992. – М.: Стандартинформ, 2006. – 95 с.
17. ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ.
18. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты
19. ИОТП 29-16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного
20. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
21. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

22. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1). – Введ. 01.07.2013. – М.: Национальные стандарты, 2013. – 78 с.

23. РД 153-39.4-114-01. «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах». – Введ. 20.02.2002. – М.: ПАО «Транснефть», 2002. – 115 с.

24. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730.

25. ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть»». – Введ. 18.04.2012. – М.: ПАО «Транснефть», 2012. – 66 с.

26. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».