

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка технических решений по выбору насосного оборудования для обеспечения перекачки нефти на магистральному нефтепроводу»

УДК 622.692.23-025.71-034.14-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Альмакки Мохаммед Джамал		06.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Зиякаев. Г. Р	к. т. н.		06.06.2022

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Криницына З.В.	к. т. н.		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.	-		25.05.2022

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к. п. н.		06.06.2022

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Альмакки Мохаммед Джамал

Тема работы:

«Разработка технических решений по выбору насосного оборудования для обеспечения перекачки нефти на магистральном нефтепроводе»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	14.02.2022 г. №45-46/с

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<p><i>Характеристика трубопровода:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Протяженность <math>L=500</math> км;</li> <li>• Производительность <math>G=1</math> млн.т/год</li> <li>• Перепад высот <math>\Delta Z=500</math> м</li> <li>• <i>Характеристика нефти:</i></li> <li>• Температура <math>t_{н.н}=-4.5^{\circ}\text{C}</math></li> <li>• плотность <math>\rho_{ст} = 725</math> кг/м<sup>3</sup></li> <li>• динамическая вязкость <math>\mu_{ст} = 55</math> мПа · с</li> </ul>
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1- Провести обзор литературных источников и авторских свидетельств.</li> <li>2- Проанализировать конструкцию магистрального насоса и вспомогательные системы</li> <li>3- Провести расчет основного магистрального и подпорного насосов.</li> <li>4- Провести подбор электродвигателей.</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы, диаграммы, гистограммы</p>
---	---

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницина З.В., доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2022 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к. п. н., доцент		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Альмакки Мохаммед Джамал		10.02.2022

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

Студенту :

Группа 2Б8Б	ФИО Альмакки Мохаммед Джамал
----------------	---------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение Школа	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Линейный график выполнения работ, расчет бюджетной стоимости проекта
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности ИП</li> <li>2. Матрица SWOT</li> <li>3. Диаграмма Ганта</li> <li>4. Бюджет НИ</li> <li>5. Основные показатели эффективности НИ</li> </ol>	
--	--

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

**Задание выдал консультант :**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Альмакки Мохаммед Джамал		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б8Б	<b>ФИО</b> Альмакки Мохаммед Джамал		
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>			
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, гического и социального характера)</li> </ul>		<p>1. Описание рабочего места, технологического процесса и механического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Работы проводятся на участках магистрального газопровода и магистрального нефтепровода, которые относятся к территориям Западно-Сибирской равнины (Кемеровская и Томская области).</li> <li>• Процесс работы заключается в капитальном ремонте магистральных трубопроводов с заменой изоляции.</li> <li>• 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).</li> </ul> <p>В разделе рассмотрены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– основные вредные и опасные факторы, возникающие в процессе производства работ;</li> <li>– негативные воздействия на окружающую среду;</li> <li>– чрезвычайные ситуации (техногенного и экологического характера)</li> </ul>	
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>		<p>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.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).</p> <p>ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей.</p> <p>ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.</p> <p>ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы</p>	

	<p>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 ИО.ТП 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.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul>	<p>1. Проанализировать вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 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.);</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– падение с высоты;</li> <li>– воспламенение газовойоздушной среды, взрыв,</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники,</li> </ul>	<p>пожар;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал;</li> </ul>



<p>средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– применение открытого огня;</li> <li>– высокое напряжение, электротравма, смерть;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть;</li> <li>– оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать воздействие объекта на атмосферу;</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на гидросферу;</li> <li>– проанализировать воздействие объекта на литосферу;</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбрать наиболее типичные ЧС;</li> <li>– разработать превентивные меры по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения асности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li><input type="checkbox"/> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения асности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Альмакки Мохаммед Джамал		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
08.03.2022	<i>Объект и методы исследования</i>	15
24.03.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
29.04.2022	<i>Технология работ</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Зиякаев Г. Р.	К. Т. Н.		10.02.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		10.02.2022
--------	--------------	--------	--	------------

## Обозначения и сокращения

- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ДО – донные отложения;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- НСЖ – нефтесодержащая жидкость;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПДВ – предельно допустимый выброс;
- ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПРП – приемо-раздаточный патрубок;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- РД – рабочая документация;
- РП – резервуарный парк;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ТД – техническая документация;
- ТКО – товарно-коммерческие операции;
- ТМС – техническое моющее средство;
- ТО – техническое обслуживание;
- ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
- УРДО – устройство размыва донных отложений;
- УВС – углеводородное сырье;
- УЗО – устройство защитного отключения.

## **Реферат**

Работа содержит 82 страниц, 20 таблиц, 9 рисунков и 25 источников литературы.

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.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	15
1.1. Магистральные насоса .....	15
1.2. Основной и подпорный магистральные насосы.....	18
1.3. Вспомогательные системы насосных агрегатов.....	21
1.4. Литературно-патентный обзор .....	24
Вывод по разделу .....	28
2. ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ .....	47
2.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	47
2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	48
2.3. SWOT-анализ .....	49
3. ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ .....	52
3.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	52
3.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения научного исследования.....	53
4. БЮДЖЕТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	56
4.1. Расчет материальных затрат НТИ.....	56
4.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	56
4.3. Основная заработная плата исполнителей темы .....	57
4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	58
4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	59
4.6. Накладные расходы .....	59
4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	60
4.8. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	61
ВЫВОД.....	62
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	64
5.1. Производственная безопасность .....	64
5.2. Экологическая безопасность .....	71
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	74
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ВЫВОДЫ).....	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	80

# 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

## 1.1. Магистральные насосы

Нефтяной насос – обязательное оборудование резервуара, задействованного в работе с нефтью и ее продуктами. Устанавливается во всех точках откачки и забора. Необходим для транспортировки рабочей среды принудительным способом при закачке, выдаче материалов и перемещении внутри нефтебазы. По исполнению нефтяной насос представляет собой гидравлический агрегат, устанавливаемый в резервуар для нефтепродуктов для их транспортирования. Представлен на российском рынке 3 основными видами. Подбирается по типу рабочей среды (насос для светлых нефтепродуктов или темных) и объемам транспортировки.



Рисунок 1. Нефтяной насос

Требования к насосам для нефтепродуктов:

- Максимальная надежность. От исправной работы зависит безопасность на нефтебазе, потому он должен быть рассчитан на самые сложные условия работы (в том числе с продуктами высокой вязкости или содержащими большое количество механических примесей).

- Соответствующее климатическое исполнение. Резервуары с насосами для нефтепродуктов применяются повсеместно в России, очень важно, чтобы выбранное оборудование было рассчитано на максимум и минимум температур, регистрируемых в регионе эксплуатации.
- Высокая производительность. Нефтяные насосы на нефтебазах, добывающих ресурс, должны поднимать сырую нефть со значительных глубин. Техника для транспортировочных узлов должна быть рассчитана на высокое давление, нагнетаемое для постоянного перемещения вязких продуктов по каналам перекачки. В особенности последнее касается темных нефтепродуктов, склонных к снижению вязкости при снижении температур.

Конструкция насосов для нефтепродуктов:

Для соответствия жестким требованиям, насосы для перекачки нефтепродуктов выполняются с соблюдением ряда ключевых условий.

- Мощная гидравлическая часть отвечает за качество перекачки.
- Нефть и нефтепродукты относятся к горючим, взрывоопасным веществам. Соответственно, оборудование для их обслуживания должно предусматривать в конструкции качественную взрывозащиту. В частности, обязательный минус насоса для нефтепродуктов и нефти – взрывозащищенная конструкция двигателя.
- Прочный корпус с антикоррозионным покрытием для установки агрегатов на открытых площадках и их долговечной эксплуатации. Система предупреждения утечки рабочей среды.
- Реализуется через качественное торцевое уплотнение. Оно может быть одинарным или двойным.

Типы насосов для нефтепродуктов:

Чаще всего на нефтебазах применяются три типа нефтяных насосов – центробежные, шестеренные и поршневые. Каждый из видов агрегатов имеет особенности, плюсы и оптимальные условия эксплуатации.



Шестеренные устройства предназначены для работы с материалами повышенной вязкости (насосы для темных нефтепродуктов). Их использование (учитывая большие объемы и цену) обоснованно в случаях, когда центробежные или поршневые аналоги не справляются с обслуживанием потока.

Плюсы шестеренных насосов для откачки нефтепродуктов:

- высокая пропускная способность;
- равномерная подача;
- высокая производительность (позволяет перекачивать высоковязкие масла из резервуаров при температуре до 80 градусов выше нуля).

Основным элементом магистрального нефтепровода, выполняющим функции передачи энергии потоку для его перемещения к конечному пункту трубопровода, является НПС (нефтеперекачивающая станция). Нефтеперекачивающие станции являются структурными подразделениями магистрального нефтепровода (МН) и представляют комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспорта нефти по трубопроводу. НПС подразделяются на головные и промежуточные. Головные НПС осуществляют операции по приему нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу. Промежуточная НПС нефтеперекачивающая станция, осуществляющая повышение давления перекачиваемой жидкости в магистральном нефтепроводе [1-4]. Промежуточная НПС может иметь резервуарный парк.

В состав НПС входят:

- насосные с магистральными и подпорными насосными агрегатами;
- резервуарные парки;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи;
- технологические трубопроводы;
- печи подогрева нефти;
- узлы учета;

- производственно-бытовые здания, сооружения и другие объекты.

Насосная сооружение нефтеперекачивающей станции, в котором устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждение, подачи топлива, контроля и защит) оборудование.

## **1.2. Основной и подпорный магистральные насосы**

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 [1-4, 6].

В зависимости от вида крепления, различают стационарные корпуса подшипников, фланцевые и натяжные. Также корпуса подшипников классифицируют на корпуса упорных, опорных, опорноупорных подшипников, а также на корпуса среднего, переднего и заднего подшипника. Крышки всасывания выполняются цельнолитыми, сварно-литыми или сварноковаными 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 2) входит насоса, двигатель, упругая пластинчатая муфта.



Рисунок 2 – 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 всасывающей трубке. 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.

Структура условного обозначения

Пример: АНМ1250/0,7-260а-2.1УХЛ4

А - отличительный индекс агрегата

НМ - насос магистральный

1250 - подача насоса в номинальном режиме, м<sup>3</sup>/ч

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

260 - напор насоса в номинальном режиме, м

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

2.1 - порядковый номер модернизации

УХЛ4 - обозначение климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150

Подпорные насосы типа НПВ (рисунок 3) созданы специально для подачи нефти. В таблице 2 представлены параметры подаваемой нефти [2-4].

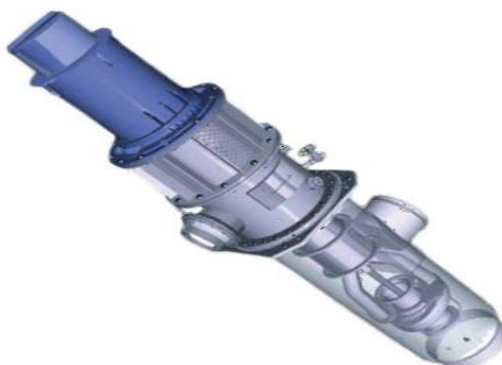


Рисунок 3 – Подпорный насос типа НПВ

Материал основных деталей: - рабочее колесо сталь 25Л-Ш; - предвключенное колесо сталь 20Х13Л-П; - 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).

### **1.3. 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 4) 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 находится в пределе от +35 0С до +55

0С, при превышении температуры масла на выходе из маслоохладителя более +55 0С, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува. При низкой температуре масла допускается работа маслосистемы, минуя маслоохладителя.

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.

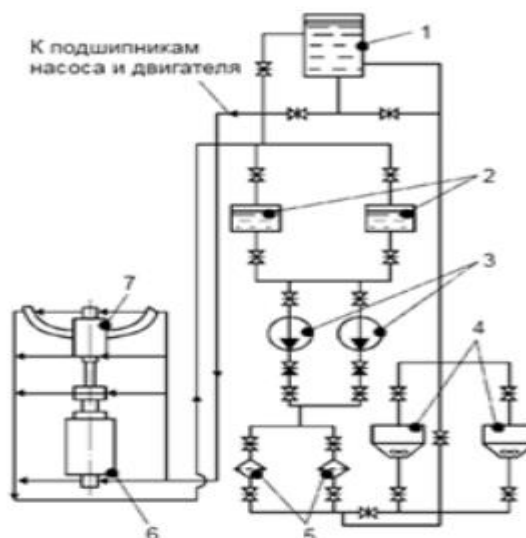


Рисунок 4 – Маслосистема: 1 - аккумулирующая емкость; 2 - маслобаки; 3 - маслонасос; 4 - агрегат воздушного охлаждения масла; 5 - фильтры; 6 - электродвигатель; 7 – насос

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 м<sup>3</sup>.

### **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 приямке насосного зала, где расположены маслососы. В состав вытяжной вентиляции входят также дефлекторы, установленные на крыше насосной. Дефлекторы имеют шиберы, регулирующие расход воздуха. Открытие шиберов осуществляется при помощи троса. Дефлекторы обеспечивают естественное

удаление из верхней зоны помещения воздуха, в котором могут содержаться взрывоопасные смеси газов.

Фильтры-грязеуловители 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.

#### 1.4. Литературно-патентный обзор

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. Рассмотрим некоторые авторские свидетельства, посвященные конструкции магистральных насосов и ее модернизации. В авторском свидетельстве RU2 629 307C1 представлена конструкция магистрального насоса (рисунок 5) [6].

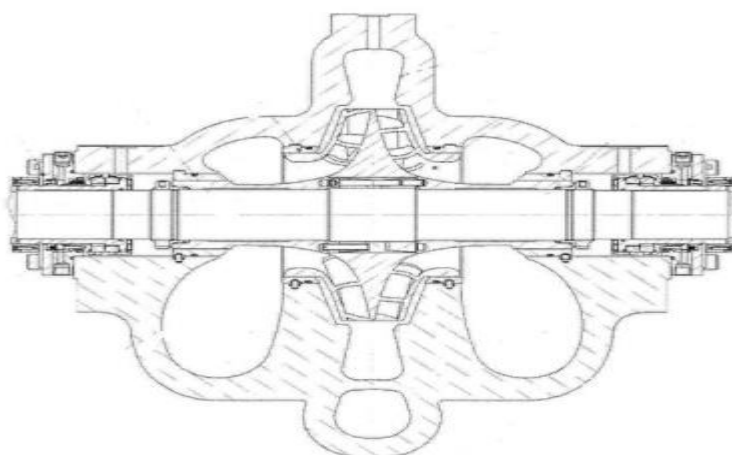


Рисунок 5 – Магистральный насос (разрез)

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 виброн нагруженностью (рисунок 6).

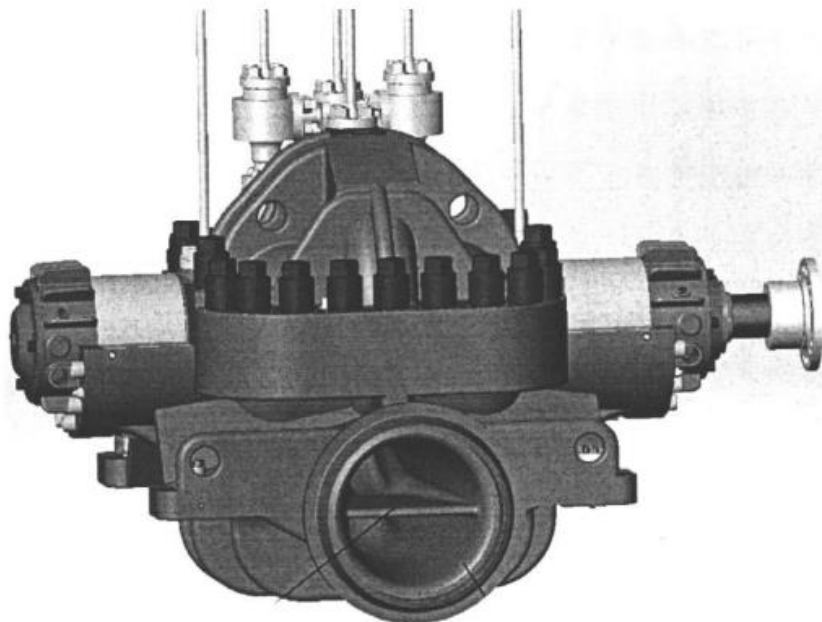


Рисунок 6 – Горизонтальный центробежный насос

Уменьшение виброн нагруженности 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 [5-6].

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].

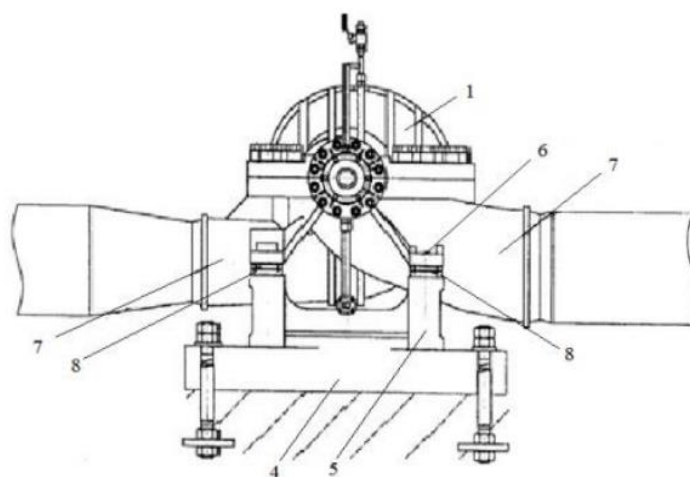


Рисунок 7 – Вид насоса с присоединенными трубопроводами и с подводимыми опорами между надставкой рамы и «лапами» насоса: 1 – насос; 4 – рама; 5 –

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

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  $(1,25...2,62)$  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 образованной хордой, соединяющей ближний и удаленный от оси концы лопатки, и радиусом, проведенным через ближний к оси конец хорды, угол  $B1$ , количественно составляющий  $B1=(75...110)^\circ$ , 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  $G_{к.н.а.}=(1...2)\times 10^{-3}$  [м<sup>2</sup>/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 переменной 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 [6].

### **Вывод по разделу**

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод об актуальности изучения заявленной тематики. В результате анализа проведена оценка оборудования НПС на надежность в процессе эксплуатации, установлены наиболее аварийное оборудование, которое требует более постоянного наблюдения и проверки. Персоналу, который обслуживает НПС необходимо уделить особое внимание данным объектам и разработать график обхода данного оборудования. А также необходимо разработать ряд мероприятий направленных проведения профилактических работ в межремонтный период.



Исходные данные

$$t_{\text{ПН}} := -4.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\rho_{\text{СТ}} := 725 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$+ \mu_{\text{СТ}} := 55 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$G_{\text{Г}} := 1 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

$$L := 500 \text{ км}$$

$$n_{\text{Э}} := 1$$

$$\Delta Z := 500 \text{ м}$$

Решение

По пропускной способности [27, табл.2] выбираем ориентировочные параметры МНП:

$$D_{\text{Н}} := 219 \text{ мм}$$

$$P_{\text{доп}} := 9.8 \text{ МПа}$$

Коэффициент условий работы трубопровода:

$$K_{\text{ур}} := 0.9$$

Коэффициент надежности по материалу (табл.3):

$$K_{\text{НМ1}} := 1.47$$

Коэффициент надежности, учитывающий внутреннее давление и диаметр трубопровода (табл.4):

$$K_{\text{Н}} := 1$$

Нормативное сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (табл.3):

$$\sigma_{\text{р}} := 420 \text{ МПа}$$

Допустимое сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (табл.3):

$$\sigma_{P, \text{доп}} := \sigma_P \cdot \frac{K_{ур}}{K_{НМ1} \cdot K_H} = 257.143 \text{ МПа}$$

Коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению в трубопроводе:

$$K_{Нр} := 1.1$$

Расчетная толщина стенки:

$$\delta := \frac{K_{Нр} \cdot P_{\text{доп}} \cdot D_H}{2 \cdot (\sigma_{P, \text{доп}} + K_{Нр} \cdot P_{\text{доп}})} = 4.406 \text{ мм}$$

$$\delta := 5 \text{ мм}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D := D_H - 2 \cdot \delta = 209 \text{ мм}$$

Найдем плотность перекачиваемой нефти при заданной температуре по формуле:

$$t_{СТ} := 20 \text{ с} \quad \gamma := 0.870 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{с}}$$

$$\rho_t := \rho_{СТ} - \gamma \cdot (t_{ПН} - t_{СТ}) = 746.315 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Находим нормативную годовую продолжительность работы МНП (табл.6):

$$N_{Г} := 350 \text{ сут} \quad K_{П} := 1.07$$

Находим часовой и секундный расходы перекачиваемой нефти:

$$Q_{ч} := \frac{G_{Г} \cdot 10^9 \cdot K_{П}}{N_{Г} \cdot 24 \cdot \rho_t} = 170.68 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$Q_c := \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = 0.047 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Скорость перекачки нефти:

$$v := \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot (D \cdot 10^{-3})^2} = 1.382 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Предварительно принимаем насос магистральный марки НМ 180-500. Из табл.8 выписываем для него эмпирические коэффициенты:

$$C_{0В} := 3.05 \cdot 10^{-2} = 0.031$$

$$C_{1В} := 81 \cdot 10^{-4} = 8.1 \times 10^{-3}$$

$$C_{2В} := -2448 \cdot 10^{-8} = -2.448 \times 10^{-5}$$

Находим подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{Вопт} := \frac{-C_{1В}}{2 \cdot C_{2В}} = 165.441 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Находим левую и правую границы рабочей области:

$$Q_{Л} := 0.8 \cdot Q_{Вопт} = 132.353 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$Q_{П} := 1.2 \cdot Q_{Вопт} = 198.529 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Выбранный нами насос удовлетворяет условию:

$$Q_{Л} = 132.353 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < Q_{\text{ч}} = 170.68 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < Q_{П} = 198.529 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$



значит, насос выбран правильно. Из табл.7 и 8 выписываем его основные характеристики:

$$Q_{OH} := 180 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

КПД:

$$\eta_{OH} := 72$$

Число ступеней:

Напор:

$$H_{OH} := 500 \text{ м}$$

Мощность привода:

$$N_{OH} := 400 \text{ кВт}$$

$$n_K := 5$$

Частота вращения:

$$n := 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n_{BC} := 1$$

Допустимый кавитационный запас:

$$\Delta h_{доп} := 4 \text{ м}$$

Диаметр рабочего колеса:

$$D_K := 272 \text{ мм}$$

Из табл.9 находим напоры, соответствующие левой и правой границам рабочей области:

$$H_1 := 559 \text{ м} \quad H_2 := 469 \text{ м}$$

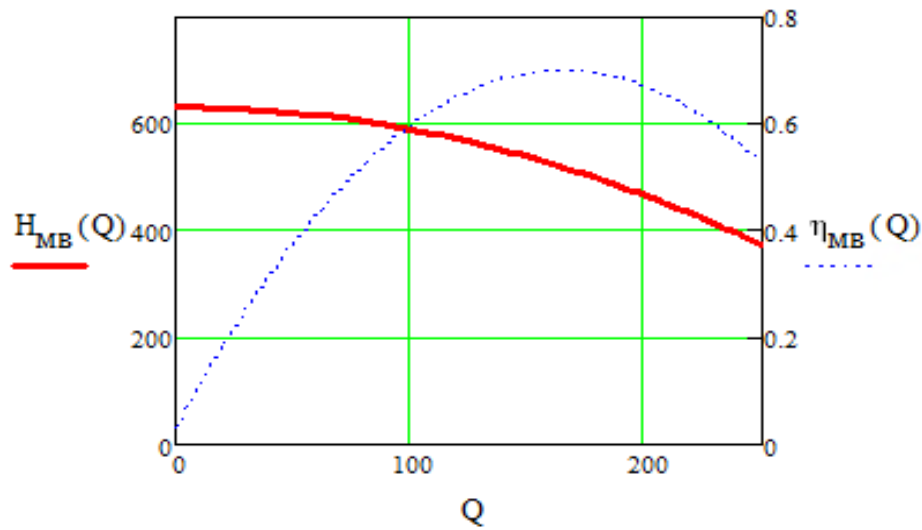
$$h_{MB} := \frac{H_1 \cdot Q_{II}^2 - H_2 \cdot Q_{I}^2}{Q_{II}^2 - Q_{I}^2} = 631$$

$$b_{MB} := \frac{H_1 - H_2}{Q_{II}^2 - Q_{I}^2} = 4.11 \times 10^{-3}$$

Аналитическая зависимость напора от его подачи будет:

$$H_{MB}(Q) := h_{MB} - b_{MB} \cdot Q^2$$

$$\eta_{\text{MB}}(Q) := C_{0\text{B}} + C_{1\text{B}} \cdot Q + C_{2\text{B}} \cdot Q^2$$



Находим напор насоса при номинальной подаче:

$$H_{\text{ОН1}} := H_{\text{MB}}(Q_{\text{ОН}}) = 497.829 \quad \text{м}$$

Находим погрешность вычисления коэффициентов:

$$\delta := \left| \frac{H_{\text{ОН1}} - H_{\text{ОН}}}{H_{\text{ОН}}} \right| \cdot 100 = 0.434$$

Находим напор насоса при оптимальной подаче:

$$H_{\text{Вопт}} := H_{\text{MB}}(Q_{\text{Вопт}}) = 518.5 \quad \text{м}$$

Оценим необходимость пересчета паспортных характеристик основных магистральных насосов с воды на нефть.

Принимаем коэффициент крутизны вискограммы:

$$\beta := 0.025$$

Паспортная температура насоса:

$$t_{CT} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Динамическая вязкость перекачиваемой жидкости при расчетной температуре:

$$\mu_t := \mu_{CT} \cdot e^{-\beta \cdot (t_{PH} - t_{CT})} = 101.477 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости при расчетной температуре:

$$\nu_t := \frac{\mu_t \cdot 10^{-3}}{\rho_t} = 1.36 \times 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Максимально-допустимая кинематическая вязкость

$$\nu_{доп} := 3 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Число Рейнольдса в насосе

$$Re_H := \frac{n \cdot (D_K \cdot 10^{-3})^2}{60 \cdot \nu_t} = 2.721 \times 10^4$$

Коэффициент быстроходности насоса

$$n_s := 3.62 \cdot \frac{n}{60} \cdot \frac{\left(\frac{Q_{\text{Вопт}}}{n_{\text{вс}}}\right)^{0.5}}{\left(\frac{H_{\text{Вопт}}}{n_{\text{к}}}\right)^{0.75}} = 71.642$$

Переходное число  
Рейнольдса

$$Re_{\Pi} := 3.16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0.305} = 8.587 \times 10^4$$

Критическое значение вязкости перекачиваемой  
жидкости

$$\nu_{\Pi} := \frac{n \cdot (D_{\text{к}} \cdot 10^{-3})^2}{60 \cdot Re_{\Pi}} = 4.308 \times 10^{-5} < \nu_t = 1.36 \times 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

При таком условии необходим пересчет характеристик перекачиваемой жидкости.  
Находим граничное число Рейнольдса и коэффициент пересчета:

$$Re_{\text{гр}} := 0.224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0.384} = 1.155 \times 10^5$$

$$a_{\Pi} := 1.33 \cdot n_s^{-0.326} = 0.33$$

Находим коэффициенты  
пересчета

$$K_{\text{H}} := 1 - 0.128 \cdot \log\left(\frac{Re_{\Pi}}{Re_{\text{H}}}\right) = 0.936$$

$$K_{\text{Q}} := K_{\text{H}}^{1.5} = 0.906$$

$$K_{\eta} := 1 - a_{\Pi} \cdot \log\left(\frac{Re_{гр}}{Re_H}\right) = 0.793$$

Пересчитываем эмпирические коэффициенты:

$$C_{0\nu} := K_{\eta} \cdot C_{0B} = 0.024$$

$$C_{1\nu} := C_{1B} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q} = 7.088 \times 10^{-3}$$

$$C_{2\nu} := C_{2B} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q^2} = -2.365 \times 10^{-5}$$

$$h_{M\nu} := K_H \cdot h_{MB} = 590.681$$

$$b_{M\nu} := \frac{b_{MB}}{K_H^2} = 4.69 \times 10^{-3}$$

Аналитическая зависимость напора от его подачи будет:

$$H_{M\nu}(Q) := h_{M\nu} - b_{M\nu} \cdot Q^2$$

$$\eta_{\Pi\nu}(Q) := C_{0\nu} + C_{1\nu} \cdot Q + C_{2\nu} \cdot Q^2$$

Находим подачу насоса в оптимальном режиме:

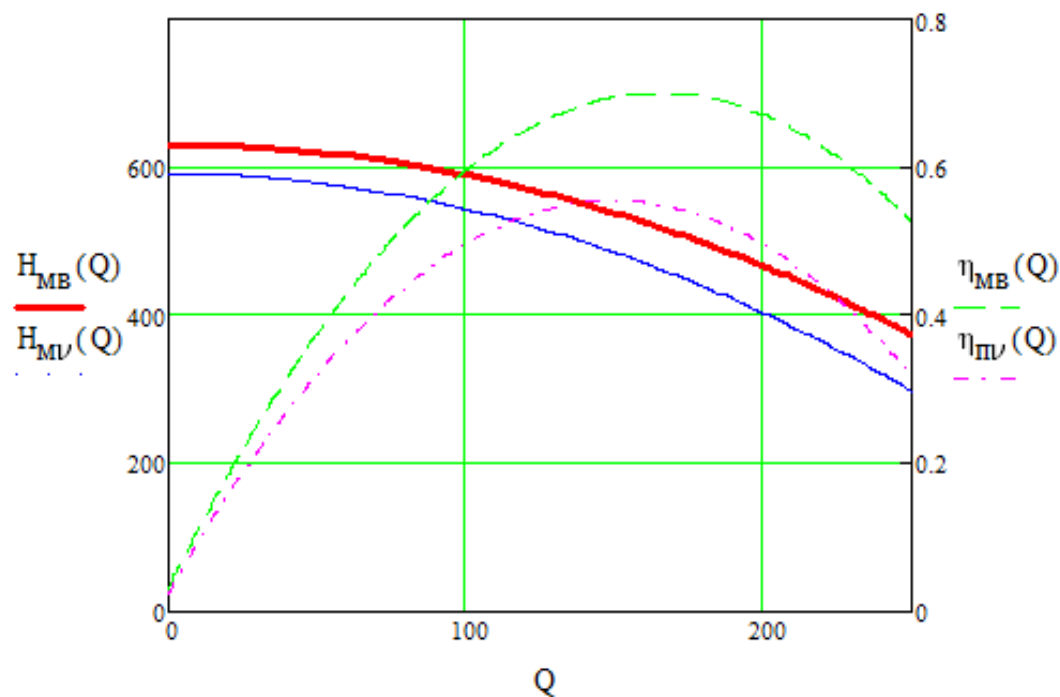
$$Q_{\nu\text{опт}} := \frac{-C_{1\nu}}{2 \cdot C_{2\nu}} = 149.84 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Находим напор насоса при оптимальной подаче:

$$H_{\text{ВОИП}} := H_{\text{МУ}}(Q_{\text{ВОИП}}) = 485.369 \text{ м}$$

Находим напор насоса при плановом режиме перекачки:

$$H_{\text{МУ}} := H_{\text{МУ}}(Q_{\text{Ч}}) = 454.039 \text{ м}$$



### Расчет подпорных насосов

Т.к. длина рассчитываемого магистрального нефтепровода больше 150 км., разбиваем его на 2 эксплуатационных участка. Станции, расположенные на границах этих участков работают с подключенными резервуарами. Принимаем схему соединения подпорных насосов-два работающих, соединенных последовательно и один резервный. Рассчитываем требуемую подачу подпорного насоса:

Принимаем подпорный насос марки НПВ 150-60. Из табл. 10 выписываем его основные характеристики:

$$Q_{\Pi} := Q_{OH} = 180 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}$$

подача:

$$Q_{OH2} := 150 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}$$

Напор:

$$H_{OH2} := 50 \text{ м}$$

Частота вращения:

$$n_2 := 2975 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Допустимый кавитационный запас:

$$\Delta h_{\text{доп}2} := 3 \text{ м}$$

КПД:

$$\eta_{OH2} := 72$$

Мощность привода:

$$N_{OH2} := 250 \text{ кВт}$$

Диаметр рабочего  
колеса:

$$D_{к2} := 230 \text{ мм}$$

Число сторон всасывания рабочего колеса:

$$n_{вс} := 2$$

Выписываем для него эмпирические коэффициенты:

$$C_{0B} := -4.9 \cdot 10^{-2}$$

$$C_{1B} := 99 \cdot 10^{-4}$$

$$C_{2B} := -3150 \cdot 10^{-8}$$

Находим коэффициенты:

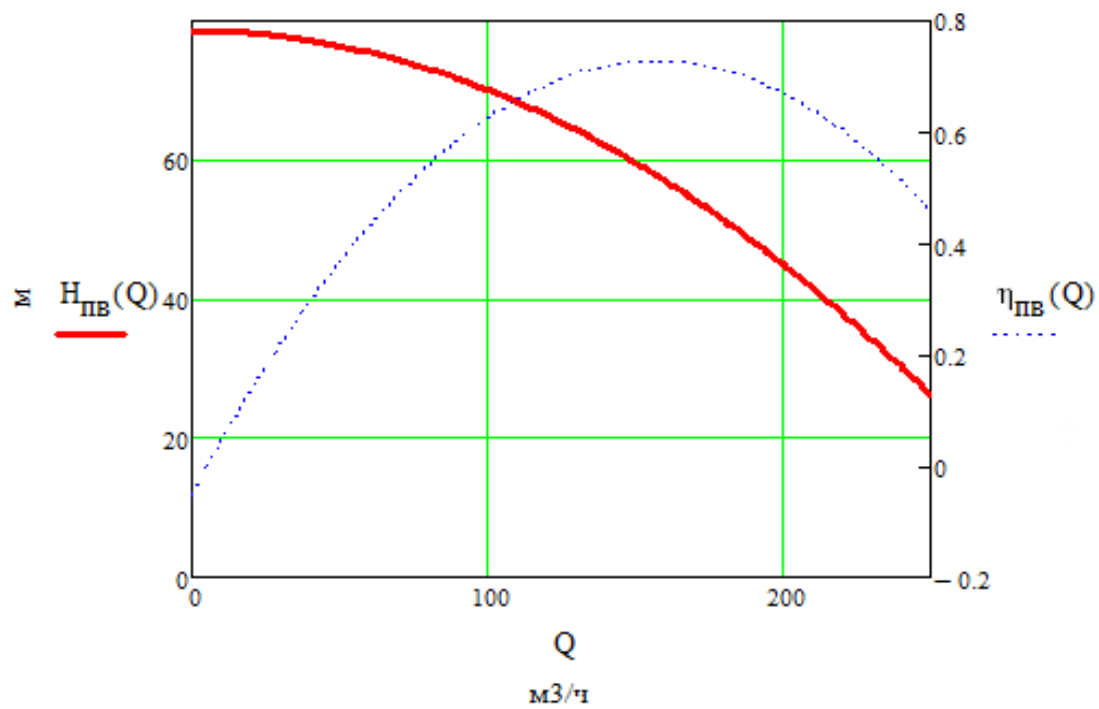
$$h_{ПВ} := 78.5$$

$$b_{ПВ} := 836 \cdot 10^{-6}$$

Аналитическая зависимость напора от подачи будет:

$$H_{ПВ}(Q) := h_{ПВ} - b_{ПВ} \cdot Q^2$$

$$\eta_{ПВ}(Q) := C_{0B} + C_{1B} \cdot Q + C_{2B} \cdot Q^2$$





Находим подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{\text{Попт}} := \frac{-C_{1В}}{2 \cdot C_{2В}} = 157.143 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Находим напор насоса при оптимальной подаче:

$$H_{\text{Попт}} := H_{\text{ТВ}}(Q_{\text{Попт}}) = 57.856 \text{ м}$$

Оценим необходимость пересчета паспортных характеристик подпорных насосов с воды на нефть.

Принимаем коэффициент крутизны вискозограммы:

$$\beta := 0.025$$

Число Рейнольдса в насосе

$$Re_H := \frac{n_2 \cdot (D_{к2} \cdot 10^{-3})^2}{60 \cdot \nu_t} = 1.929 \times 10^4$$

Коэффициент быстроходности насоса

$$n_S := 3.65 \cdot \frac{n_2}{60} \cdot \frac{\left(\frac{Q_{\text{Попт}}}{n_{вс}}\right)^{0.5}}{\left(\frac{H_{\text{Попт}}}{n_{к}}\right)^{0.75}} = 255.698$$

Переходное число Рейнольдса

$$\text{Re}_{\Pi} := 3.16 \cdot 10^5 \cdot n_S^{-0.305} = 5.825 \times 10^4$$

Критическое значение вязкости перекачиваемой жидкости

$$\nu_{\Pi} := \frac{n_2 \cdot (D_{K2} \cdot 10^{-3})^2}{60 \cdot \text{Re}_{\Pi}} = 4.503 \times 10^{-5} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

При таком условии необходим пересчет характеристик перекачиваемой жидкости.

Находим граничное число Рейнольдса и коэффициент пересчета:

$$\text{Re}_{\Gamma P} := 0.224 \cdot 10^5 \cdot n_S^{0.384} = 1.883 \times 10^5$$

$$a_{\eta} := 1.33 \cdot n_S^{-0.326} = 0.218$$

$$K_H := 1 - 0.128 \cdot \log\left(\frac{\text{Re}_{\Pi}}{\text{Re}_H}\right) = 0.939$$

$$K_Q := K_H^{1.5} = 0.909$$

$$K_{\eta} := 1 - a_{\eta} \cdot \log\left(\frac{\text{Re}_{\Gamma P}}{\text{Re}_H}\right) = 0.784$$

Пересчитываем эмпирические коэффициенты:

$$C_{0\nu} := K_{\eta} \cdot C_{0B} = -0.038$$

$$C_{1\nu} := C_{1B} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q} = 8.537 \times 10^{-3}$$

$$C_{2\nu} := C_{2B} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q^2} = -2.987 \times 10^{-5}$$

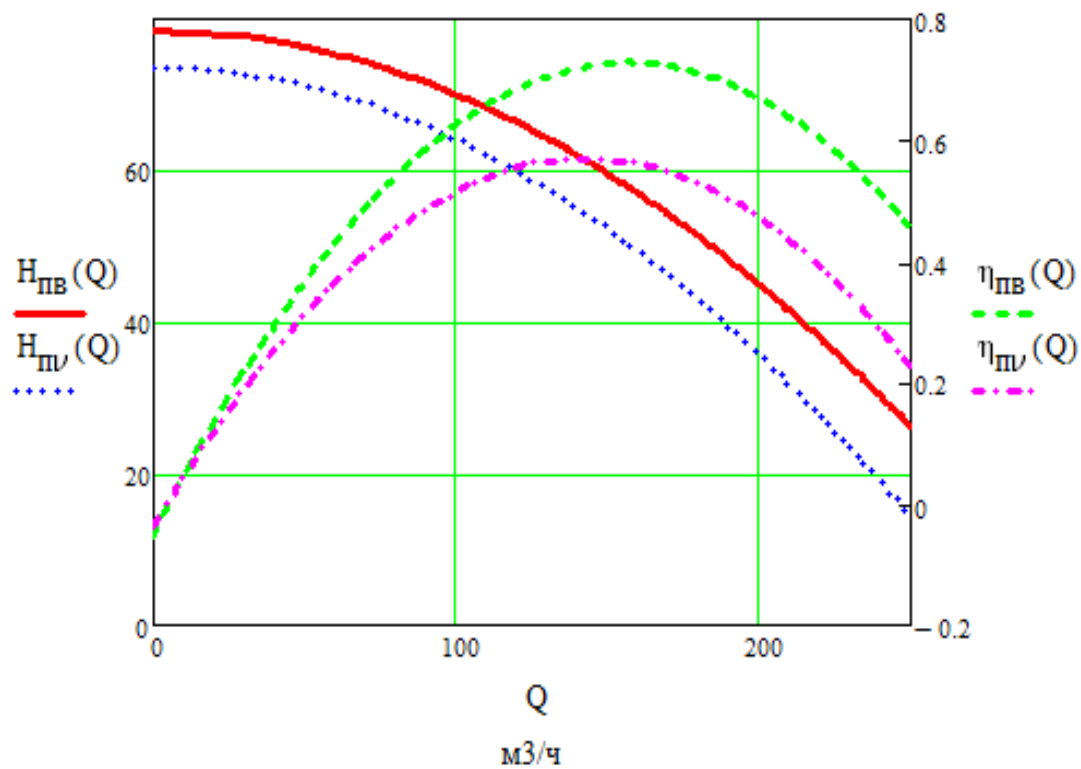
$$h_{\text{пв}} := K_H \cdot h_{\text{пб}} = 73.677$$

$$b_{\text{пв}} := \frac{b_{\text{пб}}}{K_H^2} = 9.49 \times 10^{-4}$$

Аналитическая зависимость напора от его подачи будет:

$$H_{\text{пв}}(Q) := h_{\text{пв}} - b_{\text{пв}} \cdot Q^2$$

$$\eta_{\text{пв}}(Q) := C_{0\nu} + C_{1\nu} \cdot Q + C_{2\nu} \cdot Q^2$$



Находим подачу насоса в оптимальном режиме:

$$QV_{\text{опт}} := \frac{-C_{1V}}{2 \cdot C_{2V}} = 142.886 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Находим напор насоса при оптимальной подаче:

$$H_{V_{\text{опт}}} := H_{\text{пл}}(QV_{\text{опт}}) = 54.301 \text{ м}$$

**Расчет минимально-допустимого давления на входе в первый магистральный насос**

Внутренний диаметр всасывающего патрубка насоса:

$$D_{\text{всп}} := D \quad D_{\text{всп}} := 209 \text{ мм}$$

Скорость жидкости во всасывающем патрубке:

$$V_{\text{всп}} := \frac{4 \cdot Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot (D_{\text{всп}} \cdot 10^{-3})^2} = 1.382 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Примем тип добываемой нефти и-Арланская. Температура начала кипения данной нефти

$$T_{\text{нк}} := 308 \text{ К}$$

Давление насыщенных паров перекачиваемой нефти

$$P_s := 101325 \cdot e^{-\left[10.53 \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{нк}}}{t_{\text{пн}} + 273}\right)\right]} = 2.153 \times 10^4 \text{ Па}$$

Допустимый кавитационный запас основного насоса при работе на воде в номинальном режиме (табл.7) +

$$\Delta h_{\text{допВ}} := 4$$

Коэффициент  
запаса

$$K_h := 1.15$$

Напор, соответствующий давлению насыщенных паров  
нефти:

$$h_S := \frac{P_s}{\rho_t \cdot 9.81} = 2.94$$

Поправка на температуру  
нефти:

$$\Delta h_t := 0.471 \cdot h_S^{0.45} = 0.765$$

Число Рейнольдса на входе в  
насос:

$$Re_n := \frac{V_{всп} \cdot (D_{всп} \cdot 10^{-3})}{\nu_t} = 2.124 \times 10^3$$

+

Коэффициент местного сопротивления на входе в  
насос:

$$\xi_{вх} := 16 - 13.1 \cdot (\log(Re_n) - 2.75)^{0.354} = 5.216$$

Поправка на вязкость нефти:

$$\Delta h_\nu := \frac{\xi_{вх} \cdot V_{всп}^2}{2 \cdot 9.81} = 0.508$$

Допустимый кавитационный запас при перекачке  
нефти:

$$\Delta h_{доп\nu} := \Delta h_{допВ} - K_h \cdot (\Delta h_t - \Delta h_\nu) = 3.704 \quad \text{м}$$

Минимальный требуемый напор на входе в магистральный  
насос:

$$h_{\text{вх}} := h_{\text{с}} \cdot \Delta h_{\text{доп}} - \frac{V_{\text{всп}}^2}{2 \cdot 9.81} = 10.792 \text{ м}$$

Минимальное требуемое давление на входе в магистральный насос:

$$P_{\text{вх}} := h_{\text{вх}} \cdot \rho_t \cdot 9.81 = 7.901 \times 10^4 \text{ Па}$$

Проверка рабочего давления при последовательном включении нескольких насосов НМ

$$H_{\text{МН}} = 454.039 \text{ м}$$

Число последовательно включаемых насосов:

$$m_{\text{М}} := 2$$

Рабочее давление:

$$P_{\text{раб}} := (h_{\text{вх}} + m_{\text{М}} \cdot H_{\text{МН}}) \cdot \rho_t \cdot 9.81 = 6.727 \times 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{раб.}} := 7 \text{ МПа}$$

## **2. ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ**

### **2.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В результате исследования должны быть разработаны технические решения по выбору насосного оборудования для обеспечения перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Целевой рынок для научно-технического исследования – компании, имеющие отношение к магистральным нефтепроводам. Сегменты этого рынка – это компании, транспортирующие нефть (в России - ПАО «Транснефть»); компании, занимающиеся обслуживанием магистральных нефтепроводов; производители промышленного насосного оборудования; проектировщики и строители магистральных нефтепроводов.

## 2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Этот анализ проводится с помощью оценочной карты, где  $B_{\phi}$  – текущий проект,  $B_{к1}$  – использующие технические решения на российском рынке,  $B_{к2}$  – использующиеся технические решения на зарубежном рынке (таблица 1).

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле :

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.



Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</i>							
1. Надежность	0,2	5	3	5	1	0,6	1
2. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
3. Срок эксплуатации	0,15	5	3	4	0,75	0,45	0,6
4. Простота эксплуатации	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Повышение производительности труда	0,15	5	3	5	0,75	0,45	0,75
<i>Экономические критерии оценки эффективности</i>							
1. Срок гарантийного износа	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
2. Послепродажное обслуживание	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
3. Простота изготовления	0,05	3	4	3	0,15	0,2	0,15
Итого	1	37	30	32	4,8	3,6	4,2

Показатели конкурентоспособности равны 4,8 у текущего проекта против 3,6 и 4,2 у конкурентных разработок. Таким образом, текущий проект выигрывает по своим техническим и экономическим оценкам ресурсоэффективности.

### 2.3. SWOT-анализ

SWOT представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта для исследования внешней и внутренней среды. Он проводится в три этапа. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны:</b>                  С1. Не требуется закупка материалов для проведения исследования;                  С2. Универсальность разработки для других сегментов рынка;                  С3. Выявление потенциальных опасных инцидентов или аварий;                  С4. Отсутствие необходимости изменять стандартные производственные процессы.</p>	<p><b>Слабые стороны:</b>                  Сл1. Более дорогой метод по сравнению с существующим;                  Сл2. Конкуренты за пределами РФ;                  Сл3. Отсутствие сертификации у разработки;                  Сл4. Отсутствие возможности тестирования и проверки решения на практике.</p>
<p><b>Возможности:</b>                  В1. Широкий охват рынка;                  В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем;                  В3. Дополнительное усовершенствование технологии производства.</p>	<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Введение дополнительных требований к сертификации продукции;                  У2. Развитая конкуренция разработанных технических решений;                  У3. Повышение стоимости комплектующих.</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти корреляции должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. На данном этапе необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить (таблица 3).

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	-	+	-	+
	В2	+	0	+	-
	В3	-	+	+	-

		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	+	-	-
	В2	+	-	+	+
	В3	+	+	0	-

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	-	-	+	-
	У2	-	+	+	+
	У3	+	-	-	+

		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	+	+

Угрозы проекта	У2	+	+	0	+
	У3	+	+	-	-

Анализ интерактивных таблиц представляется в форме записи сильно коррелирующих сторон:

- В1С2С4, В2С1С3, В3С2С3;
- В1Сл1Сл2, В2Сл1Сл3Сл4, В3Сл1Сл2;
- У1С3, У2С2С3С4, У3С1С4;
- У1Сл3Сл4, У2Сл1Сл2Сл4, У3Сл1Сл2.

На третьем этапе составлена итоговая матрица SWOT (таблица 4).

Таблица 4 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Не требуется закупка материалов для проведения исследования;</p> <p>С2. Универсальность разработки для других сегментов рынка;</p> <p>С3. Выявление потенциальных опасных инцидентов или аварий;</p> <p>С4. Отсутствие необходимости изменять стандартные производственные процессы.</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Более дорогой метод по сравнению с существующим;</p> <p>Сл2. Конкуренты за пределами РФ;</p> <p>Сл3. Отсутствие сертификации у разработки;</p> <p>Сл4. Отсутствие возможности тестирования и проверки решения на практике.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Широкий охват рынка;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем;</p> <p>В3. Дополнительное усовершенствование технологии производства.</p>	<p>Сотрудничество с предприятиями-изготовителями позволит на этапе проектирования выявить потенциальные опасные инциденты в работе оборудования; Есть предпосылки для расширения рынка потребления и дополнительного усовершенствования технологии производства из-за универсальности применения разработки.</p>	<p>Сотрудничество с предприятием-изготовителем поможет снизить издержки на этапе проектирования, а также протестировать варианты реализации и прокурировать процесс сертификации; Расширенный охват рынка может позволить успешно конкурировать за пределами РФ.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Введение дополнительных требований к сертификации продукции;</p> <p>У2. Развитая конкуренция разработанных технических решений;</p> <p>У3. Повышение стоимости комплектующих.</p>	<p>Отсутствие необходимости изменять производственные процессы в совокупности с техническими конкурентными преимуществами позволит успешно конкурировать с уже развитыми техническими решениями, что в свою очередь также позволит остаться на занятой конкурентной позиции в случае повышения стоимости комплектующих.</p>	<p>Метод более дорогой и на данный момент не протестирован на практике, что может оттолкнуть заинтересованных лиц при наличии на рынке развитой конкуренции, особенно при повышении стоимости комплектующих; Введение дополнительных требований к сертификации может замедлить выход на зарубежный рынок.</p>

### 3. ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

#### 3.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ (таблица 5).

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник
	6	Построение моделей	Дипломник
	7	Сопоставление результатов расчетов и моделей	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
	9	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Дипломник

### 3.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ :

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

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

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

Таблица 6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Исполнители	Трудоёмкость работ			$T_{pi}$ , раб.дн.	$T_{ki}$ , кал.дн.
		$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ожг}$ , чел-дни		
1	2	3	4	5	6	7
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	4	2,8	2,8	3
Подбор и изучение материалов по теме	Студент	14	21	16,8	16,8	20
Выбор направления исследований	Студент	2	3	2,4	2,4	3
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	3	1,8	1,8	2
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент	14	21	16,8	16,8	20
Построение моделей	Студент	7	10	8,2	8,2	10
Сопоставление результатов расчетов и моделей	Студент	7	10	8,2	8,2	10
Оценка эффективности полученных результатов	Студент	3	7	4,6	4,6	6
Согласование выполненной работы с научным руководителем	Руководитель	3	5	4,6	4,6	6
Составление пояснительной записки	Студент	7	10	8,2	8,2	10
Итого:		60	94	74,4	74,4	90

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 7).

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни (таблица 6). Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

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

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

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

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

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

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

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

$$K_{кал(2022)} = 365 / (365 - 52 - 14) = 1,22$$

Таблица 7 – Календарный план-график проведения научного исследования

Вид работ	Т <sub>кал</sub>	Продолжительность выполнения работ												
		Март			Апрель			Май						
		1	2	3	1	2	3	1	2	3				
Составление и утверждение технического задания	3	■												
Подбор и изучение материалов по теме	20	■	■	■										
Выбор направлений исследования	3			■										
Календарное планирование работ по теме	2			■										
Проведение теоретических расчетов и обоснований	20				■	■	■							
Построение моделей	10						■	■	■					
Сопоставление результатов расчетов и моделей	10								■	■				
Оценка эффективности полученных результатов	6									■	■			
Согласование выполненной работы с руководителем	6										■	■		
Составление пояснительной записки	10												■	■

## 4. БЮДЖЕТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

### 4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Разработка данного проекта проводилась только с использованием письменных принадлежностей и работой за компьютером. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Бумага А4 Svetosory	600	1	600
Карта памяти	1800	1	1800
Картридж (черный)	4000	1	4000
Итого:			6400

### 4.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений. При работе использовался компьютер HP с программным обеспечением Microsoft Office, а также специализированное ПО для моделирования – Mathcad.

Амортизационные отчисления оборудования рассчитываются по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где  $I$  – итоговая стоимость единицы оборудования, руб.;

$m$  – время использования, мес.;

$H_A$  – норма амортизации, %.

Норма амортизации рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$



где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Таблица 9 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	$H_A$ , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Компьютер HP с пакетом Microsoft Office	1	5	3	20	56000	2800
2	Mathcad	1	5	0,7	20	51400	600
Итого, руб.:							3400

### 4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Основная заработная плата  $Z_{осн}$  работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

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

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 42 раб. дня  $M=10,6$  мес., 6-дневная рабочая неделя).

Должностной оклад работника за месяц:

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

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

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_{р}$  – районный коэффициент, равен 1,3.

Таблица 10 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	52/14	52/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени:	42/0	42/0
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	257	257

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{тс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р}, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	37700	0,3	0,2	1,3	73515	3032	9,2	27894
Магистрант	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1544	65,2	100669
Итого, руб.:								128563

#### 4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования равен 0,15).

Дополнительная заработная плата:

$$128563 \times 0,15 = 19284 \text{ руб.}$$

#### **4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

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

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

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Размер отчислений во внебюджетные фонды:

$$(19284 + 128563) \times 0,30 = 44354 \text{ руб.}$$

#### **4.6. Накладные расходы**

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

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

где – коэффициент, учитывающий накладные расходы (равен 0,2).

Накладные расходы:

$$(6400 + 3400 + 128563 + 19284 + 44354) \cdot 0,2 = 40400 \text{ руб.}$$

#### 4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Текущий проект	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИИ, руб.	6400	2000	7400	Пункт 4.3.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных работ, руб.	3400			Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы, руб.	128563			Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы, руб.	19284			Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды, руб.	44354			Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы, руб.	40400	39520	40600	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ, руб.:	242401	237121	243601	Сумма ст. 1- 6

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования по следующей формуле:

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

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования (таблица 13) -  $I_{\text{pi}}$ , определяется следующим образом:

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

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

$b_i^a$ , – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Надежность	0,2	5	3	5
2. Безопасность	0,15	5	5	5
3. Срок эксплуатации	0,25	5	3	4
4. Простота эксплуатации	0,15	5	4	4
5. Повышение производительности труда	0,25	5	3	5
Интегральный показатель ресурсоэффективности:	1	5	2,6	3,45

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании финансового и показателя ресурсоэффективности:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр}} .$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 14). Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):

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

Таблица 14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	2,6	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	5,05	2,68	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,9	1	1,3

## ВЫВОД

Для научного исследования по теме разработки технических решений по выбору насосного оборудования для обеспечения перекачки нефти по магистральному нефтепроводу определены целевой рынок и сегменты рынка, проведено сравнение конкурентных технических решений, показавшее что данный проект обладает высшим баллом среди конкурентных разработок, что позволяет судить о его эффективности. SWOT-анализ позволил выделить преимущества и недостатки исследования, а также оценить факторы, способные на них повлиять.

Выполнение проекта займет 90 календарных дней, график выполнения работ представлен диаграммой Ганта. Бюджет проекта составил 242401 рублей. Сравнительная эффективность разработки, рассчитанная из значений интегрального финансового показателя, равного 0,99 и интегрального показателя ресурсоэффективности разработки, равного 5, составляет 1,9. Этот результат превышает показатели конкурентных вариантов исполнения проекта, что говорит о его конкурентоспособности и экономической эффективности.

## 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 15).

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ									нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники (до места работы и	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 в тех случаях, когда ожет вызвать падение ых, сыпучих, жидких ктов 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 инспекции (до места работы и обратно)	Земляные работы	Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции	Сушка трубопровода	Изоляционные работы	Укладочные работы	Балластировка газом	Контроль качества ремонтных работ и материалов	Установка ЭХЗ	
Движущиеся ины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. подъемные)	+	+	+	-	+	+	+	-	-	ГОСТ 12.3.009-76 [10]
Воспламенение газовой среды, взрыв, пожар	-	+	+	-	+	+	-	-	-	ГОСТ 12.1.004-91 [11]

Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной 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 16.

Таблице 16 – Сведения об ОБ

№ 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 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 головноекружение, 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 17.

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO <sup>2</sup>	10	III
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	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 18).

Таблица 18 – 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 газовойоздушной 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 [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 19 [4].

Таблица 19 – 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, mA
	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 строительным-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 20 указаны виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады.

Таблица 20 – 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 газосварщика.
		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;
- 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 государственного регулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней

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.

## 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.: Стандартиформ, 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, ремонтноэксплуатационным 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».

27-ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования