

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
«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области»

УДК 622.692.4.052(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Рыжих Арина Ивановна		06.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д. т. н.		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Креницына 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
Универсальные компетенции	
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
Общепрофессиональные компетенции	
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
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	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
2Б8А	Рыжих Арине Ивановне

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>В качестве объекта исследования была выбраны процессы, реализуемые на нефтеперекачивающей станции, расположенной в Новосибирской области, и ее оборудование. Исследуемый объект относится к технологическим сооружениям повышенной опасности, имеющие большое влияние на окружающую среду и энергозатраты.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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"> 1. Проанализировать природно-климатические и географические условия расположения рассматриваемого объекта 2. Изучить требования и нормы, регламентирующие процессы проектирования и эксплуатации НПС и ее оборудования 3. Рассмотреть технологическую схему НПС и ее состав 4. Изучить принципы работы оборудования НПС и мероприятия, направленные на поддержание его работоспособности 5. Произвести расчет насосного оборудования НПС, подобрать насосный агрегат и электропривод для заданных условий работы 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Формирование выводов о проделанной работе
--	---

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

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д. т. н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Рыжих Арина Ивановна		10.02.2022

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8А		Рыжих Арина Ивановна	
Школа	Отделение школы (НОЦ)		
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы, оборудование: 17066,00 тыс. руб. Человеческие ресурсы: 120,3 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	10% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент; 30% премии; 12% надбавки.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2001г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 27,1%;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Формирование бюджета на реализацию проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет общей суммы затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Структура затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Рыжих Арина Ивановна		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8А		ФИО Рыжих Арина Ивановна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации. 	<p><i>Объект исследования:</i> совокупность оборудования, используемого на нефтеперекачивающей станции <i>Область применения:</i> магистральный транспорт нефти <i>Рабочая зона:</i> производственное помещение <i>Размеры помещения:</i> 30*50 м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосные агрегаты, системы фильтрации, предохранительные клапаны, системы сглаживания волн давления <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> прием, накопление, учет и перекачка нефти.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 декабря 2020 г. N 915н «Об утверждении Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»; Приказ Министерства энергетики РФ от 17.06.2003 N 225; СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы»; ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»; РД-23.080.00-КТН-107-13 «Магистральные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов. Нормы вибрации».</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень вибрации. 2. Повышенный уровень шума. 3. Производственные факторы, связанные с

<p>производственных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Пожаро- и взрывоопасность; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <p>использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: пожарный риск</p> <p>Воздействие на литосферу: засорение почвы производственными отходами</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);</p> <p>Техногенные аварии (отказ приборов контроля и сигнализации; производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; коррозия оборудования и трубопроводов; ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосных, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.)</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>Ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосных, взрыв паровоздушной смеси в помещении насосной; пожар в помещении насосной.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Рыжих Арина Ивановна		

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 2021/2022 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>Природно-климатические условия расположения объекта</i>	10
08.03.2022	<i>Общие сведения о НПС</i>	15
24.03.2022	<i>Характеристика оборудования выбранной НПС</i>	20
29.04.2022	<i>Подбор насосного агрегата и электропривода</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
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д. т. н., доцент		10.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		10.02.2022

Реферат

Работа содержит 93 страницы, 22 таблицы, 7 рисунков и 30 источников литературы.

Ключевые слова: нефть, нефтеперекачивающая станция, организационно-техническое обеспечение, эксплуатация, технологическое оборудование НПС, повышение надежности.

Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция, расположенная в Новосибирской области, и ее оборудование.

Цель работы: выявление организационно-технических факторов, направленных на повышение эффективности перекачки нефти через нефтеперекачивающие станции.

Работа является актуальной, поскольку нефтеперекачивающая станция является одним из основных объектов транспорта нефти и нефтепродуктов, следовательно, обеспечение ее эффективной и безаварийной работы – одна из приоритетных задач при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.

В процессе исследования был проведен литературный обзор компоновки нефтеперекачивающих станций, осуществлен анализ современного оборудования, рассмотрены принципы работы различных систем и оборудования, таких как насосы, системы сглаживания волн давления, дренажные системы и т.д. Произведены расчеты характеристик перекачиваемой нефти, а также произведён подбор насосного оборудования и электропривода.

В результате проделанной работы были изучены организационно-технические аспекты эксплуатации оборудования нефтеперекачивающей станции, обеспечивающие наиболее надежный режим ее работы.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Рыжих А.И.</i>		06.06.2022	Реферат		10	93
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		06.06.2022				
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022				
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Область применения: промежуточные нефтеперекачивающие станции.

Анализ эффективности был проведен на примере НПС Новосибирской области компании АО «Транснефть-Западная Сибирь».

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Abstract

This work contains 93 pages, 22 tables, 7 figures and 30 literature sources.

Keywords: oil, oil pumping station, maintenance, operation, pump station facilities, reliability.

The object of the study is an oil pumping station located in the Novosibirsk region and its equipment.

The purpose of the final paper: identification of organizational and technical factors aimed at improving the efficiency of oil transport through oil pumping stations.

The work is relevant, since the oil pumping station is one of the main objects of pipeline network, therefore, ensuring its efficient and trouble-free operation is priority.

During research, the literature review, analysis of modern equipment, reviewing the principles of operation of various systems and equipment, such as pumps, pressure wave smoothing systems, drainage systems, etc. regarding oil pumping station were considered. Calculations of the characteristics of the pumped oil were made, as well as the selection of pumping equipment and electric drive.

As a result, the organizational and technical aspects of the operation of the oil pumping station equipment, providing the most reliable mode of its operation, were studied.

Scope of application: booster pump station.

Booster oil pumping station of the Novosibirsk region (Transneft Western Siberia JSC) was reviewed for assessment of facilities efficiency.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Рыжих А.И.		06.06.2022				
Руковод.		Шадрина А.В.		06.06.2022			12	93
Рук.	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

взрывоопасная среда: Смесь воздуха с парами нефти с концентрацией, находящейся в области воспламенения.

головная нефтеперекачивающая станция: НПС с резервуарным парком, имеющая технологическую схему, позволяющую работать только по схеме «через резервуары» или «с подключенными резервуарами».

магистральная насосная станция: Сооружение, входящее в состав НПС и предназначенное для повышения давления в трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.

магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): Единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

перекачивающая станция магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Объект магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу).

перекачка нефти: Процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Термины и определения		
					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области		
Разраб.		Рыжих А.И.		06.06.2022	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		06.06.2022		13	93
Рук.	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

подпорная насосная станция: Сооружение, входящее в состав НПС и предназначенное для подачи нефти/нефтепродуктов из резервуарного парка на вход магистральных насосных агрегатов с давлением, обеспечивающим их работу вне зоны кавитации.

промежуточная НПС: НПС без резервуарного парка, имеющая технологическую схему, позволяющую работать только по схеме «из насоса в насос».

пропускная способность нефтепровода: Количество нефти, проходящее по газопроводу за единицу времени.

резервуар: Ёмкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

резервуарный парк: Группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами- при подземных резервуарах.

частотно-регулируемый привод: Система управления частотой вращения ротора асинхронного (или синхронного) электродвигателя.

эксплуатация магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Содержание

Введение.....	18
1 Природно-климатические условия расположения объекта.....	20
2 Общие сведения о НПС	22
2.1 Классификация НПС.....	23
2.2 Технологические схемы НПС	24
2.3 Технологическая схема НПС Новосибирской области.....	27
3 Характеристика оборудования выбранной НПС	29
3.1 Узел подключения станции.....	29
3.2 Фильтры-грязеуловители	30
3.3 Система сглаживания волн давления.....	32
3.4 Система дренажа, сбора утечек и резервуары-сборники.....	37
3.5 Насосный цех магистральных насосов	38
3.5.1 Требования к проектированию магистральной насосной	38
3.5.2 Насосные агрегаты.....	39
3.5.3 Регулирование работы НПС	40
3.5.4 Вспомогательное оборудование насосной станции	41
3.5.5 Техническое обслуживание и ремонт МНА	42
3.6 Узел регулирования давления	44
4 Расчетная часть.....	47
4.1 Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти	47
4.2 Определение диаметра и расчет толщины стенки трубопровода....	48
4.3 Подбор насосного оборудования для НПС и расчет рабочего давления на выходе.....	51

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>				06.06.2022	Содержание						
<i>Руковод.</i>				06.06.2022					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022					16	93	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А						

4.4	Расчет характеристик насоса НМ 10000-210	52
4.5	Пересчет характеристик насоса НМ 10000-210 с воды на вязкую нефть.....	54
4.6	Подбор электродвигателя для магистрального насоса НМ 10000-210.....	58
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
5.1	Планирование выполнения работ.....	60
5.2	Определение трудоемкости выполнения работ	61
5.3	График выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210	62
5.4	Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210	64
6	Социальная ответственность	73
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
6.2	Производственная безопасность	75
6.3	Экологическая безопасность.....	82
	Заключение	87
	Список используемых источников.....	89
	Приложение А	93

Введение

Транспортировка нефти по магистральным трубопроводам – сложный технологический процесс, обеспечение бесперебойной работы которого осуществляется с помощью различных технологических объектов. Одним из ключевых элементов магистрального нефтепровода является нефтеперекачивающая станция, решающая основные задачи по транспорту нефти, к которым относится прием, накопление, учет и перекачка нефти.

При этом именно в насосах нефтеперекачивающих станций происходят основные энергетические затраты. Именно по причине энергоемкости производственных процессов, реализуемых на НПС, активно применяются меры, направленные на совершенствование и повышение эффективности как оборудования, используемого на НПС, так и всей станции.

Оптимизация работы НПС и сокращение затрат на электроэнергию достигается, в том числе, за счет надлежащего организационно-технического обеспечения эксплуатации оборудования, предусматривающего качественный подход к регулярной диагностике и мероприятиям технического обслуживания и ремонта.

Благодаря своевременному проведению мероприятий технического обслуживания и ремонта также обеспечивается работоспособная, безаварийная и эффективная работа НПС, что является крайне актуальным вопросом.

Процесс эксплуатации оборудования нефтеперекачивающей станции рассмотрен на примере НПС, расположенной в Новосибирской области.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Рыжих А.И.</i>		06.06.2022	Введение			
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		06.06.2022			18	93
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Целью работы является выявление организационно-технических факторов, направленных на повышение эффективности перекачки нефти через нефтеперекачивающую станцию.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- Проанализировать природно-климатические и географические условия рассматриваемого объекта;
- Изучить нормативно-техническую документацию и тематические литературные источники;
- Рассмотреть основные системы и оборудование НПС согласно технологической схеме;
- Провести подбор насосного оборудования для рассматриваемой НПС;
- Рассмотреть вопросы финансового менеджмента и социальной ответственности.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1 Природно-климатические условия расположения объекта

Нефтеперекачивающая станция Новосибирского районного нефтепроводного управления АО «Транснефть – Западная Сибирь» располагается на территории Новосибирской области и относится к магистральному нефтепроводу «Омск – Иркутск».

Новосибирская область располагается на Юго-Востоке Западно-Сибирской низменности, поэтому ее поверхность представлена преимущественно равнинами. Однако территорию области, согласно данным Главного управления МЧС России по Новосибирской области [1], можно условно разделить на несколько ступеней, образующихся увеличением высот с запада на восток.

Западная часть Барабинской равнины является самой низкой ступенью, значение ее абсолютной высоты – 90-120 м.

Восточная часть Барабинской равнины поднимается до высоты 140-150 метров и вместе с Васюганской плоской равниной на севере области образует вторую ступень.

Третья ступень рельефа занимает Приобское плато с колебанием абсолютных высот от 150 до 300 м. Плато разделено долиной реки Обь на левобережную и правобережную части. Левобережье – низменная равнина, однако ей присущи лентообразные повышения рельефа – гривы, высотой от 3 до 10 метров. Правобережье характеризуется более холмистым рельефом, относительные высоты достигают 50-200 м.

На четвертой ступени находится самая высокая точка области (510 м над уровнем моря), расположенная на салаирских холмах заходящего на территорию области Салаирского кряжа, его абсолютные высоты от 400 до 500 и более метров.

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рыжих А.И.</i>		06.06.2022	Природно-климатические условия расположения объекта	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		06.06.2022			20	93
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Сейсмически активными в Новосибирской области являются Колывань-Томская складчатая зона (шестибалльная сейсмичность), расположенная на востоке области, и территория Салаира.

Климатический пояс, в котором расположена Новосибирская область, – умеренный. Климат региона континентальный, характеризующийся резко выраженной сезонностью и сильными среднемесячными и абсолютными колебаниями температуры воздуха, продолжительной холодной зимой, сравнительно коротким теплым летом и краткими переходными сезонами (весна и осень), отличающимися нестабильными погодными условиями и заморозками.

Самым холодным месяцем является январь со средней месячной температурой воздуха $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$, самым теплым – июль со средней температурой $+22\text{ }^{\circ}\text{C}$, заморозки начинаются во второй половине сентября и оканчиваются в конце мая. Количество атмосферных осадков, выпадающих в НСО, небольшое, средняя годовая сумма составляет 414 мм.

Речная сеть области умеренно развитая. Крупнейшей рекой, протекающей по территории области, является р. Обь, ее ширина в межень – 750-800 м, глубина составляет 2-5 м, скорость течения 1 м/сек. В районе г. Новосибирска р. Из порядка 430 рек [2], протекающих по территории области, крупными, кроме р. Обь, являются р. Иня, ширина и глубина которой составляет 60-120 м и 0,8-1,7 м соответственно, и р. Бердь шириной 2-16 м и глубиной до 1,2 м.

К водным ресурсам Новосибирской области относятся также озера, на территории области насчитывается более 3500 озер, крупнейшими из них являются оз. Чаны (площадь 2,6 тыс. км², глубина до 10 м, вода соленая), оз. Сартлан (площадь 270 км², глубина до 5 м, вода солоноватая) и оз. Убинское (площадь 600 км², глубина до 6 м, вода пресная).

Основными типами почв области являются подзолистые, болотные, серые лесные почвы, солонцы и солончаки.

						Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			21

2 Общие сведения о НПС

Нефтеперекачивающая станция – основной объект трубопроводного транспорта нефти, представляющий собой комплекс зданий, сооружений и оборудования, предназначенный для приема, накопления, учета и перекачки нефти по нефтепроводу.

Основная задача нефтеперекачивающей станции – создание в трубопроводе напора, достаточного для возмещения затраченной на преодоление сил трения энергии, и обеспечение тем самым перекачки нефти.

В состав НПС входят объекты технологического назначения и объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К первой группе относятся такие объекты, как:

- магистральная насосная,
- подпорная насосная,
- узел регулирования давления на выходе магистральной насосной станции,
- площадка фильтров-грязеуловителей,
- помещение системы сглаживания волн давления,
- площадка узлов с предохранительными устройствами,
- технологические трубопроводы с запорной арматурой,
- резервуарный парк.

Ко второй группе относятся:

- служебно-бытовые корпуса,
- сооружения, обеспечивающие водоснабжение,
- сооружения по хранению и утилизации промышленных и бытовых отходов
- насосная станция пожаротушения с резервуарами противопожарного запаса воды,

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рыжих А.И.</i>		06.06.2022	Общие сведения о НПС	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		06.06.2022			22	93
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- пожарное депо,
- механические мастерские и т.д.

2.1 Классификация НПС

НПС могут классифицироваться различным образом в зависимости от выбранного критерия.

Согласно РД-91.200.00-КТН-175-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования» [3], НПС по функциональным особенностям классифицируется на головные (ГНПС) и промежуточные (ПНПС).

Однако некоторые авторы [4] кроме ГНПС и ПНПС выделяют головные нефтеперекачивающие станции эксплуатационных участков нефтепровода (ГНПС эксплуатационных участков).

Приём нефти с промыслов и последующая подача ее в нефтепровод реализуется на ГНПС, что и отличает этот вид станций. Для этого ГНПС оснащаются буферной ёмкостью между промыслами нефтедобычи и магистралью, роль которой выполняет резервуарный парк. Кроме того, резервуарный парк является аварийной ёмкостью на случай аварии.

Компенсация потерь энергии жидкости, возникающих при движении нефти по трубопроводу, реализуется за счет расположения ПНПС по трассе с промежутками 50-100 км.

ГНПС эксплуатационных участков предназначены для облегчения управления процессом перекачки и локализации гидродинамических возмущений с помощью гидродинамического разобщения магистралей на участки протяженностью 400-600 км. Гидродинамическое разобщение достигается за счет размещения на НПС резервуарных парков, что обуславливает схожесть технологической схемы такой станции с ГНПС.

По наличию и отсутствию резервуарного парка станции могут классифицироваться как НПС с РП и НПС без РП соответственно.

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Для упрощения процесса сооружения НПС используется блочно-модульное (или блочно-комплектное) исполнение. Благодаря этому методу строительства станций на ее территории практически нет кирпичных, бетонных и железобетонных сооружений. При данном исполнении всё оборудование, включая автоматику, находится в функциональных блоках, которые монтируются на заводе и в готовом виде доставляются на станции.

Блочно-модульные конструкции могут быть смонтированы в блочно-модульных зданиях (стационарных сооружениях) или же под навесами на открытом воздухе. В случае монтажа насосных агрегатов и всех вспомогательных систем без возведения стационарных сооружений применяют металлические кожухи с автономными системами вентиляции и подогрева, защищающие оборудование от воздействия неблагоприятных погодных условий. Такие варианты исполнения блочно-модульной НПС называются НПС закрытого и открытого типа [5].

2.2 Технологические схемы НПС

Проведение операций по перекачке нефти обеспечивается согласно принципиальной схеме коммуникаций – технологической схеме НПС.

Простота и легкость чтения – основные требования, предъявляемые к технологическим схемам. Кроме того, необходимо обеспечение минимальной протяженности технологических трубопроводов на территории НПС и минимального числа установленных узлов запорной и регулирующей арматуры.

Основными узлами схем являются обвязка подпорных и основных насосов и обвязка резервуаров.

Осуществляющиеся схемы перекачки нефти по трубопроводам зависят от схемы присоединения насосов и резервуаров промежуточных станций. Выделяют четыре схемы перекачки (рис. 1):

- постанционная,

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

- с подключенным резервуаром,
- через резервуар,
- из насоса в насос [6].

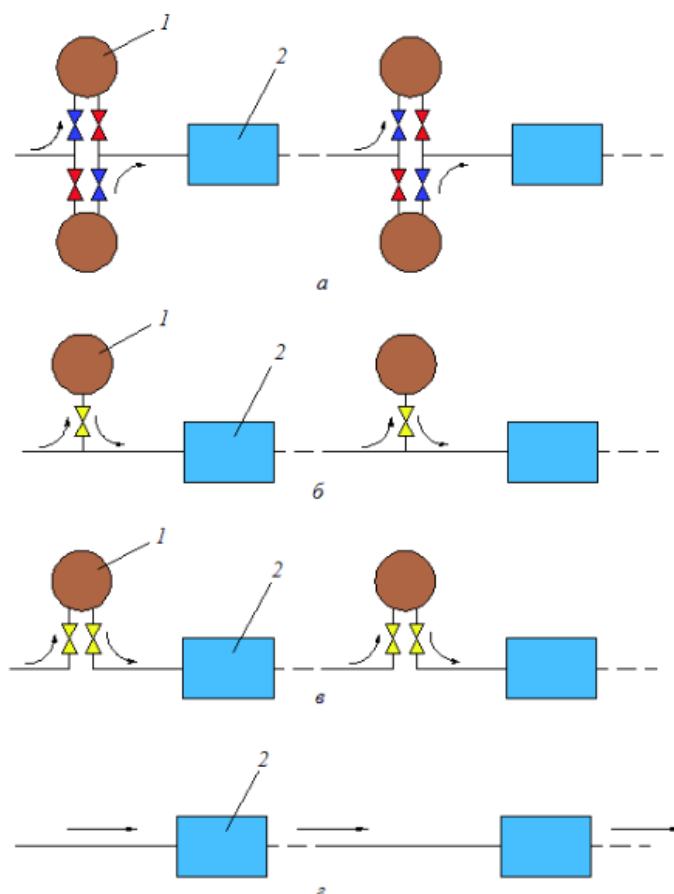


Рисунок 1 – Схемы перекачки нефти

(а – постанционная, б – с подключенным резервуаром, в – через резервуар, г – из насоса в насос; 1 – резервуар, 2 – насосный цех)

Постанционная схема перекачки (рис. 1, а) основывается на принятии нефти и откачке на последующую станцию из разных. Учет нефти, принимаемой с предыдущей станции и в то же время откачиваемой далее по трубопроводу, за счет поочерёдного наполнения и опустошения резервуаров реализуется достаточно точно. Недостатком такой схемы является большой объем потерь испаряющейся нефти, происходящий вследствие среднегодового колебания температур окружающей среды («больших дыханий»), что обуславливает нецелесообразность применения данной

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

схемы перекачки для транспортировки сырых нефтей и светлых нефтепродуктов.

Постанционная схема характерна для ГНПС магистрального нефтепровода и ГНПС его эксплуатационных участков.

Схема перекачки с подключенным резервуаром (рис. 1, б) сопровождается колебанием количества нефти в резервуаре при неоднородном приеме и подаче нефти, однако стоит отметить, что при синхронной работе станций уровень нефти в подключенной емкости остается практически неизменным. Потери нефти обуславливаются потерями от испарения под влиянием среднесуточных колебаний температуры («малых дыханий»).

В случае перекачки по схеме «через резервуар» (рис. 1, в) резервуар, в который поступает нефть от предыдущей станции, служит буфером, и из него же происходит откачка нефти. Такая система не позволяет производить постанционный учет перекачки, а потери нефти от испарения велики по причине усиленного движения нефти в резервуаре, что делает эту схему нерациональной для перекачки сырых нефтей и светлых нефтепродуктов.

Схемы перекачки, в которых задействуется резервуарный парк, существенно ослабляют влияние волн давления на нефтепровод.

Резервуары ПНПС в режиме перекачки из насоса в насос происходит отключаются от трубопровода и выполняют только функции резервных емкостей для приема сырья при аварии или ремонте. Схема «из насоса в насос» предполагает поступление нефти от станции выше по потоку непосредственно на приемные линии насосов станций для последующей транспортировки. Данная схема перекачки позволяет уменьшить финансовые затраты за счет исключения потерь нефти в резервуарных парках, вызванные испарением продукта, использования напора предыдущей станции в качестве подпора для насосов, а также за счет отсутствия необходимости в строительстве резервуарных парков, и тем самым значительно удешевляет процесс строительства НПС и транспортировки нефти в целом.

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

«Жесткая» гидравлическая связь всех участков трубопровода приводит к изменению режимов перекачки во всех участках системы при аварийных остановках и других ситуациях, влекущих за собой нарушение режима, на любом из участков. Этот эффект является главным недостатком схемы «из насоса в насос» и причиной разделения трубопроводов большой протяженности на эксплуатационные участки.

2.3 Технологическая схема НПС Новосибирской области

Технологическая схема рассматриваемой нефтеперекачивающей станции Новосибирской области представлена в Приложении А.

Данная схема соответствует схеме перекачки из насоса в насос и состоит из шести основных объектов (рис. 2): узла подключения станции, площадки фильтров-грязеуловителей, блок-бокса гашения ударной волны, система дренажа и сбора утечек, магистральной насосной и узла регулирования давления.

Нефть при движении по магистральному трубопроводу поступает на узел подключения станции 1, откуда затем поступает на площадку фильтров-грязеуловителей 2, на которой очищается от крупных механических частиц, содержащихся в поступающей нефти. На байпасе приемной линии НПС после площадки фильтров в качестве узла предохранительных устройств устанавливается блок-бокс гашения ударной волны 3, соединенный с безнапорными емкостями 4, в которые сбрасывается нефть при превышении давления на приеме станции. После прохождения основной линии нефть поступает во всасывающую линию магистральной насосной 5 и получает в приращение напора, последовательно пройдя через все насосные агрегаты. Затем нефть направляется в узел регулирования давления 6, служащий для установления требуемого начального давления в обслуживаемом участке трубопровода. Узел регулирования давления является заключительным объектом НПС, после которого нефть под давлением через узел подключения

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

станции 1 поступает в магистраль для дальнейшего движения по трубопроводу.

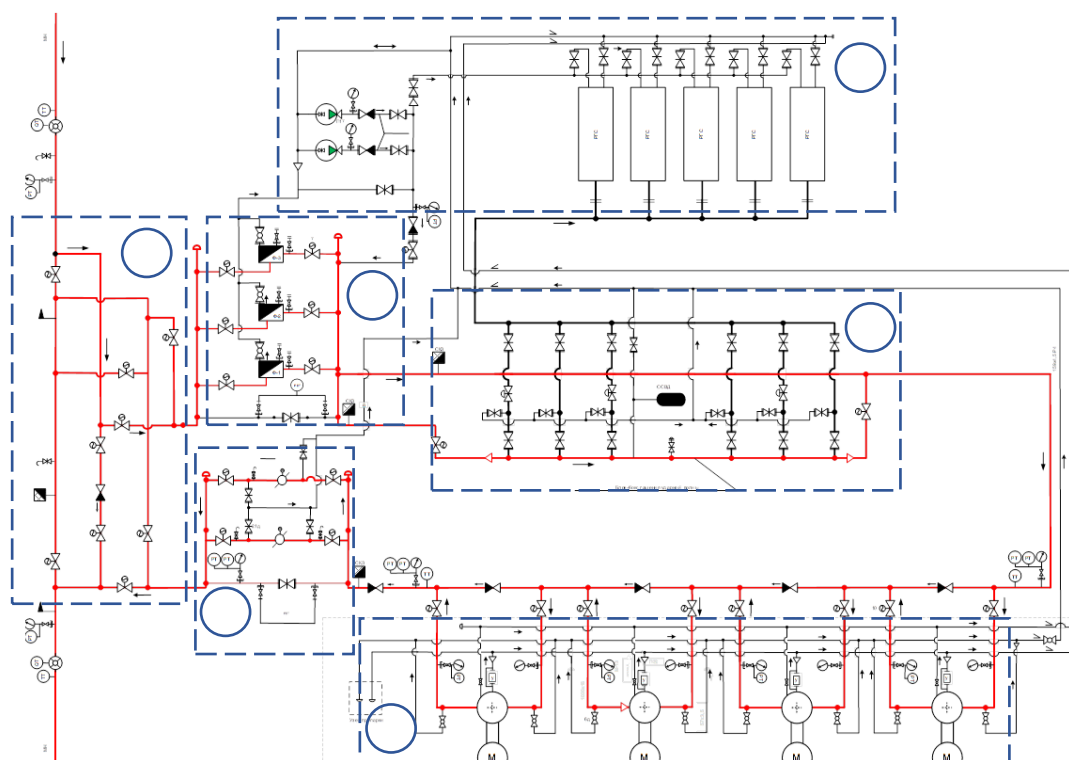


Рисунок 2 – Технологическая схема НПС

(1 – узел подключения станции, 2 – площадка фильтров-грязеуловителей, 3 – блок-бокс гашения ударной волны, 4 – система дренажа и сбора утечек, 5 – магистральная насосная, 6 – узел регулирования давления)

В приведенной схеме НПС в насосном цехе установлены четыре насосных агрегата, оборудованных электроприводами, из которых три находятся в работе, а один – в резерве, причем, каждый из насосных агрегатов может быть резервным.

					Общие сведения о НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					28	

3 Характеристика оборудования выбранной НПС

3.1 Узел подключения станции

Узел подключения станции (УПС) располагается за ограждением территории НПС и обеспечивает подключение станции к линейной части магистрального нефтепровода и ее отключение в случае необходимости.

Для обеспечения очистки и диагностики внутренней поверхности магистрального трубопровода НПС оборудуются узлами пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики, входящими в состав узла подключения станции.

На рассматриваемой станции реализуется вариант исполнения подключения с узлом пропуска СОД, который выполняет функцию пропуска внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств.

Состав и количество задвижек трубопроводной обвязки УПС различаются от станции к станции и зависят от компоновки конкретной НПС.

В состав УПС любой перекачивающей станции всегда входят:

- приемные и выкидные секущие задвижки, обеспечивающие подключение НПС к нефтепроводу или отключение НПС от нефтепровода (при необходимости они автоматически закрываются);
- задвижки, обеспечивающие пропуск потока нефти через узел подключения станции при остановке НПС и закрытых секущих задвижках, при этом в линию транзита монтируется обратный клапан для предотвращения перетока нефти с выкида НПС на прием.

Операции, выполняемые на узле пропуска СОД НПС:

- перекачку нефти через НПС;
- пропуск СОД через отключенную НПС;

					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рыжих А.И.</i>		06.06.2022	Характеристика оборудования выбранной НПС	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		06.06.2022			29	93
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>		06.06.2022		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- перекачку нефти минуя НПС через байпасный трубопровод с обратным затвором;
- прием СОД в камеру пропускa;
- запуск СОД из камеры пропускa.

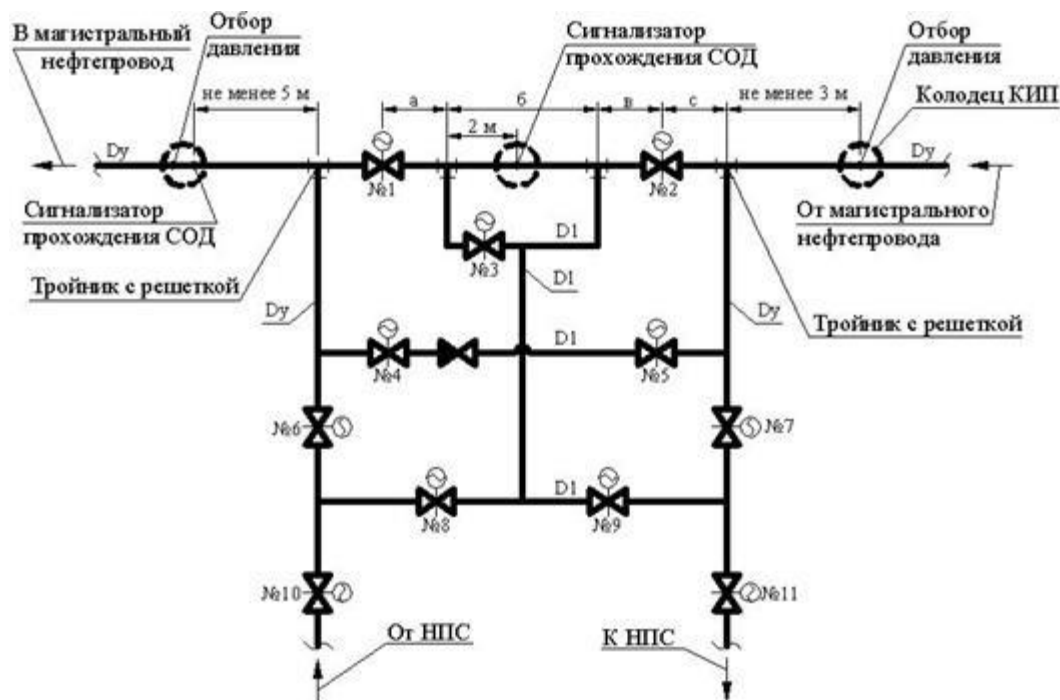


Рисунок 3 – Типовая технологическая схема узла подключения станции с пропуском СОД

Кроме того, УПС оборудуется сигнализаторами прохождения СОД для своевременного осуществления операций по открытию-закрытию задвижек, соответствующих схеме прохождения очистных устройств, а также манометрами и преобразователями расхода, давления и температуры для контроля параметров транспортировки нефти на входе в НПС и выходе из нее.

3.2 Фильтры-грязеуловители

Для защиты приборов и оборудования НПС от примесей, образование которых возможно при проведении ремонта и эксплуатации нефтепровода, необходимо очищать перекачиваемую нефть, с этой целью на входе НПС

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

предусмотрены фильтры-грязеуловители горизонтального исполнения (ФГГ), составляющие узел фильтрации (ФГУ).

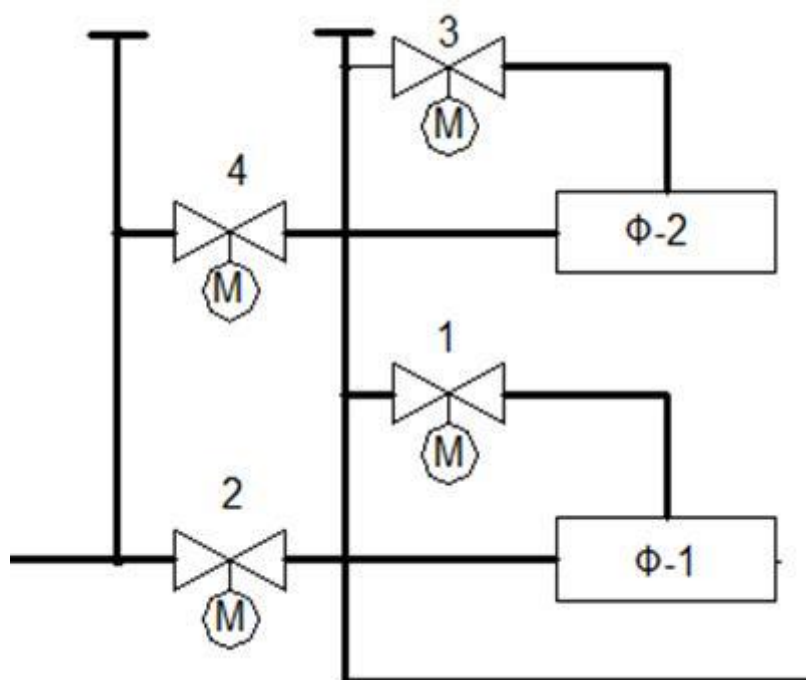


Рисунок 4 – Типовая технологическая схема площадки фильтров-грязеуловителей

Номинальная тонкость фильтрации фильтрующего элемента в зависимости от требований к магистральным и подпорным насосным агрегатам составляет 4 мм, 8 мм, 12 мм [7].

Система фильтров-грязеуловителей рассматриваемой НПС состоит из трех ФГГ, один из которых является резервным. Резервный фильтр при этом находится в заполненном состоянии.

При проведении очистки и ремонта опорожнение ФГУ, как и сбор утечек, производится в дренажный трубопровод.

Чистка фильтра производится по результатам контроля состояния фильтров, реализующегося по считыванию показаний датчика перепада давления. Если значения перепада давления достигают значений выше 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) фильтр отключают, нефть после закрытия задвижек

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

дренирует в емкость сбора утечек и дренажа с помощью патрубков соответственного назначения, а скопления удаляются через люк. Кроме того, по значению перепада давления судят о повреждении фильтрующего элемента, об этом свидетельствует перепад менее 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) [3].

Перепад давления, зарегистрированный на чистом фильтре-грязеуловителе с указанием соответствующих на данный момент вязкости и пропускной способности, используется в качестве результата сравнения.

Технические осмотры ФГУ проводятся:

- дежурным персоналом НПС 2 раза в смену с контролем перепада давления;
- инженерами служб 1 раз в день;
- заместителем начальника НПС 1 раз в 2 дня; начальником НПС 1 раз в месяц при общем обходе НПС.

Контроль перепада давления в течение не менее 12 ч после проведения операций по очистке магистрального трубопровода, ремонта и пропуска диагностических устройств проводится не реже одного раза в час.

3.3 Система сглаживания волн давления

После площадки ФГУ нефть проходит блок-бокс гашения ударной волны, то есть систему сглаживания волн давления (ССВД), расположенную на байпасе приемной линии НПС.

Остановка насосов на НПС или всей НПС вследствие плановой остановки для проведения профилактического ремонта, отключения электроснабжения или срабатывания защиты может вызвать резкое возрастание гидравлического сопротивления, сопровождающееся гидравлическим ударом.

В случае остановки насосного агрегата формируется волна повышенного давления, которая начинает двигаться навстречу основному потоку нефти, образуя волна давления оказывают

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

импульсное воздействие повышения давления на стенки трубопровода и оборудование и могут привести к нарушению целостности трубопровода.

Принцип действия ССВД заключается в соблюдении условий несущей способности технологического трубопровода за счет снижения скорости роста давления и его значения до допустимых вследствие перенаправления части потока с приемной линии в резервуары-сборники (безнапорные емкости).

Одним из основных преимуществ системы сглаживания волн давления является ее независимость от источника питания [8].

Рассмотрим схему ССВД «Аркрон-1000» фирмы «Грове» (Италия), представленную на рис. 5 [9].

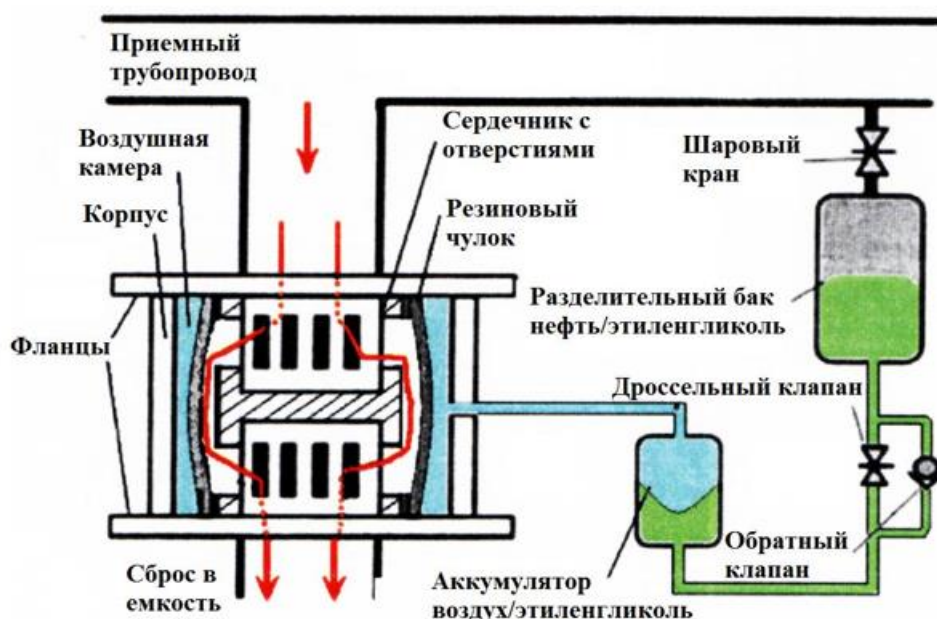


Рисунок 5 – Принципиальная схема системы сглаживания волн давления «Аркрон-1000»

Система ССВД «Аркрон-1000» представляет собой три основных элемента, образующих гидравлически сообщающиеся сосуды: клапан «Флекс-Фло», гидропневмоаккумулятор и разделительный бак.

Для препятствия загрязнения элементов системы парафинами и механическими примесями в разделительной емкости используется этиленгликоль, выступающий в роли антифриза, создающий изоляционный барьер на оборудовании ССВД за счет большей плотности, чем у нефти.

В разделительном баке, частично заполненном антифризом, создается среда нефть/этиленгликоль, которая связана со средой этиленгликоль/воздух в гидропневмоаккумуляторе (ГПА), заполненном под давлением 5-6 кгс/см². Связь разделительного бака с ГПА создается с помощью регулирующего дроссельного клапана, соединяющего нефтепровод с ГПА таким образом, что давление в аккумуляторе повышается с меньшей скоростью по сравнению со скоростью повышения давления в нефтепроводе. Дросселирующий клапан также регулирует односторонний проток жидкости из разделительного бака в аккумулятор. Проток антифриза из цепи обратно в аккумулятор осуществляется за счет обратного клапана, установленного параллельно с дроссельным клапаном.

Гидропневмоаккумулятор, в свою очередь, связан с клапаном «Флекс-Фло», представляющим собой сердечник с прорезями, на который натягивается эластичная камера – резиновый чулок. В нормальном состоянии при стационарном режиме перекачки давление в газовой полости клапана равняется давлению в трубопроводе, однако при нарушении режима перекачки вследствие выключения МНА или целой НПС нарастание давления на входе клапана происходит значительно быстрее, чем нарастание давления в воздушной камере клапана. Таким образом, рост давления в камере клапана определяется объемом газового пространства аккумулятора и сопротивлением регулирующего дросселя. Под воздействием разницы давлений резиновый чулок растягивается и нефть из трубопровода сбрасывается в безнапорный резервуар через прорези в сердечнике. При стабилизации давления и повышении его в воздушной камере резиновый чулок перемещается к сердечнику, и сброс нефти прекращается.

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Кроме системы «Аркрон-1000» также применяется система ССВД «Daniel», оборудованная клапанами марки «Дан-Фло». Технологическая схема системы «Daniel» принципиально сходна с системой «Аркрон-1000»: она состоит из клапанов «Дан-Фло», каждый из которых управляется отдельным поршневым гидропневмоаккумулятором, и разделительной емкости нефть-антифриз. Однако принцип действия клапана «Дан-Фло» основан на перемещении поршня, являющегося запорным элементом, сжатым воздухом, которым заполнена его внутренняя полость.

При нормальном режиме перекачки по трубопроводной системе, давление нефти на входе клапана равняется давлению воздуха в его внутренней полости. Значение силы, действующей на поршень со стороны внутренней полости и определяющейся давлением воздуха и усилием пружины, больше силы, которая действует со стороны трубопровода, клапан находится в закрытом состоянии. Росте давления, происходящем со скоростью больше допустимой, нефти поршень перемещается, и в результате открытия клапана нефть сбрасывается в безнапорную емкость.

Дифференциальное давление, являющееся разностью давлений во внутренней пневматической полости клапана и на его входе, определяет степень открытия клапана: чем выше значение дифференциального давления, тем больше открыт клапан. По мере поступления жидкости в ГПА давление в пневматической полости повышается и происходит плавное закрытие клапана.

Клапаны ССВД срабатывают при превышении давления в трубопроводе в диапазоне от 0,1 до 0,4 МПа над давлением настройки ГПА, установленном в диапазоне от 0,4 до 3,0 МПа, при скорости роста давления, превышающей установленную скорость настройки в диапазоне от 0,01 до 0,06 МПа/с [3].

На технологической схеме рассматриваемой НПС блок-бокс гашения ударной волны устанавливается на байпасе приемной линии после ФГУ и состоит из шести параллельных линий с тремя расположенными на них

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

клапанами ССВД, один из которых – резервный. Отключение ССВД от приемной линии НПС осуществляется с помощью двух задвижек с электроприводом, до и после исполнительных органов (клапанов ССВД) также предусматривается установка задвижек.

Кроме того, не реже одного раза шесть месяцев проводится проверка эффективности, в ходе которой сравнивается фактическая скорость повышения давления на приеме НПС при ее остановке и расчетная скорость повышения давления, принятая из руководства по эксплуатации. По результатам проверки строятся линии трендов изменения давления по отклонению крутизны фактического графика судят о загрязнении трубопровода, заполненного разделительной жидкостью и необходимости промывки.

Для обеспечения безаварийной работы системы гашения ударной волны контроль ССВД для проверки ее работоспособности проводится каждый раз после срабатывания системы, но не реже одного раза в смену, при этом производится визуальный контроль проверяются всех соединений на возможные повреждения и утечки.

В техническое обслуживание ССВД, проводимое один раз в месяц, входят следующие виды работ [10]:

В перечень работ, проводящихся при ежегодном текущем ремонте, входят работы, включенные в состав работ технического обслуживания, а также:

- контроль герметичности дросселирующего и обратного клапанов;
- разборка аккумулятора и дефектация его деталей;
- проверка герметичности; замена, при необходимости, камеры;
- внешний осмотр системы с целью обнаружения возможных утечек жидкости, воздуха;
- внешний осмотр насосов откачки;
- контроль герметичности соединений трубопроводов, емкостей, арматуры;
- проверка уровня жидкости в разделительном баке.

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- разборка, дефектация деталей клапанов их ремонт, замена дефектных эластичных камер и элементов уплотнения;
- разборка насоса и компрессора, дефектация деталей их ремонт или замена;
- удаление механических примесей из отстойников разделительного бака и резервуара;
- пневматическое и гидравлические испытания и т.д.

Капитальный ремонт проводится 1 раз в 15 лет и включает в себя работы, проводимые при текущем ремонте, а также

- демонтаж, промывка, осмотр, при необходимости ремонт огневых предохранителей (при их наличии);
- замену огненных предохранителей;
- обследование состояния емкостей сброса и гашения ударной волны.

По завершении ремонта и испытаний осуществляется настройка дросселирующего клапана.

3.4 Система дренажа, сбора утечек и резервуары-сборники

Для отвода утечек из оборудования НПС и его дренажа при проведении ремонтных работ на нефтеперекачивающей станции предусмотрена система дренажа и сбора утечек, представляющая собой систему отдельных вспомогательных трубопроводов, подключенных к резервуарам-сборникам.

Резервуары-сборники также являются емкостями, в которые собирается нефть при срабатывании системы гашения ударной волны.

На рассматриваемой НПС Новосибирской области расположены пять горизонтальных стальных резервуаров, выполняющих роль резервуаров-сборников. В сторону данных емкостей технологической схемой предусмотрен постоянный уклон всех трубопроводов, входящих в систему дренажа, угол уклона составляет не менее 0,002.

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

На отдельной площадке в стакане располагаются два полупогружных электронасосных агрегата, выполненных во взрывозащищенном исполнении, предназначенных для опустошения безнапорных емкостей, при этом их подача должна обеспечивать полную откачку емкостей не более, чем за 3 ч, в то время как напор выбирается исходя из значений допустимого давления во вспомогательных трубопроводах.

Для борьбы с парафиноотложениями в трубопроводах магистральной насосной, обеспечивающих сбор утечек из насосных агрегатов и их дренаж, в помещении основной насосной на концах трубопроводов оборудуется узел пропарки для нагнетания горячей нефти.

3.5 Насосный цех магистральных насосов

Основным оборудованием нефтеперекачивающей станции, непосредственно обеспечивающим перекачку нефти по трубопроводной системе, является насосно-силовое оборудование, расположенное в насосном цехе магистральных насосов.

3.5.1 Требования к проектированию магистральной насосной

При строительстве НПС в блочно-модульном исполнении основные насосные станции выполняются в блоках заводского исполнения, которые транспортируются на место строительства практически в полном сборе.

Насосный цех может быть спроектирован в двух исполнениях: с разделительной огнестойкой (брандмауэрской) стеной или без нее. Выбор типа насосного цеха зависит от варианта исполнения приводов нефтеперекачивающих агрегатов. При взрывозащищенном исполнении привода (продуваемый, во взрывонепроницаемой оболочке) нет необходимости в разделении цеха на залы, при использовании двигателя общепромышленного назначения помещение насосной разделяют воздухонепроницаемой перегородкой на два отдельных зала с отдельными выходами и входами [11].

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Грузоподъемность мостовых кранов, устанавливаемых в насосном цехе, должна соответствовать установленному в зале оборудованию, имеющему максимальный вес.

Поскольку проектирование системы сбора утечек и дренажа предусматривает прокладку соответствующих трубопроводов под уклоном для обеспечения самотечного слива утечек, компоновка оборудования и трубопроводная обвязка вспомогательных систем насосов должна также гарантировать условие самотечного слива [12].

Поскольку насосы жестко связаны с технологическими трубопроводами, они устанавливаются на фундаментах, которые не связаны с основанием основной насосной, без возможности их дальнейшего перемещения.

В силу необходимости регулирования соосности валов насосов и двигателей при работе МНА, электроприводы агрегатов устанавливаются относительно подвижно.

Подпорные насосы не устанавливаются на ПНПС, осуществляющих перекачку «из насоса в насос», поскольку в таких ситуациях используется подпор, созданный предыдущей НПС, для обеспечения нормального бескавитационного функционирования основных насосов.

Насосный цех основных насосов на рассматриваемой НПС включает в себя четыре последовательно соединенных насосных агрегата, один из которых находится в резерве. Благодаря последовательному соединению поток нефти проходит поочередно через каждый насос для увеличения суммарного давления на выходе насосной.

Каждый насос оборудован сигнализатором затопления утечек магистрального насосного агрегата (МНА) и подключен к системе сбора утечек.

3.5.2 Насосные агрегаты

Насосные агрегаты, которыми оборудуется магистральная

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

насосная (МН) НПС, комплектуются соединительной муфтой с электродвигателем с частотным преобразователем в случае применения насосов с частотно-регулируемым приводом, торцевыми уплотнителями, вспомогательными системами.

К современным насосно-силовым агрегатам, преимущественно используемым в настоящее время на НПС, относятся центробежные насосы типа НМ (нефтяной магистральный) [13], их выпуск производится согласно стандарту ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры» [14].

Данные насосы представлены моделями с подачей от 125 до 10000 м³/час. При подаче до 1250 м³/час насосы представляют собой секционные многоступенчатые агрегаты; при подаче более 1250 м³/час – одноступенчатые спиральные с двусторонним входом, имеющие от одного до трех сменных роторов на подачи 0,5Q₀, 0,7Q₀, 1,25Q₀.

3.5.3 Регулирование работы НПС

Регулирование работы всей НПС может реализоваться методами плавного или ступенчатого регулирования за счет регулирования режима работы оборудования насосного цеха.

К методам плавного регулирования относят перепуск, дросселирование и изменение числа оборотов ротора насосов.

При использовании перепуска рост производительности НПС осуществляется за счет перепуска с выхода насоса вновь на его вход части потока нефти, однако это приводит также к снижению производительности линейной части трубопровода, что делает метод перепуска неэкономичным, поскольку вызывает перерасход энергии на единицу транспортируемой нефти.

При использовании метода дросселирования происходит сужение поперечного сечения трубопровода и всего потока и создание искусственного сопротивления за счет использования регулирующих заслонок с

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

дистанционным управлением с щита НПС. В данных условиях непроизводительно развивается излишний напор на НПС, что в совокупности с уменьшением производительности нефтепровода также приводит к избыточному расходу энергии и, как следствие, излишним затратам.

При использовании метода, заключающегося в изменении числа оборотов ротора, изменение производительности насосов пропорционально изменению числа оборотов, что обеспечивает отсутствие перерасходов энергии за счет соответствия создаваемого станцией напора и гидравлическим потерям нефтепровода. Таким образом, метод частотного регулирования является наиболее экономичным.

Методы ступенчатого регулирования не позволяют изменять режим работы системы на промежуточные значения, что требует дополнительного подрегулирования неэкономичными методами плавного регулирования (зачастую, дросселированием), что не позволяет обеспечить минимум энергозатрат.

Тем не менее, метод регулирования изменением диаметра рабочего колеса обточкой на станке является исключением и широко применяются. Согласно ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры» [15], снижения КПД насосов практически не наблюдается, если обточка колеса не превышает 10%, поскольку подача насоса изменяются пропорционально изменению диаметра рабочего колеса, что обеспечивает минимальные затраты энергии на трубопроводный транспорт при требуемом режиме работы НПС.

3.5.4 Вспомогательное оборудование насосной станции

Вспомогательное оборудование МН позволяет обеспечить оптимальные условия для работы магистральных насосов.

К вспомогательным системам относятся система смазки насосно-силовых агрегатов, система охлаждения воздушного пространства

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

электродвигателей при замкнутом цикле их вентиляции, система сбора и отвода утечек от концевых уплотнений насосов, система вентиляции помещений.

Системы смазки и сбора и отвода утечек выполняют наиболее важные функции, при этом система смазки присуща только насосным агрегатам, выполненным на базе спиральных насосов, поскольку спиральные насосы и приводящие их двигатели имеют принудительную систему смазки под давлением.

Сбор и отвод утечек от торцевых уплотнений реализуется с помощью специальных трубопроводов, присоединенных к камерам уплотнений, по этим трубопроводам утечки поступают в общий коллектор утечек станции и далее в безнапорную емкость.

3.5.5 Техническое обслуживание и ремонт МНА

Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонтов МНА приведена в табл. 1 [10].

Таблица 1 – Периодичность технического обслуживания, ремонтов и диагностического контроля магистральных насосов

Тип насоса	Периодичность, не более, ч				
	ТО	Планового диагностиче- ского контроля	Текущего ремонта	Среднего ремонта	Капитальног о ремонта
НМ 125-550 - НМ 710-280	500	2500	5000	10000	20000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	600	3000	6000	12000	24000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	600	3000	6000	12000	36000

При этом для насосов, наработка которых составляет менее 500 ч в течение года, техническое обслуживание необходимо проводить с частотой не реже одного раза в 6 месяцев.

Периодичность среднего ремонта, указанная в табл. 1, регламентирует проведения среднего ремонта для насосов, наработка вала которых менее

50000 ч. Насосы, наработка валов которых составляет от 5000 до 72000 ч, должны проходить процедуру среднего ремонта с периодичностью, указанной в таблице 2.

Таблица 2 – Периодичность дефектоскопического контроля валов магистральных насосов

Тип насоса	Периодичность дефектоскопического контроля, ч	
	При наработке вала до 50000 ч	При наработке вала от 50000 до 72000 ч
НМ 125-550 - НМ 710-280	10000	5000
НМ 1250-260 - НМ 5000-210	12000	6000
НМ 7000-210 - НМ 10000-210	12000	6000

В объем работ, проводимых при техническом обслуживании магистральных насосов, входят:

- визуальный контроль герметичности стыков крышки с корпусом, мест соединений с технологическими и вспомогательными трубопроводами, уплотнений вала;
- проверка состояния фланцевых и резьбовых соединений;
- проверка технического состояния муфты;
- контроль наличия и качества смазки в зубчатых муфтах, при необходимости, замена смазки;
- визуальный контроль герметичности трубопроводов системы смазки, охлаждения.

При текущем ремонте проводится тот же набор операций, что и при ТО, а также:

- проверка состояния подшипников, измерение радиальных зазоров между валом и вкладышем подшипников;
- промывка трубопроводов отвода утечек горячей водой;
- демонтаж и замена при необходимости узла торцовых уплотнений, промывка, визуально-измерительный контроль, при исправности – установка в насос;

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проверка центровки и ее выполнение при необходимости.

К среднему ремонту относятся следующие виды работ:

- опорожнение от нефти, вскрытие и разборка насоса;
- демонтаж всех вспомогательных трубопроводов, осмотр, промывка;
- контроль целостности корпуса и крышек подшипников;
- восстановление антикоррозионных покрытий и окраски;
- чистка, промывка и визуальный осмотр узлов и деталей, при необходимости, замена или ремонт;
- замена ротора (если срок проведения дефектоскопии или списания совпадает с временем выполнения ремонта или выявлен дисбаланс);
- обследование состояния фундамента на отсутствие трещин, определение величины его осадки.

При капитальном ремонте к объему работ среднего ремонта также добавляется:

- визуально-измерительный контроль корпусных деталей;
- контроль состояния сопрягаемых поверхностей крышки и корпуса насоса на плоскостность, наличие каверн, вмятин, рисок;
- контроль магнитометрическим или ультразвуковым методом зон сопряжения входного и напорного патрубков с корпусом насоса с принятием решения об устранении дефекта или замене корпуса насоса;
- гидравлическое испытание на прочность, плотность и герметичность совместно с технологической обвязкой давлением $1,25 P_{\text{раб}}$.

3.6 Узел регулирования давления

После магистральной насосной на выходе НПС размещается узел регулирования давления, предназначенный для поддержания заданных величин давлений.

Повышение давление в трубопроводах НПС, работающей по схеме «из насоса в насос» может происходить, в числе прочего, при снижении колебаниях давления из-за запуска и остановки насосно-силовых агрегатов

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

на одной из станций, запуска на станции насосов для откачки резервуаров сбора утечек.

Регулирование минимального давления на входе и максимального давления на выходе МН осуществляется методом дросселирования.

Узел регулирования на рассматриваемой НПС размещается надземно на открытой площадке без укрытия и состоит из двух регулирующих устройств (одно в работе и одно – в резерве), в качестве которых применяются электроприводные поворотные заслонки. Прямые участки длиной, равной пяти диаметрам, до и после места установки регулирующих устройств обеспечивают однородное распространение потока.

Для поворотных заслонок допустимый перепад давления, при котором обеспечивается функция регулирования, составляет не более 3 МПа, в то время как при полном открытии заслонки, то есть при отсутствии регулирования, перепад давления на устройстве, обеспечивающем регулирование, должен быть равен не более 0,02-0,03 МПа.

Принцип действия узла регулирования давления, оснащенного заслонкой, заключается в повышении давления до заслонки при ее прикрытии. При этом давление на приеме НПС повышается, а давление за заслонкой – понижается. Поскольку нормальная работа нефтепровода подразумевает, что давление на приеме НПС выше предельно допустимого давления, в то время как на выходе из НПС – ниже, регулирующая заслонка в номинальном положении открыта.

При закрытии заслонки происходит уменьшение производительности насоса, равное уменьшению производительности нефтепровода, что ведет к увеличению напора насоса и снижению напора в трубопроводе.

Технический осмотр регуляторов проводится дежурным персоналом НПС 2 раза в смену и включает в себя проверку герметичности регулирующих заслонок, герметичность сальниковых уплотнений вала и отсутствие видимых повреждений на элементах привода [10].

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Техническое обслуживание регуляторов давления проводится один раз в месяц и включает в себя

- наружный осмотр и контроль на отсутствие утечек;
- проверка и подтяжка сальниковых уплотнений вала, при необходимости, замена;
- проверка наличия смазки в электроприводе и редукторе, при необходимости, пополнение;
- проверка целостности и исправности вала, рычагов привода, деталей сопряжения с электроприводом;
- проверка и подтяжка контактных соединений электропривода;
- техническое обслуживание электроприводов регуляторов давления.

Текущий ремонт проводится ежегодно и типовой объем работ для данного вида ремонта включает в себя работы, проводимые при ТО, а также

- проверка и подтяжка контактных соединений электропривода, восстановление изоляции выходных концов проводов, проверка состояния элементов взрывозащиты электродвигателя;
- проверка срабатывания регуляторов давления на открытие-закрытие.

Капитальный ремонт выполняется специализированной организацией по разработанной технологической карте с учетом результатов диагностического контроля и технического освидетельствования. Капитальный ремонт проводится через 16 лет и заключается в проведении следующих работ:

- проверка срабатывания регуляторов давления на открытие-закрытие;
- демонтаж редуктора и регулятора давления (заслонки), разборка, дефектация всех деталей, включая корпус, замена или восстановление дефектных деталей.

					Характеристика оборудования выбранной НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4 Расчетная часть

Исходные данные для технологического расчета

Годовая производительность нефтепровода $G_T = 51$ млн. т/год;

Плотность нефти $\rho_{ст} = \rho_{20} = 755$ кг/м³;

Динамическая вязкость $\mu_{ст} = \mu_{20} = 85$ мПа·с;

Средневзвешенная температура перекачиваемой по МНП нефти $t_{п.н} = -1,5$ °С;

Допустимое рабочее давление $p_{доп} = 4,75$ МПа.

4.1 Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти

Расчетная плотность перекачиваемой нефти ρ_t при заданной температуре рассчитывается по формуле:

$$\rho_t = \rho_{ст} - \gamma(t_{п.н.} - t_{ст}), \quad (1)$$

где γ – средняя температурная поправка к плотности, кг/(м³·°С), по таблице 1 принимаем $\gamma = 0,831$ кг/(м³·°С),

$\rho_{ст}$ – плотность нефти в стандартных условиях (нормальном атмосферном давлении $P_{ст} = 0,1$ МПа = 1 атм = 1 кг/см² и температуре $t_{ст} = 20$ °С), кг/м³.

Таблица 3 – Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. Поправка γ , [кг/(м ³ ·°С)]	Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. Поправка γ , [кг/(м ³ ·°С)]
630,0 – 699,9	0,910	800,0 – 809,9	0,765
700,0 – 709,9	0,897	810,0 – 819,9	0,752
710,0 – 719,0	0,884	820,0 – 829,9	0,738
720,0 – 729,9	0,870	830,0 – 839,9	0,725
730,0 – 739,9	0,857	840,0 – 849,9	0,712
740,0 – 749,9	0,844	850,0 – 859,9	0,699
750,0 – 759,9	0,831	860,0 – 869,9	0,686
760,0 – 769,9	0,818	870,0 – 879,9	0,673

Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжих А.И.		06.06.2022
Руковод.		Шадрина А.В.		06.06.2022
Рук.	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022
Расчетная часть				
			Лит.	Лист
				47
			Листов 93	
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А				

Продолжение таблицы 3

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. Поправка γ , [кг/(м ³ ·°C)]	Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. Поправка γ , [кг/(м ³ ·°C)]
770,0 – 779,9	0,805	880,0 – 889,9	0,660
780,0 – 789,9	0,792	890,0 – 899,9	0,647
790,0 – 799,9	0,778		

Найдем расчетную плотность нефти

$$\rho_t = 755 - 0,831 \cdot (-1,5 - 20) = 772,867 \text{ кг/м}^3.$$

Расчетная кинематическая вязкость ν_t находится по формуле

$$\nu_t = \frac{\mu_t}{\rho_t}, \quad (2)$$

где ρ_t и μ_t – плотность, кг/м³, и динамическая вязкость, Па·с, соответственно, перекачиваемой жидкости при $t = t_{п.н}$, которая находится по известной формуле Рейнольдса-Филонова:

$$\mu_t = \mu_{ст} \cdot e^{-\beta(t_{п.н} - t_{ст})}, \text{ при } -5 \text{ °C} \leq t_{п.н} \leq 80 \text{ °C}, \quad (3)$$

где β – коэффициент крутизны вискозограммы, $\beta = 0,02 - 0,03$, где нижний предел соответствует высоким температурам, а верхний – низким.

Принимаем $\beta = 0,025$ и определяем динамическую вязкость при температуре перекачки по формуле (3)

$$\begin{aligned} \mu_t &= 85 \cdot 10^{-3} \cdot e^{-0,025(-1,5-20)} = 0,1455 \text{ Па} \cdot \text{с}, \\ \nu_t &= \frac{0,1455}{772,867} = 0,0001882 \text{ м}^2/\text{с} = 188,2 \text{ мм}^2/\text{с}. \end{aligned}$$

4.2 Определение диаметра и расчет толщины стенки трубопровода

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле (4)

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q_{ч}}{3600\pi\omega_0}}, \quad (4)$$

где $Q_{ч}$ – расчетная часовая производительность нефтепровода, м³/час;

ω_0 – скорость перекачки, м/с.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Расчетная часовая производительность нефтепровода при $\rho = \rho_t$ определяется по формуле (5)

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\Gamma} \cdot K_{\Pi}}{N_{\Gamma} \cdot \rho_t}, \quad (5)$$

где G_{Γ} – годовая пропускная способность нефтепровода, кг/год;

K_{Π} – коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов принимаемый $K_{\Pi} = 1,07$;

N_{Γ} – годовой фонд рабочего времени, ч, $N_{\Gamma} = 350 \cdot 24 = 8400$ ч.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{51 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{8400 \cdot 772,867} = 8405,623 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Скорость перекачки ω_0 определяется по графику на рис. 6.

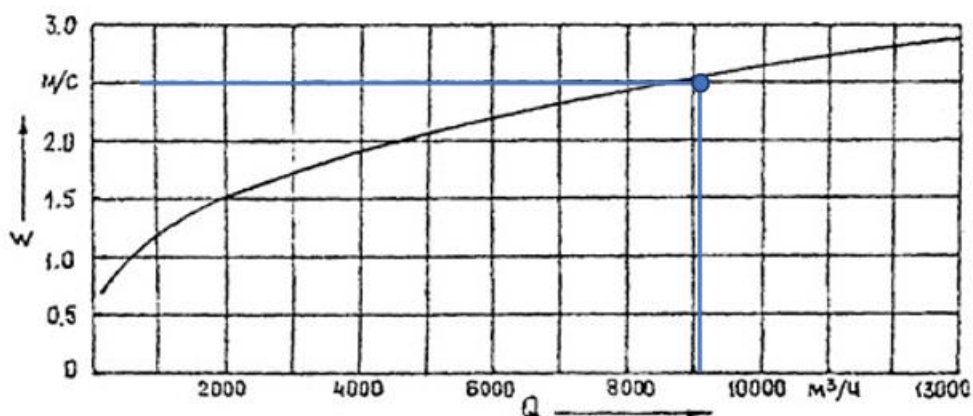


Рисунок 6 – Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода

(ω – скорость перекачки, м/с;

Q – производительность нефтепровода, м³/ч)

Для рассчитанной часовой перекачки $Q_{\text{ч}} = 8405,62 \text{ м}^3/\text{ч}$ ориентировочная скорость перекачки составляет $\omega_0 = 2,5 \text{ м/с}$, тогда внутренний диаметр по формуле (4)

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 8405,62}{3600 \cdot \pi \cdot 2,5}} = 1,09 \text{ м}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Подбираем ближайший стандартный диаметр трубопровода $D_n = 1020$ мм.

Согласно требованиям СП 36.13330.2012 [16], магистральные нефтепроводы диаметром $D_y = 700$ м и более относятся к трубопроводам третьей категории, коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m = 0,99$.

Для дальнейших расчетов примем, что для сооружения нефтепровода были использованы трубы прямошовные из стали марки 17Г1С, класс прочности К52, изготавливаемые по ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия» [17] Выксунским металлургическим заводом. Временное сопротивление стали на разрыв $\sigma_B = 510$ МПа; коэффициент надежности по материалу $k_1 = 1,34$.

Определим расчетное сопротивление растяжению металла труб

$$R_1 = \frac{R_1^n m}{k_1 k_n}, \quad (6)$$

где R_1^n – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления (предела прочности), МПа, $R_1^n = \sigma_B = 510$ МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода по СП 36.13330, $m = 0,99$;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по СП 36.13330, $k_n = 1,1$.

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 342,537 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки определяется по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (7)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе), согласно с СП 36.13330 принимается $n = 1,15$;

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

p – допустимое давление в трубопроводе, МПа.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,75 \cdot 1020}{2(342,537 + 1,15 \cdot 4,75)} = 8,0054 \text{ мм.}$$

Округляем полученное расчетное значение толщины стенки до ближайшего большего стандартного значения $\delta_n = 8 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле (8):

$$d_{\text{вн}} = D_n - 2 \cdot \delta, \quad (8)$$

$$d_{\text{вн}} = 1020 - 2 \cdot 8 = 1004 \text{ мм.}$$

4.3 Подбор насосного оборудования для НПС и расчет рабочего давления на выходе

Для нефтепровода с часовой производительностью $Q_{\text{ч}} = 8405,623 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбираем магистральный насос НМ 10000-210.

Напор, развиваемый насосом, определяется по формуле (9)

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (9)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты (Q-H)-характеристики насоса;

Q – часовая производительность нефтепровода, $\text{м}^3/\text{час}$.

Для насоса с диаметром рабочего колеса $D_2 = 505 \text{ мм}$ $a = 293,7$, $b = 8,7817 \cdot 10^{-7}$, напор магистрального насоса НМ 10000-210 составит:

$$H_{\text{м}} = 293,7 - 8,7817 \cdot 10^{-7} \cdot 8405,6^2 = 230,954 \text{ м.}$$

Рабочее давление с учетом работы трех последовательно соединенных магистральных насосов на НПС определяется по формуле (10)

$$p = \rho \cdot g \cdot m_{\text{М}} \cdot H_{\text{М}} \leq p_{\text{доп}}, \quad (10)$$

где g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$, $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$;

$m_{\text{М}}$ – число последовательно соединенных и работающих насосов, $m_{\text{М}} = 3$;

$p_{\text{доп}}$ – допустимое давление НПС, соответствующее условию прочности корпуса насоса или допустимому давлению запорной арматуры, МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$p = 772,867 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 230,954 = 5,253 \text{ МПа.}$$

В результате рабочее давление на выходе НПС превышает допустимое значение $p_{\text{доп}} = 4,75 \text{ МПа}$, поэтому необходимо уменьшить значение диаметра рабочего колеса в пределах 10% согласно ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры» [18], тогда значение диаметра ротора $D_2' = 460 \text{ мм}$ для всех магистральных насосов. Пересчитаем напор с учетом обрезки ротора рабочего колеса напор магистрального насоса ($a = 264,5$; $b = 8,6302 \cdot 10^{-7}$):

$$H'_m = 264,5 - 8,6302 \cdot 10^{-7} \cdot 8405,6^2 = 203,524 \text{ м.}$$

Тогда давление составит

$$p' = 772,867 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 203,524 = 4,629 \text{ МПа.}$$

Условие (10) выполняется после пересчета напора и обточки рабочего колеса, соответственно, для насоса НМ 10000-210 примем диаметр рабочего колеса $D_2 = 460 \text{ мм}$.

4.4 Расчет характеристик насоса НМ 10000-210

Основные характеристики насоса НМ 10000-210 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики насоса НМ 10000-210

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, м ³ /ч	Частота вращения, п, об/мин	Номинальные параметры			
				Подача, м ³ /ч	Напор, м	Доп. кавит. запас, м	К.П.Д., %
НМ 10000-210	0,5·Q _Н	4000 – 6500	3000	5000	210	45	80
	0,7·Q _Н	5500 – 8000		7000		60	84
	1,0·Q _Н	8000 – 11000		10000		65	89
	1,25·Q _Н	10000 – 13000		12500		97	87

Для расчета основных характеристик насоса необходимы эмпирические коэффициенты, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Справочные данные по насосу НМ 10000-210

Типоразмер насоса	Коэффициенты			Параметры насоса, мм			
	10 ⁻² · c _{0в}	10 ⁻⁴ · c _{1в} , ч/м ³	10 ⁻⁸ · c _{2в} , ч ² /м ⁶	Диаметр патрубка (условный проход)		Диаметр рабочего колеса, D ₂	Ширина лопаток рабочего колеса
				входного D _{вх}	входного D _{вых}		
НМ 10000-210 с ротором 1,0 Q _{о.н.}	5,66	1,84	-1,02	610	800	460	66

Подача насоса в оптимальном режиме рассчитывается по формуле (11)

$$Q_{в.опт} = -\frac{c_{1в}}{2 \cdot c_{2в}}, \quad (11)$$

где c_{1в}, c_{2в} – коэффициенты, определяемые по табл. 2.

$$Q_{в.опт} = -\frac{1,84 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-1,02 \cdot 10^{-8})} = 9019,608 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Границы рабочей области определяются по формулам (12)

$$Q_{л} = 0,8 \cdot Q_{в.опт}; \quad (12)$$

$$Q_{п} = 1,2 \cdot Q_{в.опт};$$

$$Q_{л} = 0,8 \cdot 9019,608 = 7215,686 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{п} = 1,2 \cdot 9019,608 = 10823,530 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Максимальный КПД работы насоса на воде $\eta_{м.в.мак}$ при подаче в оптимальном режиме определяется по формуле (13)

$$\eta_{м.в.мак} = c_{0в} + c_{1в} \cdot Q_{в.опт} + c_{2в} \cdot Q_{в.опт}^2, \quad (13)$$

где c_{0в} – коэффициент, определяемый по табл. 2.

$$\eta_{м.в.мак} = 5,66 \cdot 10^{-2} + 1,84 \cdot 10^{-4} \cdot 9019,608 + (-1,02 \cdot 10^{-8}) \cdot 9019,608^2 = 0,886.$$

Рассчитаем КПД насоса при расчетной часовой подаче

$$\eta_{м} = c_{0в} + c_{1в} \cdot Q + c_{2в} \cdot Q^2, \quad (13)$$

$$\eta_{м} = 5,66 \cdot 10^{-2} + 1,84 \cdot 10^{-4} \cdot 8405,6 + (-1,02 \cdot 10^{-8}) \cdot 8405,6^2 = 0,883.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Напор, развиваемый насосом НМ 10000-210 на воде в оптимальном режиме, определяется по формуле (14)

$$H_{м.в.онт} = a - b \cdot Q_{в.онт}^2, \quad (14)$$

$$H_{м.в.онт} = 264,5 - 8,6302 \cdot 10^{-7} \cdot 9019,608^2 = 194,290 \text{ м.}$$

4.5 Пересчет характеристик насоса НМ 10000-210 с воды на вязкую нефть

Для оценки целесообразности пересчета паспортных характеристик основного насоса необходимо проверить выполнение условия попадания кинематической вязкости транспортируемой жидкости ν_t при заданной температуре перекачки $t = t_{п.н.}$ в интервал

$$\nu_{п} < \nu_t \leq \nu_{доп}, \quad (15)$$

где $\nu_{п}$ – критическое значение вязкости перекачиваемой жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

$\nu_{доп}$ – максимально допустимая вязкость жидкости, при которой центробежный насос еще способен вести перекачку без предварительной подготовки жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Выполнение условия (15) означает необходимость пересчета характеристик.

Для центробежных нефтяных насосов серии НМ $\nu_{доп} = 3 \text{ Ст} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

Насос НМ 10000-210 – одноступенчатый $K_{ст} = 1$, спиральные с двухсторонним входом $K_{вс} = 2$.

Для вычисления значения критического значения вязкости определим число Рейнольдса в насосе Re_H , учитывающее влияние вязкости перекачиваемой жидкости на значение потерь энергии на трение внутри самого насоса. Значение Re_H определяется по формуле

$$Re_H = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu_t}, \quad (16)$$

где D_2 – наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

n – число оборотов рабочего колеса насоса, с^{-1} .

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_H = \frac{50 \cdot 0,46^2}{0,000188} = 5,63 \cdot 10^4.$$

Переходное число Рейнольдса вычисляется по формуле

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (17)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса.

Для вычисления коэффициента быстроходности используется формула

$$n_s = 3,65 \cdot n \frac{(Q_{в.онм} / K_{вс})^{0,5}}{(H_{в.онм} / K_{ст})^{0,75}}, \quad (18)$$

где $K_{вс}$ и $K_{ст}$ – соответственно сторон всасывания рабочего колеса и число последовательно установленных рабочих колес (ступеней насоса);

$Q_{в.онм} / K_{вс}$ – напор, создаваемый одной ступенью;

$H_{в.онм} / K_{ст}$ – расход, приходящийся на одну сторону рабочего колеса.

$$n_s = 3,65 \cdot 50 \cdot \frac{(9019,608 / 2)^{0,5}}{(194,29 / 1)^{0,75}} = 235,507;$$

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 235,507^{-0,305} = 5,97 \cdot 10^4.$$

Критическое значение вязкости нефти v_{II} , выше которого необходим пересчет напорной характеристики, вычисляется по формуле

$$v_{II} > \frac{nD_2^2}{Re_{II}}, \quad (19)$$

$$v_{II} = \frac{50 \cdot 0,46^2}{5,97 \cdot 10^4} = 0,0001772 \text{ м}^2/\text{с} = 177,2 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Поскольку условие (15) выполняется, $v_{II} < v_t$ и $Re_H < Re_{II}$, характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде, отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости.

Для пересчета напорной характеристики вычислим коэффициенты пересчета напора K_H , подачи K_Q и КПД K_η насоса с воды на вязкую нефть

$$\begin{aligned} K_H &= 1 - 0,128 \cdot \lg(Re_{II} / Re_H); \\ K_Q &= K_H^{1,5}; \\ K_\eta &= 1 - a_\eta \cdot \lg(Re_{cp} / Re_H); \end{aligned} \quad (20)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

где $Re_{гр}$ – граничное число Рейнольдса;

a_{η} - поправочный коэффициент.

Величины $Re_{гр}$ и a_{η} являются функциями от коэффициента быстроходности насоса и определяются по формулам (21) и (22)

$$Re_{зр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}; \quad (21)$$

$$Re_{зр} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 235,507^{0,384} = 18,24 \cdot 10^4;$$

$$a_{\eta} \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326}; \quad (22)$$

$$a_{\eta} \approx 1,33 \cdot 235,507^{-0,326} = 0,224.$$

Значения коэффициентов пересчета составляют

$$K_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \left(\frac{5,97 \cdot 10^4}{5,63 \cdot 10^4} \right) = 0,997;$$

$$K_Q = 0,997^{1,5} = 0,995;$$

$$K_{\eta} = 1 - 0,232 \cdot \lg \left(\frac{18,24 \cdot 10^4}{5,63 \cdot 10^4} \right) = 0,882.$$

Рассчитаем аппроксимационные коэффициенты при работе насоса на высоковязкой нефти через известные коэффициенты при работе насоса на воде

$$a_v = K_H \cdot a;$$

$$b_v = b \cdot \frac{K_H}{K_Q} = \frac{b}{K_H^2}; \quad (23)$$

$$a_v = 0,997 \cdot 264,5 = 263,71;$$

$$b_v = \frac{8,6302 \cdot 10^{-7}}{0,997^2} = 8,6822 \cdot 10^{-7};$$

$$c_{0v} = K_{\eta} \cdot c_0;$$

$$c_{1v} = c_1 \frac{K_{\eta}}{K_Q}; \quad (24)$$

$$c_{2v} = c_2 \frac{K_{\eta}}{K_Q^2};$$

$$c_{0v} = 0,882 \cdot 5,66 \cdot 10^{-2} = 4,99 \cdot 10^{-2};$$

$$c_{1v} = 1,84 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0,882}{0,995} = 1,63 \cdot 10^{-4};$$

$$c_{2v} = -1,02 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,882}{0,995^2} = -0,91 \cdot 10^{-8}.$$

Определим напор насоса и его КПД для высоковязкой нефти при расчетной часовой подаче

$$H_{mv} = a_v - b_v \cdot Q^2, \quad (25)$$

$$H_{mv} = 263,71 - 8,6822 \cdot 10^{-7} \cdot 8405,6^2 = 202,367 \text{ м};$$

$$\eta_{mv} = c_{0v} + c_{1v} \cdot Q + c_{2v} \cdot Q^2, \quad (26)$$

$$\eta_{mv} = 4,99 \cdot 10^{-2} + 1,63 \cdot 10^{-4} \cdot 8405,6 - 0,91 \cdot 10^{-8} \cdot 8405,6^2 = 0,777.$$

Определим подачу насоса в оптимальном режиме для высоковязкой нефти

$$Q_{vopt} = -\frac{c_{1v}}{2c_{2v}}, \quad (25)$$

$$Q_{vopt} = -\frac{1,63 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-0,91 \cdot 10^{-8})} = 8956,044 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Максимальный КПД на высоковязкой нефти, достигаемый при подаче в оптимальном режиме, определяется по формуле (26)

$$\eta_{vmax} = c_{0v} + c_{1v} \cdot Q_{vopt} + c_{2v} \cdot Q_{vopt}^2, \quad (26)$$

$$\eta_{vmax} = 4,99 \cdot 10^{-2} + 1,63 \cdot 10^{-4} \cdot 8956,044 - 0,91 \cdot 10^{-8} \cdot 8956,044^2 = 0,780.$$

Напор насоса в оптимальном режиме

$$H_{m.v.opt} = a_v - b_v \cdot Q_{vopt}^2, \quad (27)$$

$$H_{m.v.opt} = 263,71 - 8,6822 \cdot 10^{-7} \cdot 8956,044^2 = 194,069 \text{ м}.$$

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Общие результаты расчетов характеристик магистрального насоса НМ 10000-210

Режим	Подача, м ³ /с	Напор, м	КПД
Номинальный	10000	210	0,883
Оптимальный на воде	9019,608	194,290	0,886
Оптимальный на нефти	8956,044	194,069	0,780

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Подбор электродвигателя для магистрального насоса НМ 10000-210

Необходимая мощность, используемая для транспортировки жидкости, обладающей вязкостью, определяет выбор электропривода. Мощность, указанная в паспорте привода, должна быть больше или равной необходимой, но при этом нагрузка двигателя должна быть максимальной.

Для подбора привода насоса рассчитаем мощность на валу электродвигателя

$$N_{B.H.} = \frac{Q \cdot \rho_t \cdot g \cdot H_{mv}}{3600 \cdot \eta_{mv} \cdot \eta_{mex}} 10^{-3}, \quad (28)$$

где $N_{B.H.}$ – мощность на валу электродвигателя с учетом КПД механической передачи «вал электродвигателя – вал насоса», кВт;

η_{mex} – К.П.Д. механической передачи «вал электродвигателя – вал насоса», для механической муфты можно принять $\eta_{MEX} = 0,99$.

$$N_{B.H.} = \frac{8405,6 \cdot 772,867 \cdot 9,81 \cdot 202,367}{3600 \cdot 0,777 \cdot 0,99} 10^{-3} = 4657,185 \text{ кВт.}$$

Мощность, потребляемая электродвигателем с учетом его КПД, определяется по формуле

$$N_{потр} = N_{B.H.} / \eta_{эд}, \quad (29)$$

где $\eta_{эд}$ – КПД электродвигателя при заданном режиме перекачки, принимаем $\eta_{эд} = 0,97$.

$$N_{потр} = 4657,185 / 0,97 = 4801,222 \text{ кВт.}$$

Для расчета необходимой мощности электродвигателя, обеспечивающей плановый режим перекачки с расчетным расходом, используется формула

$$N_{необх.} = K_N \cdot N_{потр} \quad (30)$$

где K_N – коэффициент запаса мощности электродвигателя, учитывающий возможные отклонения фактического режима работы насоса от расчетного.

Величина коэффициента запаса K_N зависит от мощности, потребляемой приводом, для значений $N_{потр} \geq 300$ кВт $K_N = 1,1$.

Тогда необходимая мощность составит

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{\text{необх.}} = 1,1 \cdot 4801,222 = 5281,344 \text{ кВт.}$$

Для магистрального насоса НМ 10000-210 выберем ближайший подходящий электродвигатель СТДП-6300-2УХЛ4 с мощностью 6300 кВт.

Определим коэффициент загрузки K_3 для выбранного электродвигателя

$$K_3 = N_{\text{в.н.}} / N_{\text{ном}}, \quad (31)$$

где $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт.

Для привода СТДП-6300-2УХЛ4 $N_{\text{ном}} = 6300$ кВт, тогда

$$K_3 = 4657,185 / 6300 = 0,739.$$

Определим КПД электродвигателя при заданном режиме перекачки

$$\eta_{\text{эд}} = \left[1 + \frac{(1 - \eta_{\text{ном}})}{2\eta_{\text{ном}} \cdot K_3} (1 + K_3^2) \right]^{-1}, \quad (32)$$

где $\eta_{\text{ном}}$ – КПД электродвигателя при номинальной нагрузке, для выбранного электродвигателя $\eta_{\text{ном}} = 97,4$.

$$\eta_{\text{эд}} = \left[1 + \frac{(1 - 0,974)}{2 \cdot 0,974 \cdot 0,739} (1 + 0,739^2) \right]^{-1} = 0,972.$$

Уточняем необходимую мощность электродвигателя по формулам (29) и (30)

$$N_{\text{потр}} = 4657,185 / 0,972 = 4791,343 \text{ кВт,}$$

$$N_{\text{необх.}} = 1,1 \cdot 4791,343 = 5270,477 \text{ кВт.}$$

Таким образом, для обеспечения перекачки нефти с годовой производительностью $G_r = 51$ млн. м³/час по трубопроводу диаметром $D_n = 1020$ мм с толщиной стенки $\delta = 8$ мм были выбраны три последовательно подключенных насосных агрегата НМ 10000-210 с электродвигателем СТДП-6300-2УХЛ4 мощностью 6300 кВт.

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов на значительные расстояния по трубопроводам предусматривает этапы определения трудовых и денежных затрат, направленных на его реализацию.

Стабильная и энергоэффективная работа насосного оборудования на НПС является приоритетной целью компаний, эксплуатирующих данное оборудование.

В данном разделе рассматриваются затраты на монтаж насоса МН 10000-21 в насосный цех НПС Новосибирской области.

5.1 Планирование выполнения работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения работ.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения работ по монтажу насоса МН 10000-210, провести распределение исполнителей по видам работ.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области		
Разраб.		Рыжих А.И.		06.06.2022	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		06.06.2022		60	93
Рук.	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовительные работы	1	Подготовка насосного агрегата к монтажу (проверка комплектности, определение технического состояния) и подготовка площадки к проведению работ (установление сигнальных ограждений и знаков безопасности на границах опасных для людей зон; проверка рабочей зоны монтажа насосного агрегата на предельно-допустимую концентрацию взрывоопасных газов и т.д.), приёмка фундамента и насоса	Ведущий инженер
Монтаж насоса	2	Установка насоса на фундамент	Крановщик
	3	Центрирование насоса	Машинист насосного агрегата
Испытание работы насоса	4	Пробный пуск и испытание насосного агрегата	Машинист насосного агрегата

5.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости пров, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого сотрудника. Для определения ожидаемого значения трудоемкости ($t_{ожi}$) используется следующая формула:

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

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожіi}}{Ч_i},$$

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

5.3 График выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по отдельным составляющим его производственных объектов.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал},$$

Где $K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

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

$T_{вых} = 52$ – количество выходных дней в году;

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22,$$

В таблице 8 представлены нормы времени (в рабочих часах) и количество работников на выполнение монтажа насоса МН 10000-210.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Нормы времени на выполнение монтажа насоса НМ 10000-210

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

На основании данных в таблице 2 и приведенных формул была рассчитана длительность работ в календарных днях, рассчитанные значения сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Временные показатели проведения необходимых работ

Название работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	min, чел-дни	max, чел-дни	ожі, чел-дни			
1. Подготовительные работы	1	9	4	Ведущий инженер	0,5	1
2. Установка насоса на фундамент	8	32	16	Крановщик	2	3
3. Центрирование насоса	1	19	8	Машинист насосного агрегата	1,3	2
4. Испытание работы насоса	1	19	8	Машинист насосного агрегата	1,3	2

Составим линейный календарный график проведения работ по монтажу насоса НМ 10000-210 (таблица 10).

Таблица 10 – График проведения монтажа насоса НМ 10000-210

Наименование операции	Всего календарных дней	Дни												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Подготовительные работы	1													
Установка насоса на фундамент	3													
Центрирование насоса	2													
Испытание работы насоса	2													
Итого	8													

5.4 Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса МН 10000-210

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

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

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

Ресурсный метод – способ определения цен, подразумевающий составление смет на основе определения реальной стоимости элементов, которые входят в состав сметы [19].

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ по монтажу насоса НМ 10000-210 в таблице 11.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Статьи сметного расчета на выполнение работ

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

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

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

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

Расчет затрат на спецоборудование и материалы и комплектующие для проведения работ

Все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, автотехники), необходимого для проведения работ по монтажу насоса. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по работе занесен в таблицу 12.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Таблица 12 – Специальное оборудование для монтажа насоса НМ 10000-210

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

Материальные затраты включают затраты на необходимые материалы для проведения работы. Все необходимые материалы и затраты на его приобретение представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Материалы и комплектующие для монтажа насоса НМ 10000-210

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

Затраты на оплату труда исполнителей работ

Основная заработная плата формируется из основной заработной платы рабочих производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме, инженерно-технических и руководящих сотрудников. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основная заработная плата от предприятия рассчитывается в следующей форме:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}},$$

где $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.,

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, с учётом районного коэффициента $k_{\text{р}} = 1,3$, руб.,

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5 – дневная неделя,

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6 – дневная неделя,

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; $F_{\text{д}} = 219$ раб.дней.

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Оплата труда для монтажа насоса НМ 10000-210

Исполнители	Месячный должностной оклад работника $Z_{\text{м}}$, руб.	Средняя заработная плата одного чел. $Z_{\text{дн}}$, руб.	Количество дней проведения работ $T_{\text{р}}$, раб. дн.	Основная заработная плата $Z_{\text{осн}}$, руб.	Численность по штату, ед.	Фонд з/платы на весь объем работ, руб.
Начальник отдела	78000	3 950,00	6	23700	1	23700
Главный инженер	63500	3 250,00	6	19500	1	19500
Ведущий инженер	57000	2 900,00	6	17400	1	17400
Машинист насосного агрегата	47000	2 200,00	4	8800	6	52800
Крановщик	48000	2 300,00	3	6900	1	6900
Итого					10	120300

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн},$$

где $k_{внеб} = 30,2\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 15 – Отчисления на социальные нужды

Исполнители	Фонд з/платы на весь объем работ, руб	Коэффициент отчислений, %	Сумма, руб.
Начальник отдела	23700	30,2	7157,4
Главный инженер	19500	30,2	5889,0
Ведущий инженер	17400	30,2	5254,8
Машинист насосного агрегата	8800	30,2	2657,7
Крановщик	6900	30,2	2083,8
Итого:			36330,6

Амортизационные расходы

Амортизация заключается в постепенном погашении стоимости основных средств (ОС) или нематериальных активов (НМА) в течение определенного периода. Описание особенностей этого процесса содержится в ФСБУ 6/2020 «Основные средства» [20] и ПБУ 14/2007 «Учет нематериальных активов» [21].

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

Код автокрана Grove RT 650E по ОКОФ: 310.29.10.51, амортизационная группа – 5 (7-10 лет).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Код насоса НМ 10000-210 по ОКОФ: 330.28.13.14, амортизационная группа – 2 (2-3 года).

Код лазерного центровщика КВАНТ-ЛМ-Ех по ОКОФ: 330.26.70.23, амортизационная группа – 3 (3-5 лет).

Код нивелира Stabila LAR 200 по ОКОФ: 330.26.51.12, амортизационная группа – 5 (7-10 лет).

Таблица 16 – Амортизация основных средств монтажа нового насоса НМ 10000-210

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

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, теплоснабжение, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Их величина определяется по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Расчет накладных расходов для монтажа насоса НМ 10000-210 по каждой из статей представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Накладные расходы для монтажа нового насоса НМ 10000-210

№ п/п	Наименование затрат по направлениям	Общий объем затрат, тыс. руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00	10	1 706,60
2	Материалы и комплектующие	61,60	10	6,16
3	Оплата труда	120,30	10	12,03
4	Страховые взносы	36,33	10	3,63
5	Амортизация основных средств	1458,55	10	145,86
Итого накладные		18742,78	10	1874,278

Формирование бюджета затрат на проведение работ

Исходя из приведенных выше затрат формируется бюджет затрат на выполнение всех необходимых работ при монтаже насоса НМ 10000-210 (таблица 18).

Таблица 18 – Смета затрат на монтаж насоса НМ 10000-210

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00
2	Материалы и комплектующие	61,60
3	Оплата труда	120,30
4	Страховые взносы в государственные	36,33

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	внебюджетные фонды	
5	Амортизация основных фондов	1458,55
6	Накладные расходы	2998,85
7	Итого собственных затрат	21741,63

На рисунке 7 представлена динамика основных затрат при монтаже насоса НМ 10000-210.



Рисунок 7 – Структура затрат на выполнение работ монтажа насоса НМ 10000-210

Наибольший процент затрат на монтаж насоса НМ 10000-210 приходится на спецоборудование (78,49 %), накладные расходы (8,62 %) и амортизационные исчисления (6,71 %), на материалы и комплектующие, оплату труда и страховые взносы приходится всего лишь 0,28 %, 0,55 % и 0,17 %, соответственно.

Заключение по разделу

В результате проведенных расчетов и полученных данных можно сделать вывод, наибольшие затраты при проведении монтажа насоса НМ 10000-210 приходятся на закупку спецоборудования для проведения данного вида работ.

Расчет показал, что временные показатели проведения необходимых работ составят 8 календарных дней, самым длительным является этап установки насоса. Общая сметная стоимость монтажа составила 21741,63 тыс. руб., размер амортизационных исчислений составляет 1458,55 тыс. руб., на оплату труда с учетом страховых отчислений потребуется 156,63 тыс. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

6 Социальная ответственность

Важнейшей задачей при эксплуатации нефтеперекачивающей станции на магистральном нефтепроводе является снижение риска возникновения аварийных ситуаций на опасных производственных объектах, что достигается во многом за счет соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности.

При анализе рассматриваются эксплуатационные характеристики НПС, которая находится в одном из районов Новосибирской области. В геоморфологическом плане район местоположения НПС представляет слабопересеченную равнину.

Климат района размещения континентальный с продолжительной холодной зимой и сравнительно коротким теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет $+0,2^{\circ}\text{C}$. Самый теплый месяц – июль, самый холодный – январь.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Организационно-техническое обеспечение эксплуатации оборудования НПС на примере объектов в Новосибирской области		
Разраб.		Рыжих А.И.		06.06.2022	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		06.06.2022		73	93
Рук.	ООП	Брусник О.В.		06.06.2022	Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ;
- работники, допущенные на территорию объекта, должны быть обеспечены СИЗ и СИЗОД изолирующего типа, и автоматическими газосигнализаторами, а также проинструктированы под подпись о правилах безопасного ведения работ и нахождения в рабочей зоне. [22]

Требования к ОПО и рабочим местам:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;
- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;
- производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;
- на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.2 Производственная безопасность

На эксплуатируемом объекте возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности [23].

Перечень опасных и вредных производственных факторов приведен в ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». На объектах магистрального нефтепровода присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таблица 19):

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей вибрации			+	1. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень шума			+	2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
3. Производственные факторы, связанные с электрическим током		+	+	3.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление

Продолжение таблицы 19

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
4. Пожаровзрывоопасность			+	4. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	5. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания			+	6. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

Повышенный уровень вибрации

Основным источником вибрации на нефтеперекачивающей станции является вибрация, возникающая в насосах вследствие неоднородности перекачиваемой жидкости. Несовершенства в соединениях валов электрических машин и насосов также являются источниками вибрации.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний,

нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции.

Таблица 20 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям $X_{л}$, $Y_{л}$, $Z_{л}$			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с · 10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается.				

К способам борьбы с вибрацией относятся

- снижение вибрации в источнике за счет улучшения конструкций машин, статической и динамической балансировке вращающихся частей машин,
- виброгашение с помощью увеличения эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту,
- виброизоляция с применением виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.,
- вибродемпфирование с применением материалов с большим внутренним трением,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- применение таких средств индивидуальной защиты, как виброзащитные обувь, перчатки со специальными упругодемпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума на НПС являются работающие насосные агрегаты и вентиляционные установки.

Шум, превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения скорости дыхания, общей двигательной активности, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов.

Работающий в условиях длительного воздействия шума испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью.

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, к которым относятся звукоизоляция с помощью звукоизолирующих кабин и кожухов, звукопоглощение за счет применения звукопоглощающих облицовок, глушители шума (абсорбционные, реактивные, комбинированные), а также применение средств индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты относятся противошумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противошумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка, наушники, шлемофоны, оголовья, каски.

Пожаро- и взрывоопасность

Согласно ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [24] помещения НПС по пожаровзрывоопасности относятся к помещениям категории А (наиболее опасной).

Образование взрывоопасных смесей на НПС возможно в случае аварийного разлива горючей жидкости при разгерметизации напорного трубопровода одного из насосов.

Продукты взрыва и образовавшаяся в результате их действия воздушная ударная волна способны наносить человеку различные травмы, в том числе смертельные.

Во время действия ударной волны основной причиной травм у людей является мгновенное повышение давления воздуха, при этом возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, различные переломы. Характер и тяжесть поражения людей зависят от величины параметров ударной волны, положения человека в момент взрыва, степени его защищенности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Пожарную защиту объектов НПС обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. К первичным средствам огнетушения на НПС относятся ящик с сухим песком, лопаты, технический войлок, брезент или асбестовое полотно, пенный огнетушитель.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источником опасности на НПС являются преимущественно незащищенные вращающиеся валы насосных агрегатов.

Открытые подвижные части производственного оборудования могут привести к травмам различной степени тяжести и смерти.

В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствие с ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные» [25].

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источниками загрязнения воздушной среды являются газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций (залы нагнетательных компрессорных цехов, насосные залы и т.п.), а также тепловыделения от насосно-компрессорного оборудования, электродвигателей, обвязочных трубопроводов, коммуникаций и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 22 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале

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

Кратность воздухообмена в помещениях нефтеперекачивающих станций принимают в пределах 3,5 – 10, при наличии сернистых соединений увеличивают ее значение. Если в воздухе помещения могут содержаться пары этилированного бензина, кратность воздухообмена должна составлять 13,5 [26].

Для поддержания в помещениях на рабочих местах состава и состояния воздуха, удовлетворяющих санитарно-гигиеническим требованиям, применяются вентиляционные установки. Систему аварийной вентиляции предусматривают в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление большого количества вредных и взрывоопасных веществ, например, насосные цеха НПС. Требуемый воздухообмен должен быть обеспечен совместной работой систем основной (общеобменной и местной) и аварийной вентиляции.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При эксплуатации НПС в силу энергоемкости объектов, в том числе МНА, возникает опасность поражения электрическим током при случайном прикосновении к токоведущим элементам, ошибочных действиях персонала, нарушении изоляции проводов, аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

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

Для защиты от поражения электрическим током применяют защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение; обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей; используют предупредительных плакатов и знаков безопасности; применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками [24].

6.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Уровень загрязнённости атмосферы при и работе технологических насосов и насосных станций находится в прямой зависимости от того, произойдет ли перенос вредных веществ, попавших в атмосферу в результате утечек через неплотности в арматуре и оборудовании, на большое расстояние от их источника, либо их скопление останется локальным.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³ [27].

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение правил эксплуатации;
- своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
- оснащение насосного зала системой контроля загазованности;
- оснащение резервуаров плавающими крышами и понтонами.

Защита гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных.

Основными загрязнителями сточных вод НПС являются нефтяные и механические (минеральные) примеси. Загрязнение почвы и водоемов возможно сточными, ливневыми и талыми водами, содержащими нефтепродукты, появившиеся в результате утечек из перекачивающих устройств через не плотности запорной и регулирующей аппаратуры.

Мероприятия по ликвидации последствий загрязнения подземных вод от аварийных разливов нефти в общем виде включают:

- обустройство наблюдательных скважин по контролю за качеством (загрязнением) подземных вод;
- сооружение водозаборных (защитных) скважин для откачки загрязненных нефтью подземных вод;
- очистку загрязненных нефтью подземных вод, обеспечивающую ПДК содержания нефтепродуктов в очищенной воде на уровне требований соответствующих нормативных документов.

Защита литосферы

При возникновении нефтяного загрязнения почвы происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти [27].

Процесс рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварии на МН, включает:

- удаление из почвы остатков нефти;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Обращение с отходами производится в соответствии с Федеральным законом № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» [28].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Потенциально опасные объекты, обеспечивающие единую технологическую схему транспортировки, хранения и перекачки нефти, являются потенциальным источником загрязнения окружающей среды при чрезвычайных ситуациях [29].

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

На НПС наиболее распространенными являются техногенные и антропогенные ЧС, на основе анализа статистических данных об авариях на НПС прогнозируются следующие чрезвычайные ситуации: отключение электроэнергии; взрыв паровоздушной смеси в помещении насосной; пожар в помещении насосной.

Возможные причины аварий на НПС:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосных, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;
- отказ электрооборудования и отключение электроэнергии;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик трубопроводов;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).

Аварии на площадочных сооружениях НПС могут быть обусловлены нарушением: герметичности резервуара и последующим выходом нефти в обвалования резервуарного парка (или на территорию НПС). Это может привести к возникновению пожара при наличии источника зажигания.

Для принятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварий ответственный руководитель создает оперативный штаб [30].

При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить об отключении начальнику смены, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- проверить включение в работу систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения);
- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожар.

Заключение по разделу

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на ОПО, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также источники загрязнения на территории объекта и методы по сокращению негативного влияния этих источников на окружающую среду

Также особое внимание уделено основным причинам возникновения аварий на НПС и плану действий в случае наступления наиболее вероятной ЧС – возгорания на технологической площадке.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

стенки 8 мм). На основе полученных значений произведен выбор магистрального насосного агрегата НМ 10000-210 с электродвигателем СТДП-6300-2УХЛ4 мощностью 6300 кВт.

- Рассмотрены вопросы финансового менеджмента при монтаже насоса НМ 10000-210 и социальной ответственности при эксплуатации оборудования НПС.

Таким образом, по итогам проделанной работы можно утверждать, что поставленная цель достигнута, а задачи выполнены.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

6. Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учебное пособие / О. Н. Петров, А. Н. Сокольников, Д. В. Агровиченко, В. И. Верещагин. — Красноярск : СФУ, 2018. — 192 с. — ISBN 978-5-7638-3896-1. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/157558> (дата обращения: 04.06.2022). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
7. ОТТ-75.180.00-КТН-179-10. Фильтры-грязеуловители. Общие технические требования. С изм. № 4 от 18.01.2017. М., 2017. 92 с.
8. Imansakirova N. B. System of the oil pumping stations' equipment protection from hydraulic loads /, Irgibaev T. I., Samigullin G. N. / Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. – 2019. – №. 3. – С. 128-135.
9. Особенности внедрения и эксплуатации систем сглаживания волн давления в трубопроводном транспорте нефти / А. Ф. Бархатов, А. Г. Гумеров, А. М. Шаммазов, Р. А. Фазлетдинов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4(120). – С. 111-128. – DOI 10.17122/ntj-oil-2019-4-111-128. – EDN ИСКХТ.
10. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. По техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций
11. Трубопроводный транспорт нефти : Учебник для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 "Нефтегазовое дело" : В 2 томах / С. М. Вайншток, В. В. Новоселов, А. Д. Прохоров [и др.]. – Москва : Издательство "Недра", 2004. – 621 с. – ISBN 5-8365-0175-0. – EDN RKLMOT.
12. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктопроводов : учебное пособие / под редакцией Ю. Д. Земенкова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 404 с. — ISBN 978-5-9961-0835-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/55454> (дата обращения: 04.06.2022). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

					Список используемых источников	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

13. Артюшкин, В. Н. Энергосбережение при эксплуатации магистральных насосных агрегатов : монография / В. Н. Артюшкин, В. К. Тян. — Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 112 с. — ISBN 978-5-9729-0375-7. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/148402> (дата обращения: 04.06.2022). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
14. ГОСТ 34183-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы центробежные нефтяные
15. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры
16. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
17. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
18. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры
19. Боярко Г. Ю. и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания //Томский политехнический университет. Томск. – 2017.
20. Жолобов В. В., Варыбок Д. И., Надежкин О. С. О мониторинге состояния фильтрующих элементов фильтра грязеуловителя //Oil & Gas Business. – 2018. – №. 2.
21. Федеральный стандарт бухгалтерского учета 6/2020 "Учет основных средств" /Приказ Минфина РФ от 17.09.2020 № 204н. – Текст: электронный. – Режим доступа: http://bmcenter.ru/files/proekt_fsbu_osnovniye_sredctva.
22. Положение по бухгалтерскому учету —Учет нематериальных активов ПБУ 14/2007. Утверждено приказом Минфина РФ от 27 декабря 2007 г. N 153н (в ред. от 27.04.2008). // 22 положения по бухгалтерскому учету. – М.: Эксмо, 2008.

						Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			91

23. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
24. ГОСТ 12.0.003–2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
25. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (последняя редакция)
26. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
27. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
29. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций
30. Федеральный закон № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 N 89-ФЗ (последняя редакция)

					Список используемых источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

Приложение А

(обязательное)

Технологическая схема рассматриваемой нефтеперекачивающей станции Новосибирской области

