

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода "Восточная Сибирь – Тихий океан"

УДК 621.65-251:622.692.4.052

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Россов Артем Андреевич		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОДД	Гуляев Милий Всеволодович			10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		10.06.2021

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".

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
3-2Б6А	Россову Артему Андреевичу

Тема работы:

«Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода ВСТО»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-77/с от 05.02.2021г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021
--	------------

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 конкретного примера нами был исследован Проект технического перевооружения НПС-14 «Олёкминск» с целью увеличения производительности Трубопроводной системы ТС «ВСТО» до максимальной проектной производительности 80 млн./год.</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>	<p>Обзор нормативно-технических документов; анализ технологических процессов, выявление недостатков, выработка рекомендаций по их оптимизации; обзор существующих видов ремонта, их сравнение, выбор оптимального; расчет участка МГ на прочность, расчет толщины стенки трубопровода, гидравлические расчеты; оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения; требования охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графическая часть представлена: генеральным планом НПС, сжатый профилем трассы на участке МН «ТС ВСТО» от НПС№14 до НПС№17, технологической схемой НПС-14 «Олёкминск», совмещённой характеристикой работы НПС – Нефтепровод, продольным разрезом насоса «Sulzer», схемой строповки статора и ротора насоса «Sulzer», а также таблицей экономических показатели проекта.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Елена Игоревна., к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ОДД</p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>реферат</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н., доцент		20.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Россову Артему Андреевичу		20.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Россов Артём Андреевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 2 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды - 30,6%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение предпроектного анализа. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета выполнения работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Интегральный показатель ресурсоэффективности

Перечень графического материала:

Линейный график выполнения научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.э.н.		16.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Россов А.А.		16.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Россову Артему Андреевичу

Институт		Кафедра	
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 «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе.</p> <p><i>НПС-14 «Олёкминск» находится в Олёкминском районе Республики Саха (Якутия) на левом берегу р.Лена, в 26 км. от г. Олёкминск.</i></p> <p><i>Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»</i></p> <p><i>При обслуживании нефтепровода, могут возникать порывы, вследствие коррозионного износа стенки трубы или иных других происшествий. В связи с этим имеет место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается, негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровня шума 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Климатические условия 4. Недостаток естественного света
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Механические травмы при основных видах работ 2. Взрывоопасность 3. Пожароопасность
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>При обслуживании напорного нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Обслуживание трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель;
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Чрезвычайные ситуации на напорном нефтепроводе могут возникнуть в результате повреждения нефтепровода механически или вследствие коррозии.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.02.2021г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Гуляев Милий Вселодович			16.02.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Россов Артем Андреевич		16.02.2021г

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

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2021	<i>Краткая физико-географическая характеристика района работ</i>	5
25.02.2021	<i>Анализ существующих технологий, техники и организации</i>	20
14.03.2021	<i>Расчетная часть</i>	25
25.03.2021	<i>Организация работ</i>	25
30.03.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	15
15.04.2021	<i>Социальная ответственность</i>	15
02.05.2021	<i>Заключение</i>	5
20.05.2021	<i>Презентация</i>	10
10.06.2021	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н.		10.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		10.06.2021

Оглавление

Реферат	16
Введение	17
1. Общая часть	19
1.1. Особенности перекачки нефти по магистральному нефтепроводу	19
1.2. Основные условия работы магистрального нефтепровода	20
1.3. Структура магистрального нефтепровода, разновидности НПС	23
2. Характеристика объекта исследования	29
2.1. Физико-географические условия	30
2.2. Состав сооружений НПС «Олёкминск»	35
2.2.1. Магистральная насосная	37
2.2.2. Фильтры-грязеуловители	38
2.2.3. Узел с предохранительными устройствами	38
2.2.4. Насосная откачки нефти (подпорная насосная)	39
2.2.5. Резервуары РВС-5000	40
2.2.6. Емкости для сбора утечек нефти и дренажа	41
2.2.7. Закрытая стоянка техники с ремонтным блоком	42
2.2.8. Топливозаправочный пункт	43
2.2.9. Автоматизация НПС-14 «Олёкминск»	44
3. Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	48
3.2. Эксплуатация механо-технологического оборудования НПС-14 «Олёкминск»	50
3.2.1. Планирование и организация технического обслуживания и ремонта	50
3.2.2. Эксплуатация магистрального насоса «Sulzer»	55
4. Технологическая часть	61
4.1. Введение	61
4.2. Исходные данные	61
4.3. Проверочный расчет прочности участка трубопровода на выкиде НПС-14 «Олёкминск»	63
4.3.1. Прочностные характеристики материалов	63
4.3.2. Определение толщины стенки трубопровода	64
4.3.3. Проверка прочности с учетом максимального температурного перепада	64
4.3.4. Расчет толщины стенки с учётом температуры транспортируемого продукта	66
4.3.5. Проверка прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке	69

					Содержание	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

4.4. Гидравлический расчёт участка магистрального нефтепровода.....	76
4.4.1. Поверочный гидравлический расчет	76
4.4.2. Определение потерь напора в трубопроводе	77
4.4.3. Расчет количества магистральных насосных агрегатов.....	81
4.5. Организация работ по замене роторов	85
4.5.1. Общая организация работ	85
4.5.2. Организация доставки роторов на площадку НПС-14 «Олёкминск»	86
4.5.3. Перечень рабочих и ИТР, задействованных при выполнении работ.....	87
4.5.5. Календарный график выполнения работ по замене роторов.....	92
4.5.6. Процедура (алгоритм), обеспечивающая безопасное производства работ по замене роторов на действующем производстве без вывода НПС-14 «Олёкминск» из эксплуатации.....	92
4.6. Производство работ по замене роторов.....	95
4.6.1. Подготовка к замене ротора нефтяного насоса ZULSER HPDM	95
4.6.2. Разборка нефтяного насоса ZULSER HPDM	96
4.6.3. Демонтаж приводной муфты ротора МНА с замером параметров установки.....	96
4.6.4. Демонтаж основного маслонасоса с ротора МНА.....	97
4.6.5. Демонтаж верхних крышек подшипников с приводной и полевой стороны.....	97
4.6.6. Демонтаж шайбы упорного подшипника	98
4.6.7. Демонтаж столов подшипников скольжения приводной и полевой стороны насоса	100
4.6.8. Демонтаж торцевого уплотнения.....	100
4.6.9. Демонтаж верхней крышки корпуса и ротора в сборе.....	101
4.7.1. Разборка ротора	103
4.7.2. Промывка деталей и узлов, дефектация и замена изношенных деталей.....	104
4.8. Сборка и монтаж нефтяного насоса ZULSER HPDM	107
4.8.1. Сборка ротора	108
4.8.2. Посадка ротора	109
4.8.3. Установка торцевого уплотнения	112
4.8.4. Установка узла подшипников с приводной стороны	113
4.8.5. Установка узла подшипника полевой стороны	115
4.8.6. Установка шайбы упорного подшипника полевой стороны	120
4.8.7. Посадка муфты	120
4.8.8. Монтаж основного маслонасоса ротора МНА, монтаж верхних крышек подшипников приводной/полевой стороны	123

					Содержание	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.8.9. Монтаж секций трубопровода системы затворной жидкости и маслосистемы.....	123
4.9. Испытания насоса после завершения ремонтных работ	123
4.10. Завершение работ и оформление документации	124
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	125
5.1.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	125
5.2. Планирование выполнения работ	132
5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	132
5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	132
5.3. Бюджет научно-технического исследования (НИ).....	137
5.3.1. Заработная плата исполнителей проекта.....	137
5.3.7. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	140
5.3.8. Накладные расходы.....	141
5.3.9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	141
5.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	142
5.3.3. Основные статьи калькуляции	145
5.3.4.Проведение расчета с использованием программного продукта <Alt-Invest-PRIME>.....	152
5.3.5. Показатели экономической эффективности проекта, полученные по результатам расчетов	153
6.Охрана труда.....	155
6.1. Общие требования	155
6.1. Производственная безопасность	157
6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	157
6.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследований	157
6.2.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	161
7.Экологическая безопасность	164
7.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду	164
7.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	164
7.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	165
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	166
7.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	166
7.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований	166

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7.4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС	166
7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	168
7.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	168
7.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	170
Заключение	171
Список использованных источников	173
Приложение 1	176
Приложение 2	177
Приложение 3	178
Приложение 4	179

					Содержание	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, нефтепровод, технология перекачки, техническое перевооружение, гидравлическое сопротивление, экономическая эффективность.

Объект исследования: участок напорного нефтепровода условным диаметром ■■■ мм и протяженностью ■ км.

Цель работы: Разработка комплекса мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств промежуточной нефтеперекачивающей станции.

В процессе исследования проводились: анализ уже имеющегося оборудования на нефтеперекачивающей станции, его технические характеристики, анализ условий его надежной и безопасной эксплуатации.

В результате исследования: был проведен расчет на прочность участка трубопровода на выкиде НПС, произведен гидравлический расчет участка магистрального нефтепровода, определены оптимальные параметры режима работы насосных агрегатов марки HPDM, также произведен расчет показателей экономической эффективности проекта.

Область применения: магистральный нефтепровод, предназначенный для транспортировки нефти.

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Россов А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					16	179
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б6А		

Введение

Актуальность ВКР

В настоящее время трубопроводный транспорт углеводородов, являются ключевым способом доставки конечных товарных продуктов потребителю. При этом успешная работы всех технических объектов, входящих в систему трубопроводов, определяет функционирование транспортных организаций и влияет на выбор безопасных технологий транспортировки и хранения нефти, газа и продуктов переработки.

Как свидетельствуют многочисленные литературные источники и нормативно-техническая документация, многое зависит от характеристик эксплуатируемого оборудования, способов его эксплуатации и применяемых технологий. Это формирует условия безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и объемы перекачиваемой среды с целью формирования устойчивых корпораций между грузоотправителями и грузополучателями готовой товарной продукции. И ведущую роль здесь играют перекачивающие агрегаты, установленные в системах нефтепродуктоперекачивающих станций для перекачки жидких углеводородных сред и перекачивающие агрегаты, установленные в системах компрессорных станций для транспорта природного газа по трубопроводам.

В связи с изложенным выше, тема ВКР «Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» является **актуальной**.

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Россов А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					17	179
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б6А		

Цель ВКР: Разработка комплекса мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств промежуточной нефтеперекачивающей станции.

Для реализации указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Аналитический обзор технического устройства нефтеперекачивающих станций с учетом их производственного назначения.
2. Характеристика объекта исследования и обоснование необходимости проведения технического перевооружения на основе изменения плановых объемов перекачки нефти по нефтепроводу.
3. Проведение прочностных и гидравлических расчетов линейной части на выходе из действующей НПС;
4. Формирование алгоритма технических решений по замене элементов перекачивающего оборудования с учетом требования промышленной безопасности нефтетранспортной организации;
5. Оценка эффективности мероприятий по изменению объемов гидравлических потерь на выбранном участке.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.Общая часть

1.1. Особенности перекачки нефти по магистральному нефтепроводу

Магистральные нефтепроводы – характеризуются большой протяжённостью (сотни, тысячи километров), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными на трассе [1]. Режим работы магистральных нефтепроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтами).

Магистральный нефтепровод предназначен для транспортировки товарной нефти из районов добычи в район ее потребления.

Все магистральные нефтепроводы, в зависимости от условного диаметра, согласно [2] подразделяются на четыре класса:

- 1 класс – при условном диаметре свыше 1000 до 1200 мм включительно;
- 2 класс – при условном диаметре свыше 500 до 1000 мм включительно;
- 3 класс – при условном диаметре свыше 300 до 500 мм включительно;
- 4 класс – при условном диаметре 300 мм и менее.

Нефтеперекачивающие насосные станции (НПС), располагающиеся по трассе нефтепровода, примерно через каждые [3] км и предназначены для сообщения перекачиваемой нефти энергии в виде напора, которая впоследствии расходуется на преодоление гидравлического сопротивления трубопровода. Основным оборудованием на НПС является **магистральный насосный агрегат [4] (МНА)**.

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Россов А.А.			1. Общая часть		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						19	179
					ТПУ гр. 3-2Б6А		

Работу магистрального нефтепровода можно охарактеризовать следующими параметрами: **производительность и напор** [5].

Производительность (Q) – определяется количеством перекачиваемой жидкости, измеряется в м³/час, м³/сутки, млн.т/год.

Напор (H) – это высота (в метрах), на которую может поднять насос перекачиваемую воду (заводские испытания производятся на воде). Напор можно перевести в давление.

1.2. Основные условия работы магистрального нефтепровода

Как уже было отмечено выше МН состоит из трубопровода и нефтеперекачивающих насосных станций (НПС). При работе магистральный насос придает нефти энергию в виде напора (давления), которая затем расходуется на преодоления гидравлического сопротивления трубопровода.

Центробежные насосы могут работать только в том случае, когда жидкость (нефть) к насосу будет поступать под давлением [1]. Если давление жидкости на приеме насоса будет ниже 0,1 МПа (1 кгс/см²), то в насосе возникает явление кавитации – холодное кипение жидкости.

Предположим, что на НПС-1 работает один магистральный насосный агрегат. В этом случае давление на выходе НПС будет является давлением, которое создается насосом (см. рисунок 1.1 – Напор H_n). Оно складывается из давления приема насоса (НПС) и давления, которое создает работающий насос.

					1. Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

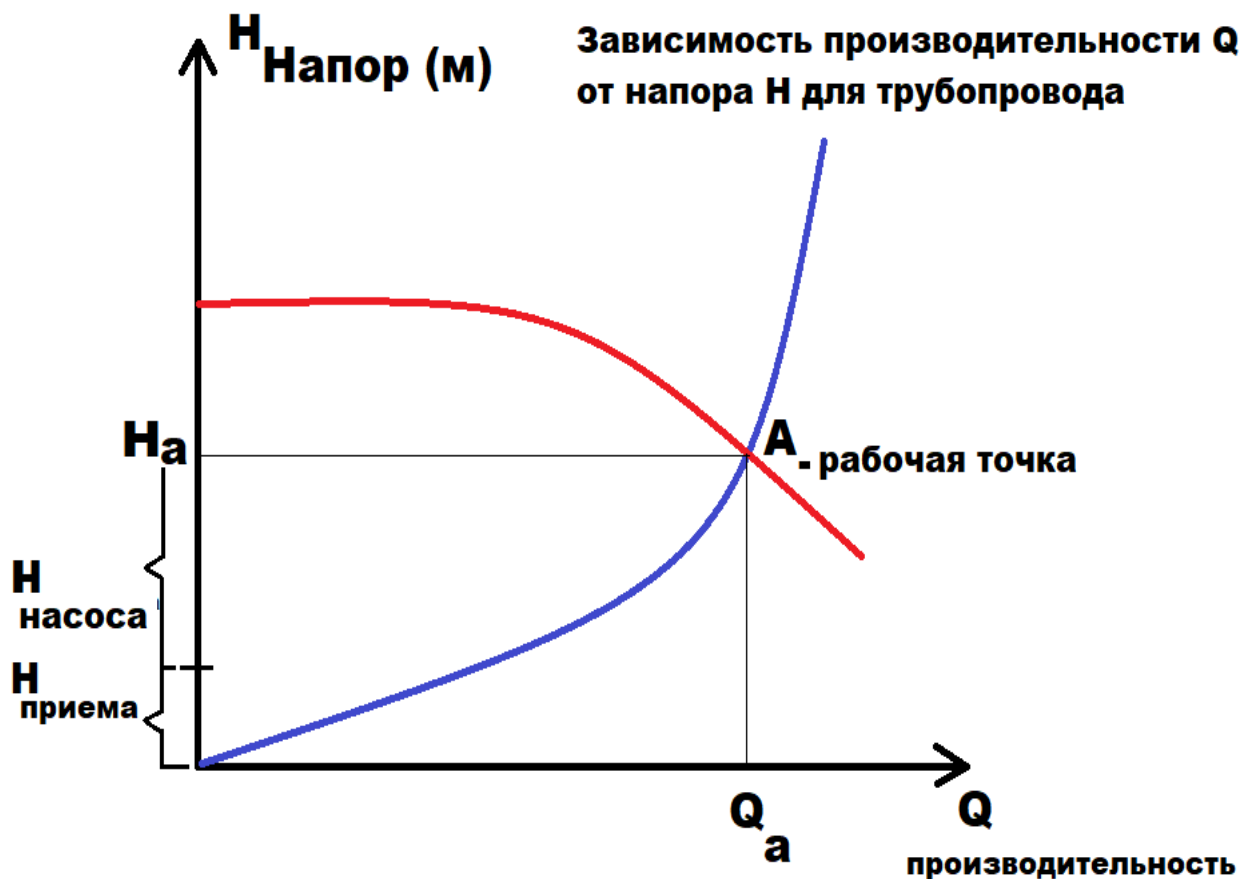


Рисунок 1.1. Совмещённая Q-H характеристика [1]:

H_a – напор насоса ($H_a = H_{\text{приема}} + H_{\text{насоса}}$), Q_a – производительность МН

Очевидно, что по мере продвижения нефти от НПС давление (напор), который создает насос, из-за трения о стенки трубопровода (влияние гидравлического сопротивления) будет понижаться и в какой-то точке «А» оно будет равным нулю. На рисунке 1.2 представлено распределение давления, создаваемое НПС-1. Линия распределения давления вдоль трубопровода называется линией и гидравлического уклона.

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

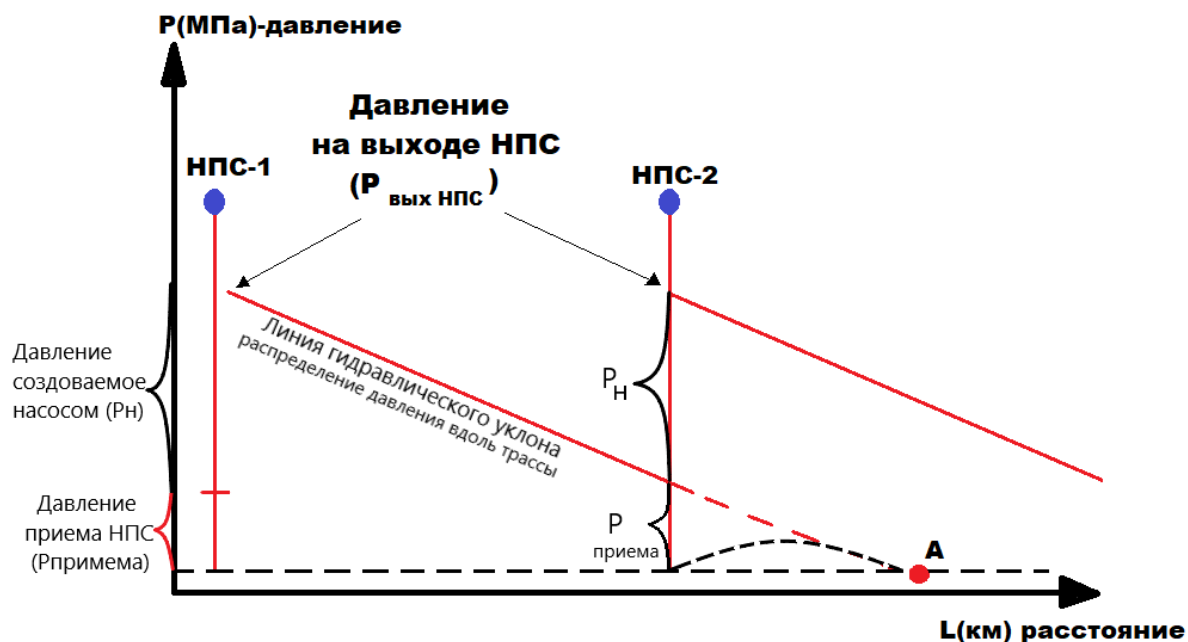


Рисунок 1.2. Распределение давления вдоль трубопровода [1]

$$P_{\text{вых.НПС}} = P_{\text{прием}} + P_{\text{н}}, \quad (1)$$

где: $P_{\text{прием}}$ – давление на приеме в насосных агрегат, МПа;

$P_{\text{н}}$ – давление насоса на выходе, МПа.

Для дальнейшей транспортировки нефти устанавливается НПС-2. Учитывая тот факт, что для работы насоса необходимо иметь давление на приеме, то место расположения НПС -2 переместим относительно точки «А» ближе к НПС -1. Давлением приема НПС – 2 (соответственно и давление приема насоса будет является давление создаваемое предшествующей насосной станцией (НПС -1)). В свою очередь НПС -2 создает давление для работы НПС -3 и так далее. Такой режим работы МН называется – «из насоса в насос» [6].

На рисунке 1.3. представлен участок нефтепровода, работающий в режиме «из насоса в насос».

На основании выше сказанного можно сделать следующий вывод.

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	1. Общая часть					

Для работы МН необходимо соблюдать два основных условия [1]:

Условие 1 – давление на приеме НПС (соответственно и на приеме насоса) должно быть не ниже кавитационного запаса насоса;

Условие 2 – давление на выходе НПС должно быть не выше предела прочности трубопровода.

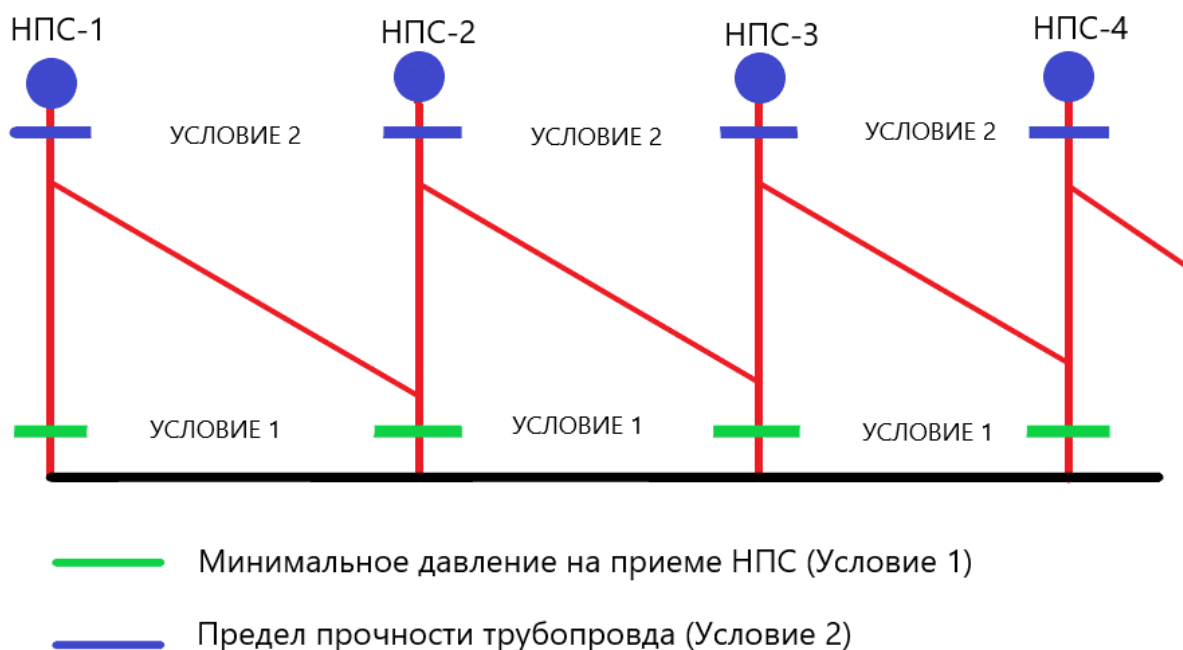


Рисунок 1.3. Режим работы МН «из насоса в насос» [1]

1.3. Структура магистрального нефтепровода, разновидности НПС

Как мы уже ранее определились, что основной схемой перекачки нефти по нефтепроводу является схема «из насоса в насос». Давление, создаваемое НПС, является давлением приема последующей НПС. Очевидно, что такая схема перекачки делает все НПС гидравлически зависимыми друг от друга. Как правило, магистральные нефтепроводы имеют большую протяжённость – несколько тысяч километров и насчитывают 30-40 нефтеперекачивающих станций [5]. Обеспечить устойчивую работу таких протяженных нефтепроводов крайне трудно.

Для стабильной работы транспортировки нефти протяженные

						1. Общая часть	Лист
							23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

магистральные нефтепроводы разбиваются на технологические участки (в некоторых документах встречается название эксплуатационные участки)

Технологический участок имеет протяжённость 400-600 км, в состав входит 3-6 **промежуточных НПС** [1] (см. рисунок 1.4). Технологические участки разделяются **головными НПС**. Внутри участка работа НПС реализуется по схеме «из насоса в насос».

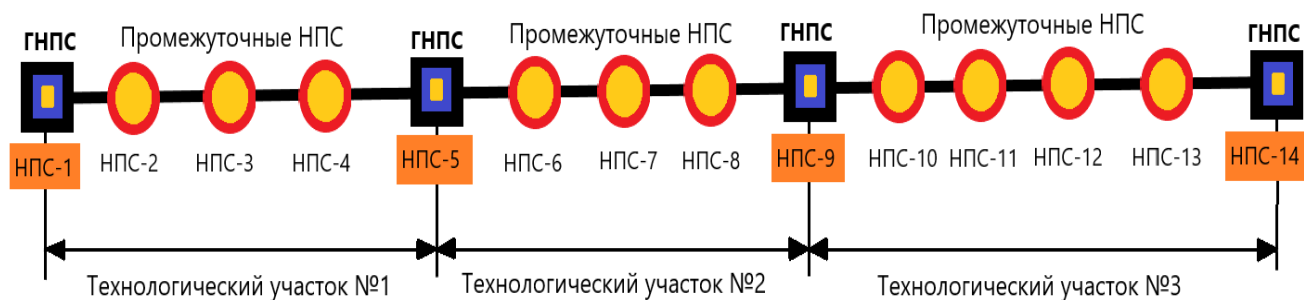


Рисунок 1.4. Структура МН [1].

Головная НПС располагается вблизи нефтяных сборных промыслов или нефтеперерабатывающих заводов и предназначена для приема нефти или нефтепродуктов и для обеспечения их дальнейшей перекачки по трубопроводу [5].

По назначению головные НПС можно разделить на два вида:

- Головная НПС магистрального нефтепровода (ГНПС МН);
- Головная НПС технологического участка (ГНПС ТУ);

Головная НПС магистрального нефтепровода обеспечивает прием нефти от нефтедобывающих предприятий, подготовки нефти к транспорту (смешивание или разделение ее по сортам) и учета принятой нефти.

В состав головной НПС входят следующие основные сооружения: (см. рисунок 1.5) [1].

- Резервуарный парк (РП)
- Подпорная насосная (ПН)
- Магистральная насосная (МН)

					1. Общая часть	Лист 24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

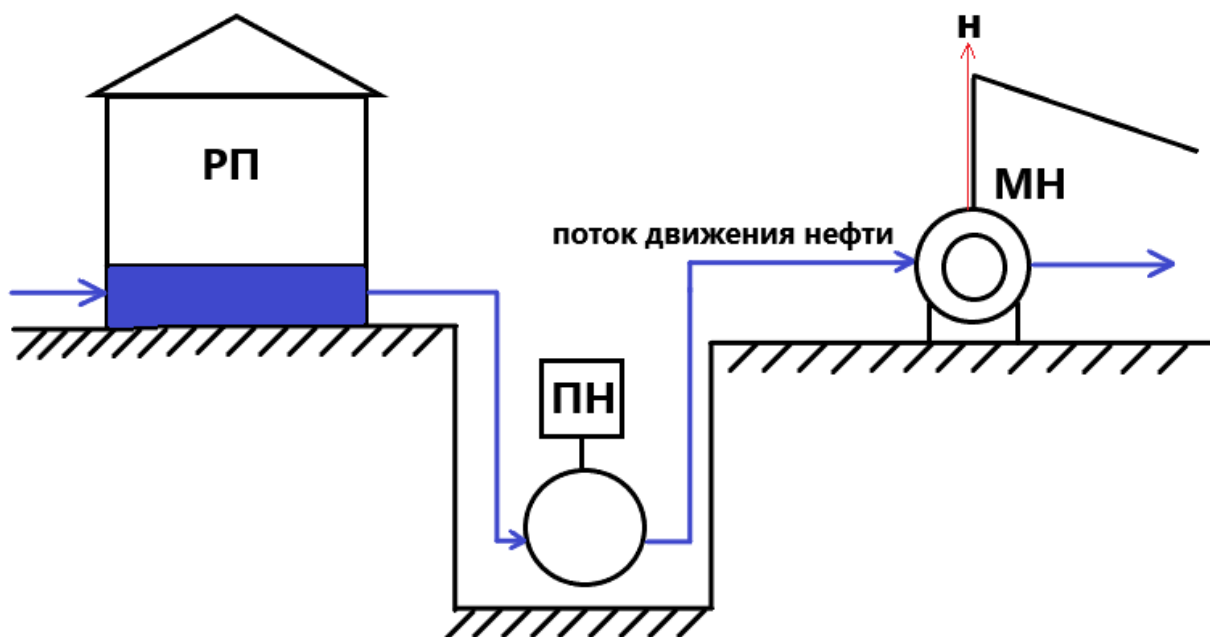


Рисунок 1.5. Состав головной НПС [1].

Если по какой-то причине остановиться НПС-8 (см. рисунок 1.4). Это приведет к изменению давления на участке №2 и остановкам всех НПС этого участка. Технологический участок №1 будет продолжать работу за счет свободных ёмкостей РП НПС-5, а технологический участок №3 будет продолжать работу за счет наличия нефти в РП НПС-9. Таким образом нефтепровод в целом какое-то время продолжает осуществлять перекачку нефти. В это время принимаются все меры для возобновления работы участка №2.

Ёмкость резервуарного парка (РП) головной НПС магистрального нефтепровода (ГНПС МН) составляет такой объем нефти, что ее хватит для перекачки в течении 2-3 суток непрерывной работы МН.

Ёмкость резервуарного парка (РП) головной НПС технологического участка (ГНПС ТУ) составляет такой объем, что ее хватит для перекачки в течении 0,5 суток непрерывной работы участка.

На основании вышеизложенного НПС по назначению можно разбить следующие виды: (см. рисунок 1.6) [1].

					1. Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- Главные НПС магистрального нефтепровода (ГНПС МН – находится в начале МН);
- Главные НПС технологического участка (ГНПС ТУ – находится в начале ТУ);
- Промежуточные НПС.

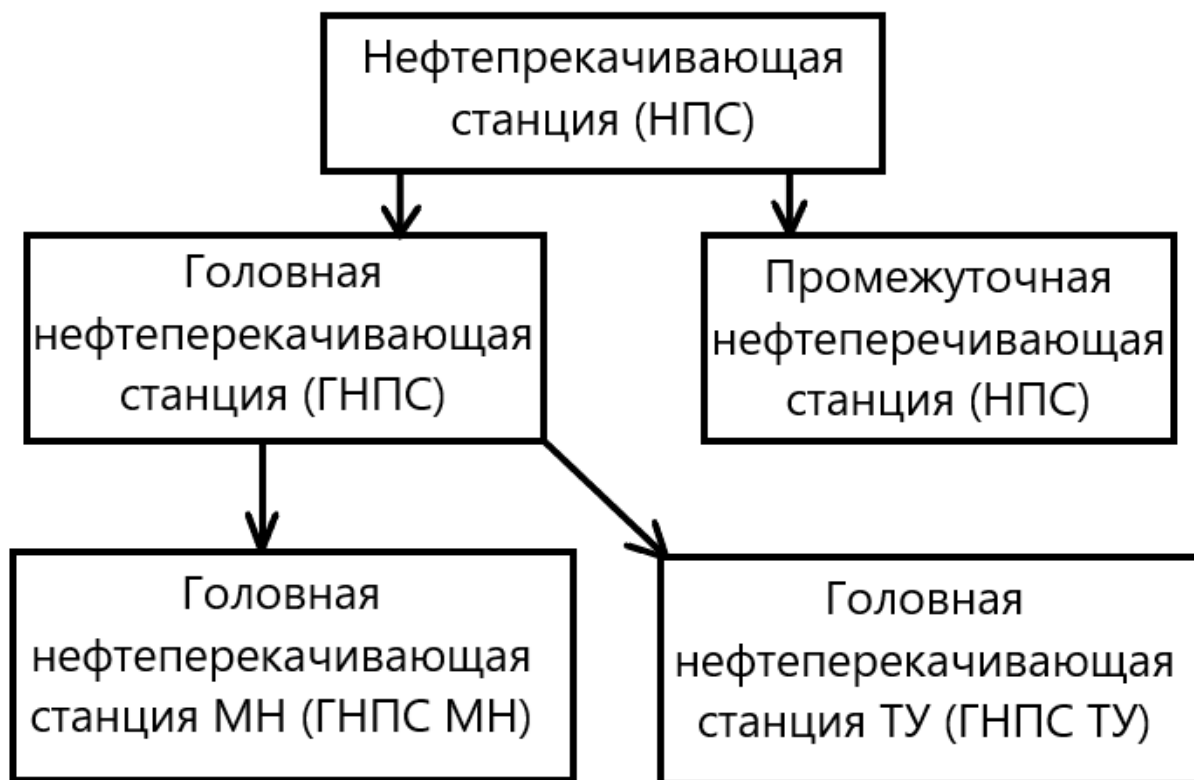


Рисунок 1.6. Разновидности НПС (вариант 1) [1].

В последнее время чаще используют другой вариант распределения НПС по назначению (см. рисунок 1.7). Промежуточные НПС разделяют на НПС с резервуарным парком (в первом варианте это ГНПС ТУ) и на НПС без резервуарного парка (в первом варианте это промежуточная НПС). Главной НПС является НПС, которая расположена в начале нефтепровода (в первом варианте это ГНПС МН)

увеличение срока службы без капитального ремонта (на данный момент срок эксплуатации трубопроводного транспорта составляет приблизительно 20 лет), уменьшения или полного устранения вредного воздействия на природу, её растительный и животный мир.

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод, что модернизация нефтеперекачивающих станции может развиваться в нескольких направлениях, неся в себе целый цикл улучшения оборудования нефтеперекачивающей станции. Повышение объёмов перекачки с сохранением параметров надёжности и безопасной эксплуатации оборудования, повышение долговечности оборудования энергоэффективности. Таким образом мы подошли к такому определению, которое охарактеризовывает мою ВКР.

Техническое перевооружение - комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным [11].

					1. Общая часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования рассмотрена промежуточная [REDACTED] [REDACTED] (Приложение 2), расположенная на территории Олёкминского района Республики Саха (Якутия) на левом берегу [REDACTED], в [REDACTED] км. от [REDACTED]. Представлена обзорная схема НПС, ее структура и состав данной НПС.

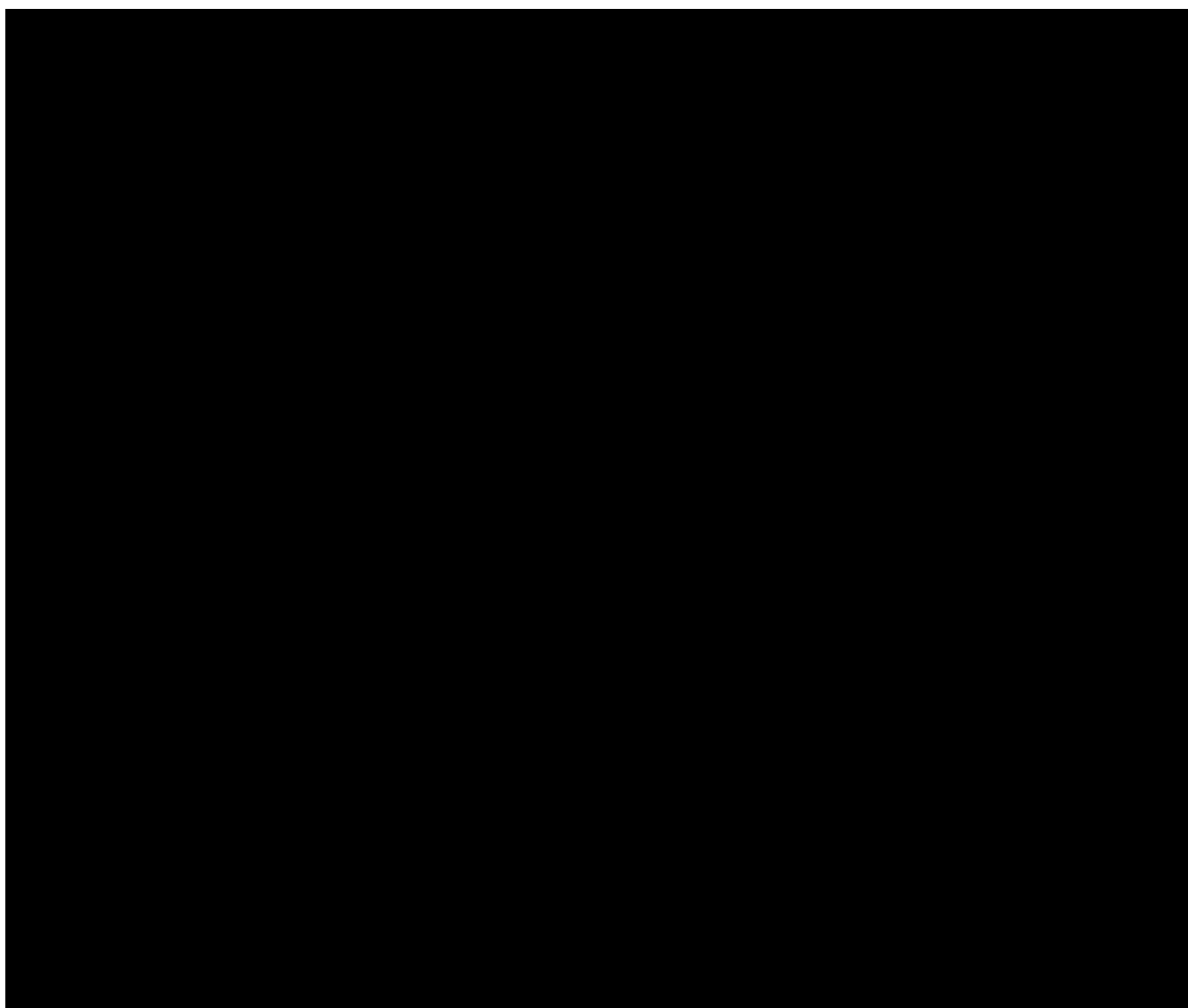


Рис 2.1. Технологическая схема промежуточной [REDACTED] [приложение 2]

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Россов А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				29	179
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					2. Характеристика объекта исследования		

2.1. Физико-географические условия

██████████ находится в ██████████ районе ██████████ ██████████ на левом берегу ██████████, в ██████████ км. от ██████████. Обзорная схема местонахождения ██████████ ██████████ приведена на рис. 2.2.[12].

В ландшафтно-климатическом ██████████ ██████████ находится в таежной зоне. Климатические условия в значительной мере определяются географическим положением территории внутри Азиатского материка.

Климат характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними и высокими летними температурами воздуха. Важным фактором, влияющим на климат района, является циркуляция воздушных масс и физико-географические условия территории – ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана, сложность орографии.

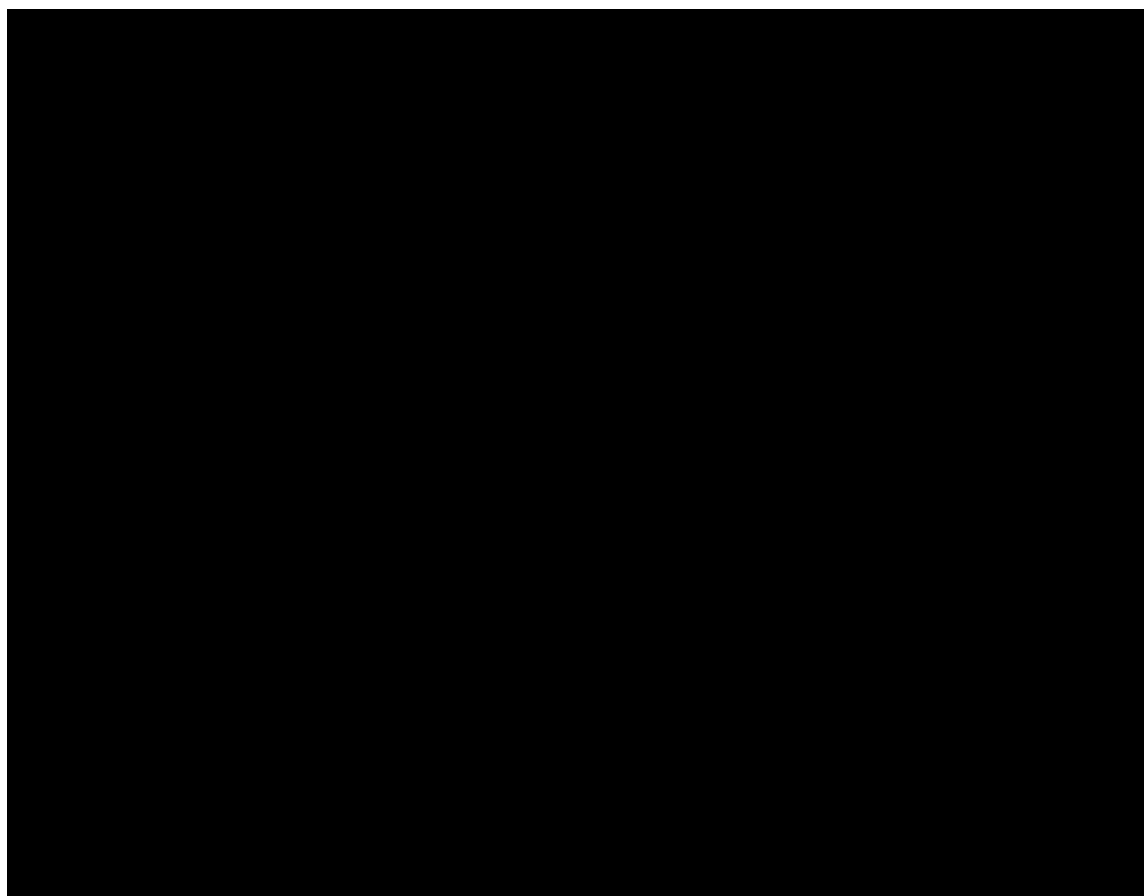


Рисунок 2.2. Обзорная схема местонахождения ██████████ ██████████ [12]

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Большое влияние на климатические условия района оказывает формирующийся в зимнее время в центре Азии сибирский антициклон - область высокого давления, мощный отрог которого занимает всю Восточную Сибирь. В условиях устойчивого антициклонального типа погоды зима отличается малой облачностью и преобладанием штилей, что влечёт за собой сильное выхолаживание. Особенно сильное радиационное выхолаживание происходит в долинах и котловинах, куда стекает холодный воздух и зимние температуры достигают исключительно низких значений. При сильных морозах и затишье часто образуются морозные туманы. В холодное время в горных районах сильно развиты инверсии – повышение температуры воздуха с высотой.

Проникновению влажных и тёплых тихоокеанских воздушных масс препятствуют горные хребты. Во все времена года господствует западный перенос воздушных масс, особенно интенсивный в тёплую часть года (обычно с апреля по октябрь), когда тёплые и влажные воздушные массы поступают с запада и юго-запада.

В целом, на рассматриваемой территории зима ясная, суровая, малоснежная, устойчивая и продолжительная. Лето довольно засушливое, короткое и жаркое, однако ночи обычно прохладные и заморозки могут наблюдаться во все летние месяцы.

Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температур. Относительная влажность воздуха в течение года значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей - в начале лета.

Среднегодовая температура воздуха за многолетний период приведены в таблице 2.1. «Температура воздуха [7]

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1. Температура воздуха

Показатель	Январь.	Февраль.	Март.	Апрель.	Май.	Июнь.	Июль.	Август.	Сентябрь.	Октябрь.	Ноябрь.	Декабрь.	Год
Абсолютный максимум, °С	2,8	1,0	11,2	18,8	31,1	35,4	36,5	37,7	26,6	18,2	6,1	-0,7	37,7
Средний максимум, °С	-26,6	-20,4	-8,1	3,3	13,3	22,2	24,8	21,1	11,5	-0,8	-16,6	-26,1	-0,2
Средняя температура, °С	-30,7	-25,9	-15,1	-2,9	7,1	15,3	18,4	14,6	6,1	-5	-20,8	-29,9	-5,7
Средний минимум, °С	-34,6	-30,7	-21,8	-9,2	1,0	8,5	12,0	8,8	1,4	-9	-24,9	-33,6	-11
Абсолютный минимум, °С	-60,1	-57,6	-47,4	-35,1	-16,1	-4,7	0,2	-4,4	-14,5	-32,1	-49,1	-57,2	-60,1
Норма осадков, мм	17	11	9	10	32	39	56	49	41	21	21	18	324

В условиях сурового климата, с продолжительной малоснежной и холодной зимой, характерной особенностью района является островное распространение многолетней мерзлоты.

В тектоническом отношении [] располагается в северо-восточной части [] прогиба на юге Сибирской платформы, протягивающегося от Восточных Саян на юго-западе до Уринского антиклинория на северо-востоке.

Величина исходной сейсмичности согласно Картам общего сейсмического районирования ([]) территории РФ (СНиП 11-7-81*, Госстрой России, М., 2001г.) для [] принимается равной 6 баллов [8].

В районе [] возможно развитие опасных экзогенных процессов:

					2. Характеристика объекта исследования				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					32

Бугры пучения горных пород могут быть как сезонными, так и многолетними. Среди многолетних бугров пучения выделяются два генетических типа: миграционные и инъекционные.

Многолетние миграционные бугры пучения образуются чаще всего в днищах долин рек и озерных котловин, где с поверхности залегают увлажненные торфяники или сильно оторфованные супеси и суглинки. Они имеют высоту 2-3 м, диаметр в основании от 3-5 до нескольких десятков метров и формируются в результате промерзания несквозных подозерных таликов или за счет промерзания грунтово-фильтрационных таликов по периферийной части некоторых наледей.

Сезонные миграционные бугры пучения встречаются чаще. Формируются сезонные миграционные бугры пучения, как в сезонно-талом, так и в сезонно-мерзлом слое. Они развиваются, преимущественно, в современных аллювиальных, аллювиально-делювиальных, делювиальных и флювиогляциальных тонкодисперсных и оторфованных отложениях. Размеры сезонных миграционных бугров пучения не превышают 0,5-0,7 м в высоту и 3-5 м в диаметре.

Особое внимание следует уделять сезонным буграм пучения, которые отличаются большой подвижностью (в начале зимы возникают, в теплый период исчезают) и широким площадным развитием.

Они могут появиться даже в процессе строительства трубопровода вследствие неравномерного протаивания перемещенных грунтов.

Термокарстовые процессы связаны с вытаиванием подземных льдов и приводят к формированию отрицательных форм микро- и мезорельефа: западин, просадок, рвов, термо-карстовых озер и др. Наблюдаются термокарстовые образования практически на всех элементах рельефа, где близко к поверхности залегают льдистые многолетнемерзлые дисперсные отложения разного генезиса.

Развитие термокарста может быть обусловлено как природными причинами (изменение климата, заболачивание, смена режима

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осадконакопления и др.), так и техногенными: удаление растительного и почвенного покровов, их уничтожение в результате пожаров, образование водоемов при нарушении стока и т.д.

Заболачивание местности наибольшее распространение имеет в долинах рек (пойма, низкая надпойменная терраса) и в межгорных локальных депрессиях.

Развитию заболачивания способствует превышение количества атмосферных осадков над испаряемостью, выровненный рельеф понижений, наличие многолетнемерзлых пород, небольшая мощность слоя сезонного протаивания и, в связи с этим, близкое к поверхности залегание грунтовых вод.

В случае снятия или нарушения сплошности торфяного покрова мощность сезонно-талого слоя увеличивается до 1,5-2 м и это может привести к развитию термокарста, термоэрозии и морозному пучению грунтов.

Площадка [REDACTED] расположена на водораздельном участке на правом берегу р. Лена. Площадка имеет уклон на юго-восток.

На площадке отмечается сплошное распространение многолетнемерзлых грунтов. В геологическом разрезе участка [REDACTED] до глубины 15м принимают участие современные делювиальные и элювиальные отложения, представленные преимущественно разномерзлыми кварц-полевошпатовыми песками, суглинками и гравийно-галечниковыми грунтами, невыдержанными как по мощности, так и по простиранию.

С поверхности развит почвенно-растительный слой, мощностью 0,1 м. В период изысканий (июль-август 2020) кровля мерзлых пород вскрыта на глубине 1.0-4.4 м. Разрез площадки от поверхности до глубины 1,5-4,5 м представлен суглинками и песками пылеватыми, мелкими со средней степенью водонасыщения и водонасыщенными.

На глубинах 4.5-9,8 м залегают глины твердомерзлые слабльдистые с суммарной льдистостью 0,22 д.ед., суглинки твердомерзлые слабльдистые с

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

суммарной льдистостью 0,25-0,27 д.ед. и супеси слабольдистые с суммарной льдистостью 0,22-0,32 д.ед.

Нижняя часть разреза представлена в основном гравийно-галечниковыми, щебенистыми и глыбовыми грунтами, твердомерзлыми с суммарной льдистостью 0,26 д.ед.

На площадке [REDACTED] отмечены водопроявления на глубине 0.1-2.7 м. По химическому составу воды пресные, гидрокарбонатные натриево-калиевые, обладающие слабой агрессивностью к бетонам нормальной плотности. Коррозионная активность к свинцовой оболочке кабеля - средняя, по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

Нормативная глубина сезонного промерзания-оттаивания данного района согласно СП 25.13330.2020 [9] составляет:

- глинистые и суглинистые грунты – 2,8 м;
- супеси, пески пылеватые, мелкие – 3,2 м;
- пески гравелистые и крупные и средней крупности – 3,4 м;
- крупнообломочные грунты – 3,8 м.

Коррозионная активность грунтов согласно ГОСТ 9.602-2016 [10] - низкая.

Грунтовые воды в пределах площадки относятся к "верховодке" и надмерзлотным водам. Мощность водоносных горизонтов не превышает глубины сезонного оттаивания многолетнемерзлых пород.

2.2. Состав сооружений [REDACTED]

[REDACTED] является промежуточной нефтеперекачивающей станцией первого пускового комплекса и располагается на [REDACTED] км трассы нефтепровода. Высотная отметка НПС [REDACTED] м БС. Требуемое давление на выходе для первого пускового комплекса составляет [REDACTED] МПа, для полного развития [REDACTED] МПа.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Условное давление в технологических трубопроводах на входе НПС до магистральной насосной составляет ■■■ МПа, в коллекторе магистральной насосной и на выходе НПС - ■■■ МПа.

На площадке НПС предусмотрены следующие основные здания и сооружения:

- магистральная насосная;
- насосная откачки нефти;
- резервуар вертикальный стальной РВС-5000 (2 шт.);
- фильтры-грязеуловители;
- узел с предохранительными устройствами;
- емкость для сбора утечек нефти и дренажа - 3 шт.;
- служебно-бытовой корпус;
- закрытая стоянка техники с ремонтным блоком, складом ЛАРН и оборудования;
- открытая стоянка для техники;
- площадка для складирования аварийного запаса труб;
- насосная станция пожаротушения с 2-мя резервуарами противопожарного запаса воды по 400 м³;
- топливозаправочный пункт;
- котельная;
- резервная дизельная электростанция;
- вертолетная площадка.

Электроснабжение ■■■■ выполняется от трансформаторной подстанции ПС ■■■■ кВ. Также предусмотрена возможность электроснабжения НПС от автономной Дизельной электростанции, расположенной рядом с НПС на отдельной площадке.

Схема расположения основных зданий и сооружений ■■■■ ■■■■ приведена в приложении №2.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.1. Магистральная насосная

Магистральная насосная оснащается ■-мя насосными агрегатами производительностью ■ м3/ч, м со сменными роторами на производительность ■ м3/ч, для первого пускового комплекса ■ с электродвигателями во взрывозащитном исполнении номинальной мощностью не менее ■ кВт. КПД насосного агрегата не менее ■ % при $Q = \text{■}$ м3/ч и не менее ■ при $Q = \text{■}$ м3/ч [13].

Регулирование давления на входе и выходе НПС производится путем изменения числа оборотов с помощью частотно-регулируемого привода в диапазоне от ■ до ■ %. Схема соединения магистральных насосных агрегатов последовательная. Работа магистральных насосных агрегатов предусмотрена по схеме ■ рабочих, один резервный при полном развитии системы ■ до ■ млн. т/год. На первом пусковом комплексе магистральные насосные агрегаты работают по схеме ■ рабочих, ■ в горячем резерве, ■ в холодном резерве.

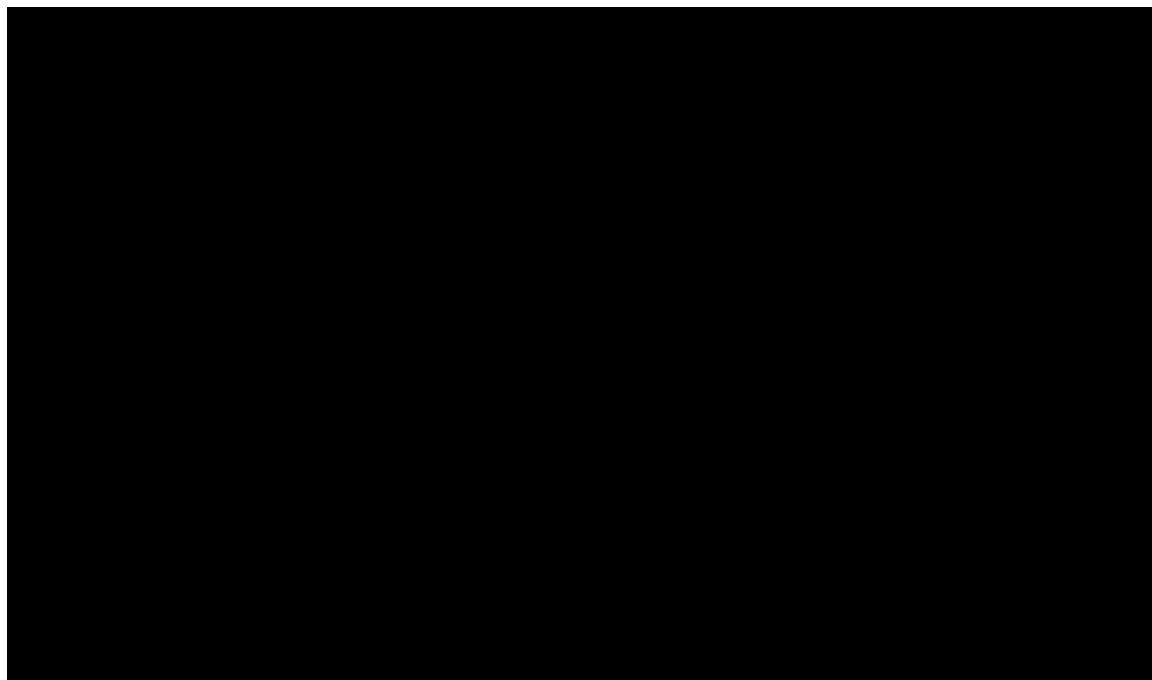


Рис 2.3. Магистральная насосная станция.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

2.2.2. Фильтры-грязеуловители

Фильтры-грязеуловители предназначены для очистки нефти, поступающей на НПС, от механических примесей, парафиносмолистых отложений и посторонних предметов, устанавливаются 3 горизонтальных фильтра-грязеуловителя типа [REDACTED] (два рабочих и 1 резервный). Фильтры устанавливаются надземно на опорах.

Максимальный расход через один фильтр - [REDACTED] м³/час.

Не работающий (резервный) фильтр находится в горячем резерве, т.е. находится под нефтью.

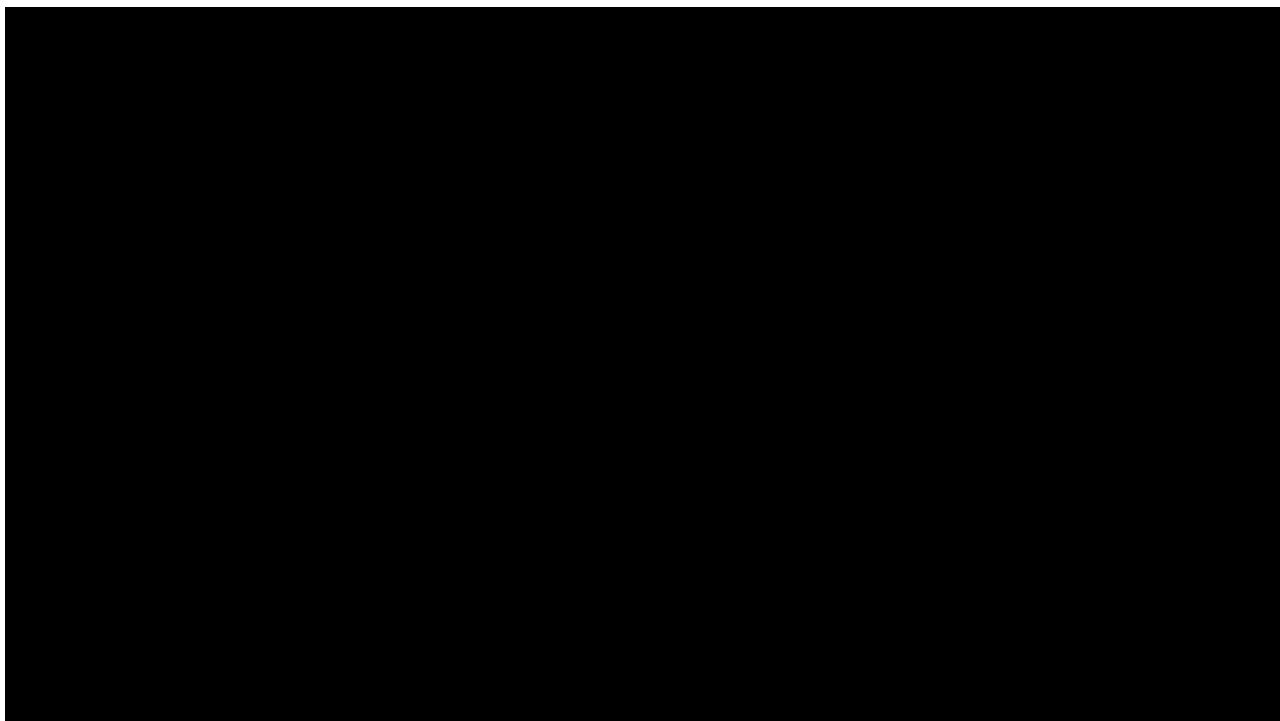


Рис 2.4. Площадка фильтров грязеуловителей.

2.2.3. Узел с предохранительными устройствами

Узел с предохранительными устройствами предназначен для обеспечения защиты линейной части нефтепровода от превышения давления выше допустимого на входе промежуточной НПС и обеспечивает сброс потока нефти из приемной линии МН в резервуары [REDACTED], снижая величину и скорость роста давления. Узел с предохранительными

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устройствами устанавливается на приемной линии НПС после фильтров-грязеуловителей.

Параметры узла с предохранительными устройствами выбираются из условия, что при срабатывании максимальные давления не должны превышать несущую способность магистрального нефтепровода. В качестве предохранительных устройств используются предохранительные клапаны с пневматическим управлением. Уставка срабатывания предохранительных клапанов от ■■■ МПа до ■■■ МПа.

Узел с предохранительными устройствами на давление PN ■■■ МПа оборудован тремя клапанами с возможностью отключения одного клапана при выводе на ремонт.

При полном развитии системы до ■■■ млн. т/год (■■■■ м3/ч) предусмотрено место для установки четвертого предохранительного клапана.

2.2.4. Насосная откачки нефти (подпорная насосная)

Насосная откачки нефти предназначена для откачки нефти на вход магистральной насосной из резервуаров ■■■■■ после сброса в них от узла с предохранительными устройствами, а также для возможности обеспечения кратковременной работы с пониженной подачей в режиме «с подключенной емкостью» при одновременной работе одним или двумя подпорными насосами.

В составе насосной откачки нефти предусмотрено два вертикальных подпорных электронасосных агрегата производительностью ■■■■■ м3/час, напором ■■■ м с вертикальными асинхронными электродвигателями во взрывозащищенном исполнении мощностью ■■■ кВт.

Работа подпорных насосных агрегатов предусмотрена по схеме ■■■ рабочий, ■■■ резервный с возможностью одновременной работы двумя подпорными насосами.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

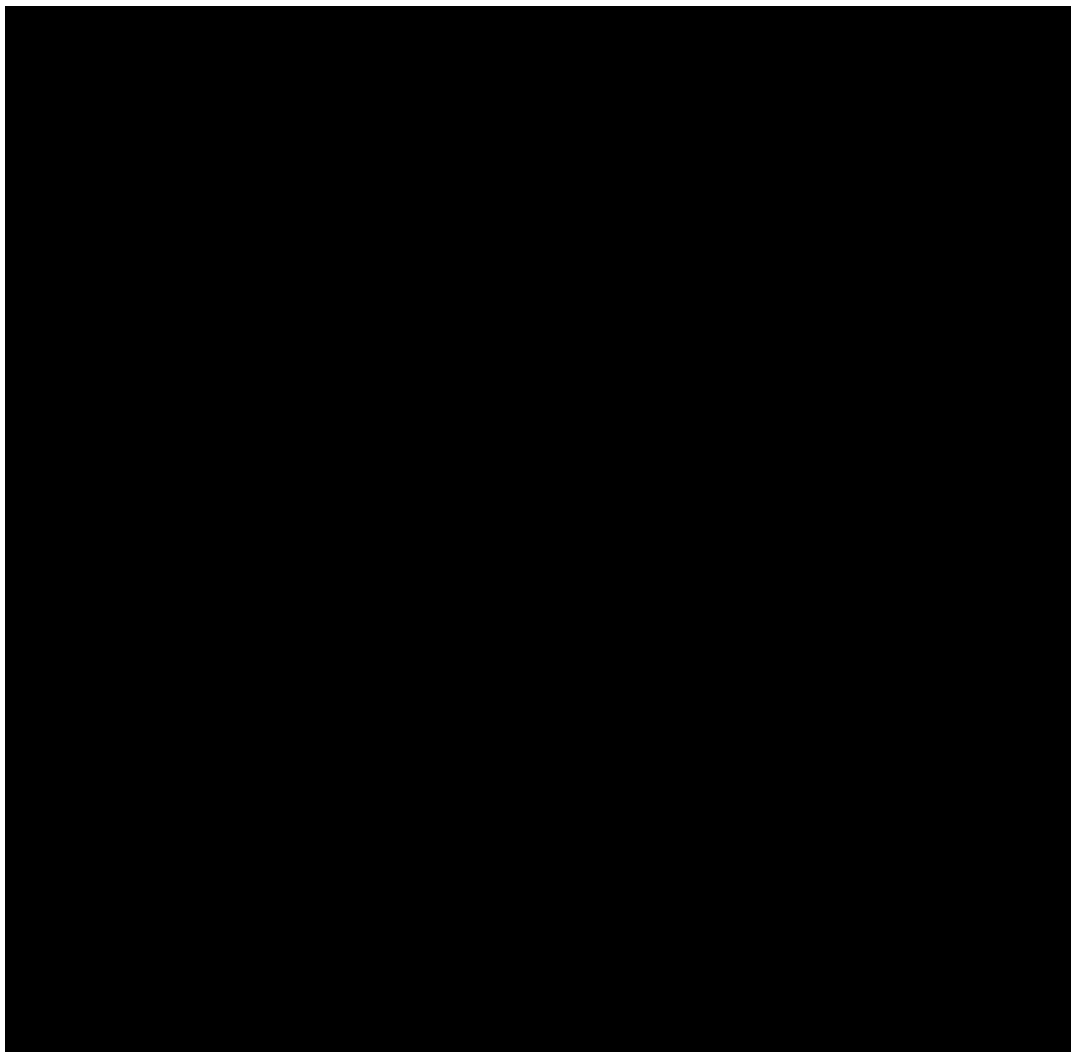


Рис 2.5. Площадка насосной откачки нефти.

2.2.5. Резервуары [REDACTED]

Резервуары [REDACTED] предназначены для приема нефти в случае срабатывания системы клапанов предохранительных при защите линейной части нефтепровода по давлению, ограниченному несущей способностью нефтепровода.

Исходя из производительности перекачки первого пускового комплекса системы [REDACTED] [REDACTED] м³/час, требуемая емкость резервуаров аварийного сброса на промежуточных НПС с учетом коэффициента заполнения резервуаров [REDACTED], составляет [REDACTED] м³. Таким образом, к установке на НПС принято два резервуара [REDACTED].

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При полном развитии нефтепровода [REDACTED] до [REDACTED] млн. т/год предусматривается дополнительная установка двух резервуаров [REDACTED].

Каждый резервуар [REDACTED] имеет лестницу для подъема на резервуар, световые люки, монтажные люки и люки-лазы в первом поясе, площадки под приборы автоматики, люки и патрубки для установки технологического оборудования.

Для размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка на днищах резервуаров без вывода их из эксплуатации и без нарушения технологического режима, предусмотрена установка в каждом резервуаре винтовой мешалки типа «[REDACTED]».

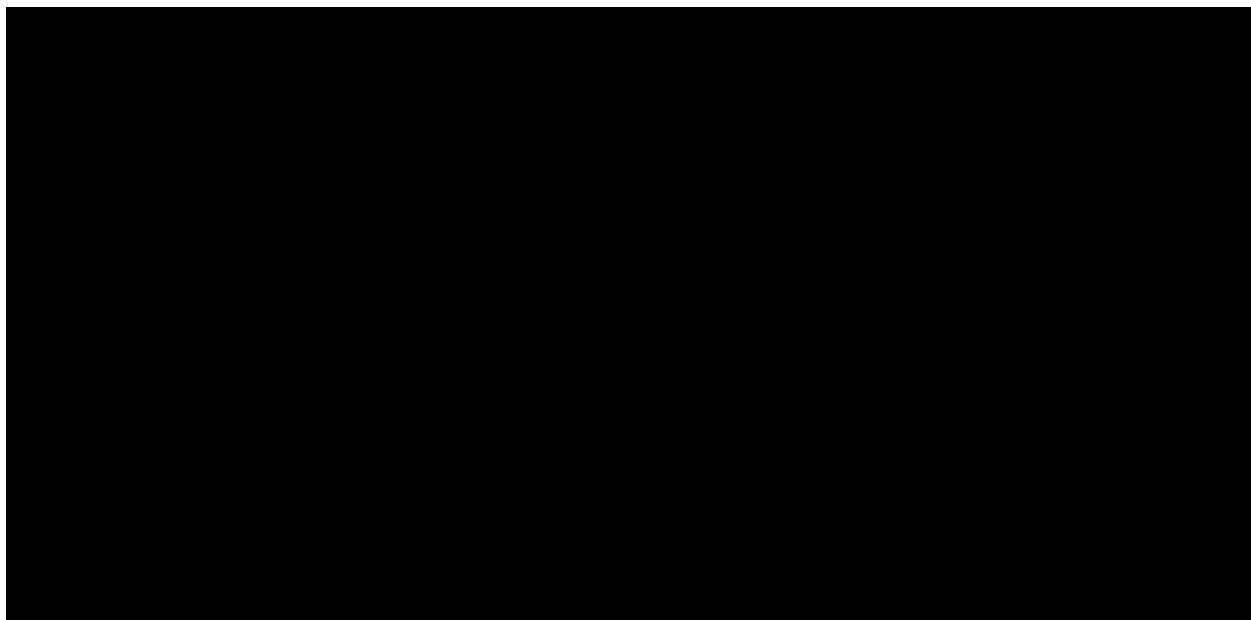


Рис 2.6. Резервуар [REDACTED].

2.2.6. Емкости для сбора утечек нефти и дренажа

Емкости ([REDACTED]) предназначены для сбора утечек нефти и дренажа трубопроводов магистральной насосной, насосной откачки нефти, дренажа фильтров-грязеуловителей, системы клапанов узла с предохранительными устройствами.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Откачка из ██████ производится насосами откачки утечек и дренажа на вход насосной откачки нефти.

К установке принято две емкости ██████ при магистральной насосной и одна емкость ██████ при насосной откачке нефти.

2.2.7. Закрытая стоянка техники с ремонтным блоком

Для проведения работ по ремонту на ██████ ██████ в помещении закрытой стоянки техники предусмотрены ремонтные блоки, состоящие из двух участков:

- Ремонтная мастерская;
- Сварочный пост.

Ремонтная мастерская оснащается металлорежущими станками для выполнения различных операций по металлообработке изделий: настольно-сверлильный, токарно-винторезный, точильно-шлифовальный станок с пылеулавливающим устройством.

Сварочный пост оборудуется для проведения сварочных работ: универсальным источником сварочного тока с транспортной тележкой, комплектом газосварочным передвижным, электропечью для прокали электродов и двумя рабочими столами.

Оборудование, выделяющее вредности (газы, пыль, испарения), снабжено устройствами для их местного удаления.

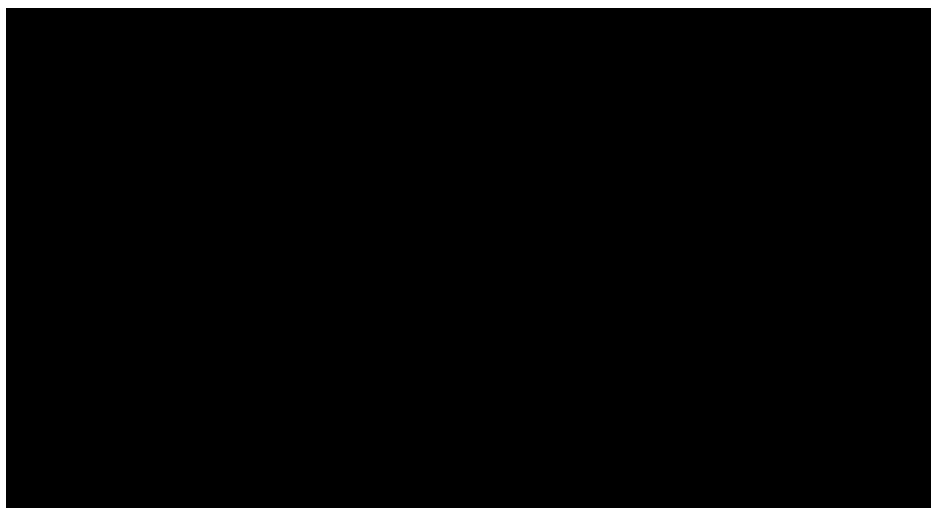


Рис 2.7. Закрытая стоянка техники с ремонтным боксом.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

2.2.8. Топливозаправочный пункт

Для заправки автомобильной техники на [REDACTED] [REDACTED] предусмотрен топливозаправочный пункт.

Топливозаправочный пункт представляет собой блочную автозаправочную станцию, состоящую из: здания операторной площадью [REDACTED] м², двух отдельностоящих заправочных островков типа КП, двух блоков хранения топлива с двухсекционными резервуарами объемом [REDACTED] м³ ([REDACTED]) каждый, двух раздаточных колонок, подземного одностенного резервуара сброса пролива топлива объемом [REDACTED] м³, площадки для слива автоцистерн, блоков рециркуляции и дыхательных клапанов.

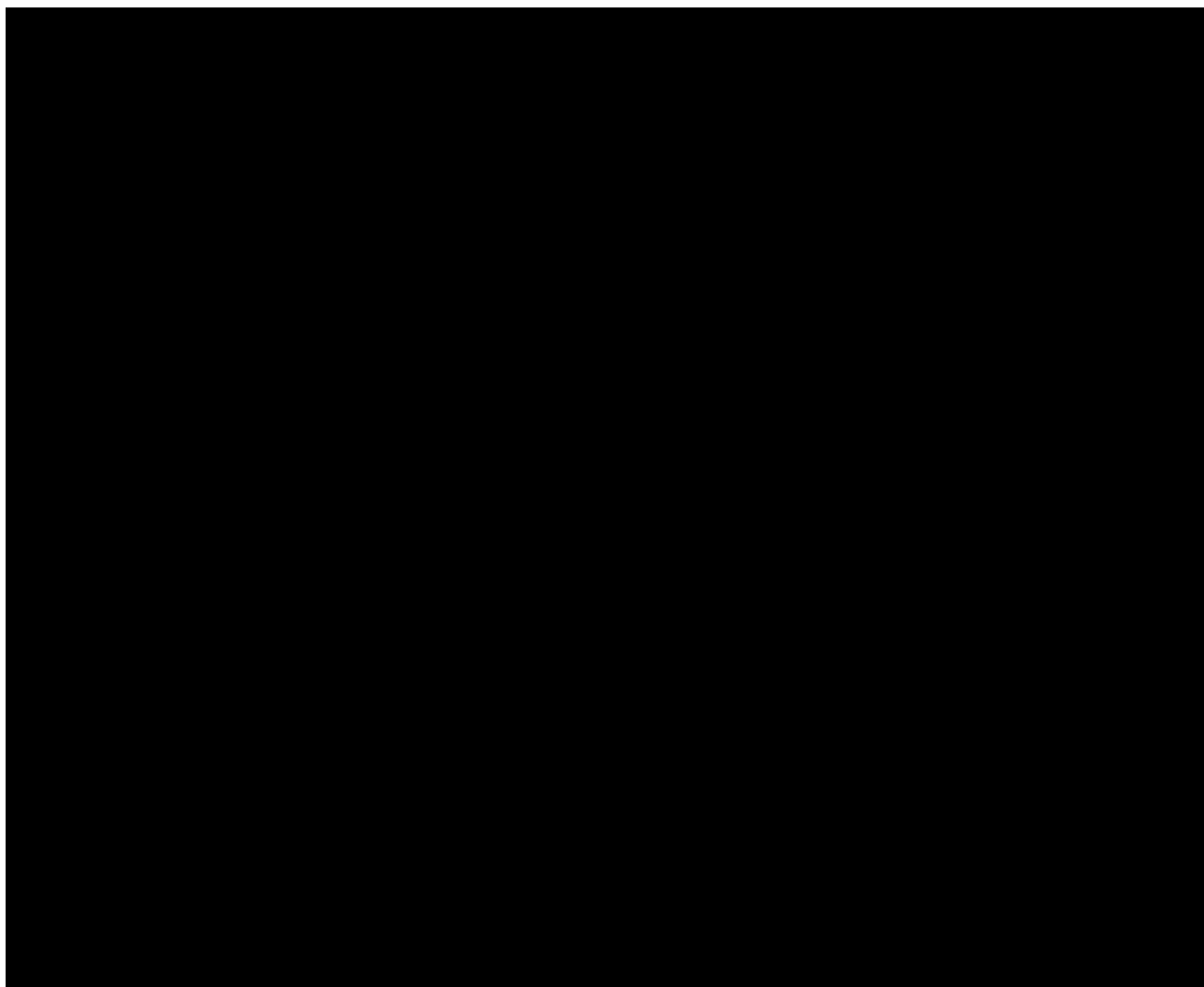


Рис 2.8. Топливозаправочный пункт.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.9. Автоматизация

Контроль и управление осуществляется из территориально-диспетчерского пункта (ТДП) в реальном режиме времени. Диспетчер ТДП может выполнять управление основным технологическим оборудованием НПС, задвижками линейной части и секционными разъединителями в дистанционном режиме. При аварийных ситуациях на нефтепроводе остановка магистральных насосных агрегатов и закрытие линейных задвижек выполняется автоматически. Оператор НПС осуществляет контроль за работой НПС, прилегающих участков нефтепровода и управление вспомогательными системами.

Автоматизированная система управления строится на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК), автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов на НПС и диспетчеров в ТДП [14].

Система автоматизации НПС предусматривает централизованный контроль за работой технологического оборудования магистральной насосной из операторной НПС и обеспечивает управление технологическим оборудованием и задание режимов работы НПС из ТДП. Поддержание заданного режима перекачки, защиты технологического оборудования и обеспечения работы вспомогательных систем выполняются средствами станционной автоматики НПС.

Для автоматизации магистральной насосной используется комплекс программно-технических средств на базе ПЛК [15].

Комплекс программно-технических средств представляет собой распределенную микропроцессорную систему, охватывающую:

- магистральные насосные агрегаты;
- подпорные насосные агрегаты;
- узел с предохранительными устройствами и сбросные резервуары;
- устройства регулирования частоты вращения электродвигателей;
- трубопроводы с запорной арматурой внутренней обвязки НПС;

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- узел приема и пуска средств очистки и диагностики;
- вспомогательные системы, обеспечивающие работу основного оборудования, выполнения норм эксплуатации и обеспечивающие нормальные условия пребывания обслуживающего персонала;
- систему автоматического пенного пожаротушения.

Станционная автоматика обеспечивает:

- включение (отключение) вспомогательных систем и открытие задвижек на приеме и выходе станции при подготовке насосной к запуску (останову) основных агрегатов;
- автоматическую защиту по давлению путем автоматического отключения работающих агрегатов при превышении допустимой величины давления на выходе (снижении давления на приеме);
- поддержание давления на выходе НПС на заданном для режима уровне методом изменения частоты вращения электродвигателей магистральных насосов;
- автоматическое закрытие задвижки у предохранительного устройства при обнаружении протечки через клапан по срабатыванию термодатчика протечки и давлению на входе НПС меньше уставки срабатывания предохранительных клапанов;
- автоматический останов НПС при исправности только одного предохранительного клапана;
- автоматическое включение резервного насосного агрегата при отключении работавшего насосного агрегата агрегатными защитами;
- запрет запуска или отключение работающих подпорных насосов при давлении на входе НПС выше номинального давления подпорных агрегатов;
- централизованный контроль за основными параметрами работы насосной, их регистрация и необходимая предупредительная и аварийная сигнализация;
- контроль за нормативными параметрами;

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- автоматическая остановка НПС при максимальном аварийном уровне в сбросных резервуарах;
- измерение уровня в сбросных резервуарах и сигнализация предельного максимального и минимального уровней;
- автоматическое включение систем аварийной вентиляции при повышенной загазованности в помещениях магистральной насосной, предохранительных устройств нефти;
- автоматическое поочередное отключение насосных агрегатов при аварийной или при сохранении длительной предельной концентрации паров нефти в помещении магистральной насосной, предохранительных устройств;
- автоматическую сигнализацию пожара и аварийное отключение насосных агрегатов при возникновении пожара в магистральной насосной, на площадке опорной насосной;
- автоматическое отключение насосных агрегатов при затоплении магистральной насосной;
- централизованный контроль и сигнализация состояния задвижек устройства приема и пуска средств очистки и диагностики;
- измерение уровней в сбросных резервуарах;
- контроль перепада давления на фильтрах-грязеуловителях.

Контроллеры системы автоматизации являются контроллерами средней мощности с горячим резервом, с сетевыми модулями для организации двух полевых шин.

Контроль и управление насосным агрегатом с ЧРП выполняются аппаратурой, поставленной комплектно с насосным агрегатом.

Автоматизация системы пенного пожаротушения осуществляется с помощью специализированного сертифицированного контроллера системы пожаротушения, устанавливаемого в операторной.

Датчики давления на территории НПС устанавливаются в теплоизолированных шкафах, а импульсные трубки обогреваются. Датчики на сбросных резервуарах поставляются с защитными теплоизолирующими

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

крышками. Кабели по территории прокладываются по эстакадам в закрытых лотках. Кабели с разными уровнями сигналов прокладываются в самостоятельных лотках.

Регулирование давления на входе и выходе НПС осуществляется при помощи частотно-регулируемого привода (ЧРП) магистрального насосного агрегата. Система автоматического регулирования ЧРП настраивается на рабочее давление на входе и выходе НПС по карте технологических параметров. При уменьшении давления на входе НПС частота оборотов электродвигателя снижается до минимальной допустимой частоты вращения, определяемой техническими характеристиками насосного агрегата. При дальнейшем уменьшении давления на входе НПС происходит автоматическое отключение насосного агрегата по защите «Аварийное минимальное давление на входе НПС». При повышении давления на выходе НПС регулирование давления происходит аналогичным образом.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

3. Обоснование технического перевооружения

Поскольку ТС представляет собой сложный комплекс объектов, характеризующихся высокой мощностью, протяженностью и сложностью, реализация всех проектных решений требует огромных трудовых и финансовых затрат в течение продолжительного времени.

Для снижения капитальных затрат и издержек при строительстве, строительство ТС реализовано в несколько очередей строительства, каждая из которых позволяет начать эксплуатацию построенных объектов и обеспечить получение прибыли задолго до полного завершения строительства.

Первая очередь ТС мощностью млн. тонн в год предусматривала перекачку нефти от Головной нефтеперекачивающей станции до пункта налива нефти, от которого нефть далее железнодорожным транспортом направлялась в специализированный морской нефтеналивной порт «Козьмино» для отгрузки погрузкой на морские танкеры.

Перекачка нефти по первой очереди ТС осуществляли нефтеперекачивающих станций: , , , , , и .

В рамках строительства второй очереди ТС были построены ещё нефтеперекачивающих станций: , , , и , что позволило повысить производительность участка - до млн. тонн в год, а после ввода в строй и , реализована техническая возможность повышения

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Россов А.А.				Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						48	179
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

производительности участка от [REDACTED] до [REDACTED] до проектных показателей – [REDACTED] млн. т/год.

Для обеспечения устойчивой работы насосного оборудования [REDACTED] в оптимальном режиме после ввода в строй объектов второй очереди и значительного увеличения пропускной способности ТС [REDACTED], необходимо произвести техническое перевооружение магистральных насосов «[REDACTED]» с заменой установленных рабочих колёс (роторов) на рабочие колёса (роторы) повышенной производительности.

В рамках дипломного проекта разработан комплекс работ и мероприятий по замене рабочих колёс (роторов) магистральных насосов «[REDACTED]» методом поочерёдного вывода насосных агрегатов в ремонт без остановки работы [REDACTED] и нефтепровода [REDACTED].

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2. Эксплуатация механо-технологического оборудования

3.2.1. Планирование и организация технического обслуживания и ремонта

Работоспособное состояние механо-технологического оборудования обеспечивается системой технического обслуживания и ремонта (ТОР) [16].

Система ТОР представляет собой совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

Организацию и контроль за проведением работ по ТОР осуществляет служба главного механика РНУ (ПО) ОСТ.

Система ТОР предусматривает выполнение следующих видов работ:

- контроль фактических параметров работы МТО с целью определения соответствия нормативным значениям;
- технический осмотр;
- диагностический контроль (ДК);
- техническое обслуживание (ТО);
- текущий ремонт (ТР);
- средний ремонт (СР);
- капитальный ремонт (КР);
- техническое освидетельствование.

В зависимости от требований эксплуатационной документации на МТО ТО может подразделяться на периодическое (ТО-1) и сезонное (ТО-2).

Соответствие фактических параметров работы МТО нормативным значениям и их отклонения контролируется оперативным и диспетчерским персоналом ПС, РНУ, ОСТ, а также персоналом участка обслуживания механо-технологического оборудования (УОМТО):

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- средствами автоматической системы контроля за нормативными параметрами на уровне ПС;
- средствами СДКУ на уровне районного диспетчерского пункта, территориального диспетчерского пункта;
- контролем показаний приборов при технических осмотрах оборудования и диагностировании.

При отклонении фактических параметров работы МТО от нормативных значений оборудование должно быть выведено из эксплуатации для принятия мер по устранению причин, вызвавших отклонение параметров от нормативных значений, согласно нормативной и заводской документации.

Осмотры МТО выполняются персоналом УОМТО, а также специалистами [REDACTED] по утвержденному начальником [REDACTED] графику осмотров. График обновляется 1 раз в 3 года или при изменении состава оборудования и должен быть составлен с учетом периодичности проведения осмотров, приведенной в 3.1.

Таблица 3.1

Периодичность проведения технических осмотров МТО объектов [REDACTED]

Наименование объекта	Должность	Периодичность технических осмотров
1	2	3
1 Магистральные, подпорные насосы	Оперативный персонал	Через 2 ч
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	Не реже 1 раза в 2 дня
	Начальник ПС	1 раз в неделю
2 Запорная арматура, обратные затворы, регуляторы давления, ФГУ, ССВД, предохранительные клапаны, мембраны, вспомогательные системы насосных агрегатов, оборудование системы продувки электродвигателей, системы сбора дренажа и утечек, вспомогательные насосы	Оперативный персонал	2 раза в смену
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	Не реже 1 раза в 2 дня
	Начальник ПС	1 раз в неделю

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Наименование объекта	Должность	Периодичность технических осмотров
1	2	3
3 Безнапорные емкости и резервуары, оборудование ДЭС, железнодорожных эстакад для слива-налива нефти, АУПТ и противопожарные средства, системы вентиляции производственных помещений; оборудование топливных систем котельных и пунктов подогрева нефти	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	Не реже 1 раза в 2 дня
	Начальник ПС	1 раз в неделю
4 Система водоснабжения, водоотведения, промышленная канализация, очистные сооружения, ГПМ	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Специалисты участков по обслуживанию МТО	Не реже 1 раза в день
	Заместитель начальника ПС (главный инженер)	1 раз в неделю
	Начальник ПС	1 раз в месяц

Внеочередные осмотры МТО проводятся после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, ливней или снегопадов, землетрясений, а также аварий и инцидентов. После сейсмического воздействия, мощность которого не превысила расчетных параметров, необходимо провести работы в объеме ТО. После сейсмического воздействия, мощность которого превысила расчетные параметры МТО, необходимо провести работы по освидетельствованию МТО для принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации, либо вывода МТО из эксплуатации для проведения ремонта или списания.

Диагностический контроль МТО производится специалистами БПО, ЛНК, оснащенной необходимой диагностической аппаратурой на основании графиков ТОР (плановый ДК), а также в случае выявления отклонений параметров МТО при их контроле или осмотре МТО (неплановый ДК). При отсутствии возможности осуществления диагностического контроля силами ООО XXXXXXXXXX, допускается привлечение экспертных организаций в установленном порядке.

По результатам проведенного ДК оценивается техническое состояние МТО, его соответствии нормативным требованиям, анализируется изменение технического состояния по сравнению с результатами предыдущих ДК и принимается решение о продолжении эксплуатации МТО или необходимости проведения непланового ремонта.

ТОР МТО в зависимости от сложности и объема работ может осуществляться:

- персоналом УОМТО ПС;
- персоналом УРНМТО БПО;
- силами специализированных служб ЦБПО;
- силами подрядных организаций на основании заключенных договоров при непосредственном контроле персоналом УОМТО.

ТО МТО ПС осуществляется персоналом УОМТО ПС.

ТР магистральных и подпорных насосов, запорной арматуры ПС осуществляется персоналом УРНМТО БПО, силами специализированных служб ЦБПО.

ТР остального МТО может осуществляться персоналом УРНМТО БПО и УОМТО ПС, силами специализированных служб ЦБПО, РМЗ ОСТ.

СР МТО осуществляется персоналом УРНМТО БПО или силами специализированных служб ЦБПО, РМЗ ОСТ.

КР МТО выполняется специализированными организациями. Подрядные организации могут привлекаться к выполнению следующих работ по ТОР МТО:

- шеф-монтажные и пусконаладочные работы;
- сервисное обслуживание и ремонт МТО в период гарантийного срока эксплуатации;
- зачистка емкостей, резервуаров сброса нефти, систем сбора и откачки утечек, канализации, водоснабжения, пожаротушения и др.;
- восстановление антикоррозионного покрытия МТО;
- ремонт стационарных грузоподъемных механизмов, крановых путей;

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- ТОР систем водоочистки;
- очистка сетей водоотведения с применением специализированной техники;
- ремонт оборудования очистных сооружений;
- подготовительные работы к техническому освидетельствованию МТО и благоустройство после завершения технического освидетельствования МТО;
- другие работы по согласованию с главным инженером ООО [REDACTED].

ТОР МТО осуществляется на основании технологических карт технического обслуживания и ремонта, разработанных на основании требований документации заводов-изготовителей конкретного оборудования и настоящего документа. Технологические карты на проведение ТО МТО разрабатываются персоналом УОМТО ПС (подписываются главным Начальником [REDACTED]), на проведение ТР, СР – персоналом УРНМТО БПО (подписываются начальником БПО), согласовываются главным механиком РНУ и утверждаются главным инженером РНУ.

Продление срока службы МТО, отработавшего назначенный срок службы (ресурса), осуществляется после проведения технического освидетельствования с оформлением заключения экспертизы промышленной безопасности.

Отсчет полного ресурса работы МТО производится с момента монтажа нового оборудования до момента демонтажа и возобновляется после проведения КР (время простоя оборудования на складе при условии консервации согласно заводской документации в учет ресурса не принимается).

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2.2. Эксплуатация магистрального насоса «х [REDACTED]»

При эксплуатации насосного агрегата « [REDACTED] » производят контроль за работой и техническим состоянием следующих систем:

- а) система подачи смазки в подшипники МНА, мультипликатора, электродвигателя МНА;
- б) система охлаждения частотно-регулируемого привода, электродвигателя, маслоохладителя МНА;
- в) система подачи затворной жидкости на уплотнения МНА;
- г) система обогрева электродвигателя вертикального насоса фирмы «Sulzer»;
- д) система продувки электродвигателя МНА.

Техническое состояние оборудования вспомогательных систем определяется:

- оператором ПС по визуальному изображению параметров и по срабатыванию звуковой и визуальной сигнализации при превышении допустимого значения параметра;

- при проведении осмотров персоналом участка обслуживания МТО.

Осмотры выполняются персоналом участка обслуживания МТО 2 раза в сутки. При этом проводятся:

- визуальный контроль герметичности фланцевых соединений трубопроводов;

- проверка уровня масла в маслобаке, уровня охлаждающей жидкости в расходном баке, уровня жидкости в затворном баке;

- контроль температуры масла, охлаждающей жидкости, затворной жидкости;

- контроль давления масла, охлаждающей жидкости, затворной жидкости на выходе из насоса соответствующей системы;

- контроль перепада на фильтре системы смазки;

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- контроль перепада давления охлаждающей жидкости в теплообменнике системы охлаждения;

- проверка насосов систем смазки, охлаждения и подачи затворной жидкости на отсутствие шума, нехарактерного для нормальной работы и повышенной вибрации.

Периодичность ТО и объемы работ по ТОР МТО систем смазки, охлаждения и подачи затворной жидкости приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Периодичность ТО и объем ТОР МТО систем смазки, охлаждения и подачи затворной жидкости

Объем работ	Периодичность выполнения работ (исполнитель)
1	2
МТО системы смазки	
1 Маслопроводы	
1.1 ТО	
1.1 Визуальный осмотр трубной обвязки системы на герметичность, устранение негерметичности (при необходимости)	1 раз в неделю *
1.2 ТР, КР	
1.2.1 Работы, выполняемые при ТО, а также указанные ниже	По результатам диагностики через 24000 ч или 1 раз в 5 лет *
1.2.2 Замена дефектных участков труб системы при выявлении трещин, механических повреждений и других дефектов	
2 Теплообменник маслоохладителя	
2.1 ТО	
2.1.1 Осмотр герметичности фланцевых соединений, трубопроводов, устранение негерметичности (при необходимости)	1 раз в неделю *
2.1.2 Очистка наружных поверхностей от грязи и пыли	По результатам диагностики через 24000 ч или 1 раз в 5 лет *
2.1.3 Текущий ремонт, капитальный ремонт	
2.1.4 Очистка и замена изношенных деталей и узлов	
2.1.5 Промывка внутренних поверхностей труб от отложений	
2.1.6 Опрессовка теплообменника маслоохладителя	По результатам диагностики через 24000 ч или 1 раз в 5 лет *

Продолжение таблицы 3

Объем работ	Периодичность выполнения работ (исполнитель)
1	2
3 Маслофильтры	
3.1 ТО	
Проверка перепада давления на маслофильтрах	1 раз в неделю *
Промывка или замена фильтрующего элемента	По результатам проверки перепада давления *
Замена фильтра независимо от технического состояния	1 раз в год *
4 Маслонасосы	
4.1 ТО	
Проверка чистоты фильтра на входе маслонасосов	1 раз в неделю *
Проверка давления на выходе из основного и вспомогательного насосов	1 раз в месяц *
5 Термостатический клапан фирмы «Amot»	
5.1 ТО	
Проверка температуры срабатывания, очистка от отложений	1 раз в год *
6. Масляный бак	
6.1 ТО	
Проверка уровня масла в баке (доливка масла, при необходимости)	1 раз в неделю *
Очистка наружных поверхностей от загрязнения	
Проверка герметичности бака и соединений с трубопроводами, устранение негерметичности (при необходимости)	
Сдача масла на лабораторный анализ	1 раз в 3 месяца *
6.2 ТР	
Работы, выполняемые при ТО, а также указанные ниже	Через 16400 ч *
Удаление шлама из бака	
Проверка регулировки (настройка, ремонт) термостата бака	
Дефектоскопия бака, по результатам дефектоскопии – ремонт или замена, восстановление антикоррозионного покрытия	Не реже 1 раза в 10 лет
7 Перепускной клапан регулировки давления	
7.1 ТО	
Проверка и при необходимости регулировка срабатывания клапана	1 раз в год *
МТО системы охлаждения	
8 Блок водоохладителя	
8.1 ТО	
Проверка объема охлаждающей жидкости в расширительном мембранном баке	1 раз в месяц *
Проверка наличия и исправности действия предохранительной арматуры, приборов автоматической защиты, местного и дистанционного контроля рабочих параметров, а также запорной и регуливающей арматуры	1 раз в 3 месяца *
Испытания: - на прочность; - на герметичность; - на функционирование устройств безопасности (реле давления, предохранительные клапаны и др.); - подтверждающие функционирование установки в целом	Перед пуском в эксплуатацию, после длительной остановки (более 1 года) или после ремонта *
Наружный и внутренний осмотр	Не реже 1 раза в 2 года *
Испытание на прочность	Не реже 1 раза в 8 лет *
Проверка технического состояния трубопроводов по ПБ 03-585-03: - при скорости развития коррозии трубопровода более 0,5 мм/год; - при скорости развития коррозии трубопровода от 0,1 до 0,5 мм/год; - при скорости развития коррозии трубопровода до 0,1 мм/год	Не реже 1 раза в 3 года Не реже 1 раза в 6 лет Не реже 1 раза в 8 лет (УРНМТО)
Первая выборочная ревизия трубопроводов	Не позднее чем через 2 года после ввода в эксплуатацию

Продолжение таблицы 3

Объем работ	Периодичность выполнения работ (исполнитель)
1	2
9 Холодильная машина с винтовыми компрессорами	
9.1 ТО	
Осмотр компрессоров и трубопроводов на наличие повреждений и течи	Ежедневно *
Проверка уровня масла в компрессоре, при необходимости, долив	
Проверка уровня хладагента, при необходимости долив	
Минимальное ТО: - проверка теплоизоляции, виброизоляторов; - проверка системы циркуляции хладагента (проверка предохранительных клапанов, наличия повреждений на трубопроводах, показателя индикатора влаги, перегрева на всасывании, переохлаждения жидкости); - проверка компрессора (проверка уровня и давления масла, нагрева картера, состояния масла); - проверка испарителя (расхода воды, перепада давления воды); - проверка конденсатора (расхода воды, перепада давления воды)	1 раз в 3 месяца *
Полный объем ТО: - работы, выполняемые при минимальном ТО; - проверка состояния окраски и конструкции; - проверка работы электромагнитных клапанов; - проверка pH воды/концентрации гликоля	1 раз в год **
9.2 ТР	
Работы выполняемые при ТО, а также указанные ниже	При необходимости **
Дозаправка хладагента	
Дозаправка масла в компрессор	
Капитальный ремонт	
Ремонт холодильной машины, при необходимости	Через 60000 ч (специализированная организация)
10 Насосы типа Etaline, Etabloc KSB	
10.1 ТО	
Осмотр насоса и фланцевых соединений, устранение негерметичности	Через 700 ч **
Работы, проводимые согласно руководству завода-изготовителя насоса	
10.2 ТР	
Работы выполняемые при ТО, а также указанные ниже	При ТР блока водоохладителя **
Частичная разборка насоса с заменой изношенных деталей	
Ремонт (по фактическому техническому состоянию)	
Замена насоса, сдача насоса на БПО	При необходимости
11 Промежуточный пластинчатый теплообменный аппарат (теплообменник)	
11.1 Арматура, бак	
11.1.1 ТО	
Осмотр герметичности фланцевых соединений, трубопроводов, устранение негерметичности при необходимости	Через 700 ч *
11.1.2 ТР	
Разборка, очистка, опрессовка водяных охладителей, утепление на зимний период	Через 4200 ч *
Очистка расходного бака	
Дефектоскопия расходного бака	1 раз в 10 лет
11.2 Теплообменник	
11.2.1 ТО	
Осмотр фланцевых соединений, устранение негерметичности	Через 700 ч, но не реже 1 раза в месяц

Окончание таблицы 3

Объем работ	Периодичность выполнения работ (исполнитель)
1	2
Очистка наружных поверхностей от грязи и пыли сжатым воздухом или паром под низким давлением	1 раз в месяц *
11.2.2 ТР	
Проверка лакокрасочного покрытия, при необходимости покраска	1 раз в год *
Очистка и замена крепежных деталей и запорной арматуры	Через 4200 ч
Промывка внутренних поверхностей труб от отложений	
Опрессовка теплообменника	Через 24000 ч, но не реже 1 раза в 5 лет после КР *
12 Пневмогидравлические аккумуляторы	
12.1 ТО	
Визуальный осмотр, очистка наружных поверхностей от грязи и пыли	1 раз в месяц *
Проверка заполнения азотом камерного аккумулятора	1 раз в 6 месяцев *
Наружный и внутренний осмотры по ПБ 03-576-03	Через каждые 2 года *
Гидравлическое испытание пробным давлением по ПБ 03-576-03	Через каждые 8 лет *
Замена камерного аккумулятора-баллона	Через 20 лет *
13 Бак затворной жидкости	
13.1 ТО	
Проверка уровня затворной жидкости в баке	1 раз в неделю *
Проверка герметичности бака и соединений с трубопроводами, устранение негерметичности	
Очистка наружных поверхностей от загрязнения	1 раз в месяц *
Дефектоскопия бака, по результатам – ремонт или замена бака, восстановление антикоррозионного покрытия бака	Не реже 1 раза в 10 лет (специализированная организация)
14 Оборудование продувки электродвигателей	
Воздухосборники	Согласно ПБ 03-576-03
15 Фильтры воздушные	
15.1ТО	
Замена фильтрующих элементов с последующей очисткой	При превышении величины перепада давления на фильтре *
* Работы выполняет УОМТО. ** Работы выполняет УРНМТО.	

Объемы работ по ТО могут корректироваться в зависимости от результатов контроля технического состояния и стабильности постоянно контролируемых параметров системы смазки, системы охлаждения и системы подачи затворной жидкости.

Отбор проб масла на анализ проводится 1 раз в 6 месяцев из маслобака системы смазки. Анализ проб масла производят в соответствии с методами, указанными в ГОСТ 2477[17], ГОСТ 5985[18], ГОСТ 6370[19], ГОСТ 4333[20] и утвержденными в ООО [REDACTED] инструкциями.

Рекомендуется использовать минеральное нейтральное турбинное масло (или масла [REDACTED], [REDACTED]).

Замена масла производится через [REDACTED] ч либо по результатам его анализа на кислотность и вязкость, проводимого каждые 6 месяцев.

Перед заменой масла проводится промывка фильтров, трубопроводов и маслобака, замена фильтрующих элементов.

Нормы трудоемкости ТОР вспомогательных систем магистральных и подпорных агрегатов фирмы «[REDACTED]» выбираются исходя из перечня оборудования, эксплуатируемого в составе данных вспомогательных систем.

					3.Обоснование технического перевооружения НПС «Олёкминск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

4. Технологическая часть

4.1. Введение

В данном разделе приведены расчёты, подтверждающие технологическую возможность увеличения объёмов перекачки, в том числе – проверка прочностных характеристик уложенного нефтепровода, поверочный гидравлический расчёт участка нефтепровода, проверка характеристик насоса «[REDACTED]», а также технико-экономические расчёты, подтверждающие эффективность произведённых работ.

4.2. Исходные данные

Технологический расчет производится с целью проверки технической возможности перекачки заданного количества нефти по эксплуатационному участку магистрального нефтепровода [REDACTED] на участке от [REDACTED] [REDACTED] км до [REDACTED] [REDACTED] км.

Основные исходные данные в таблице 4.1

Расчетная длина участка трубопровода	$L =$ [REDACTED] км
Геодезические отметки: 1. [REDACTED] [REDACTED] 3. Разность геодезических отметок конечного начального пунктов	$H_1 =$ [REDACTED] (БС) $H_2 =$ [REDACTED] м (БС) $\Delta Z =$ [REDACTED] м
Кавитационный запас для насоса « [REDACTED] » [13]	$h_{кз} =$ [REDACTED] м
Годовой объем перекачки после замены ротора	$G_r =$ [REDACTED]
Расчетная температура перекачиваемого продукта	$t_p =$ [REDACTED] °Сх

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Россов А.А.			4. Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					61	179
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Продолжение таблицы 4.1

Физические свойства нефти марки ISPO	См. Приложение 4.
Плотность нефти при 20 ⁰ С (тип. 2)	$\rho_{20^0C} = \blacksquare \text{ кг/м}^3$
Плотность нефти при 15 ⁰ С (тип. 2)	$\rho_{15^0C} = \blacksquare \text{ кг/м}^3$
Вязкость перекачиваемой нефти	от \blacksquare до \blacksquare сСт
Давление упругости насыщенных паров	$P_y = \blacksquare \text{ кПа} (\blacksquare \text{ мм.рт. ст})$

Вспомогательные исходные данные в таблице 4.2

Допустимое давление, развиваемое перекачивающей станцией, исходя из прочностных свойств корпуса насоса и запорной арматуры магистрального нефтепровода ВСТО принято \blacksquare МПа.	\blacksquare МПа.
Для обеспечения заданных объемов перекачки нефти расстановка НПС по трассе производилась при давлении на выходе НПС до \blacksquare МПа.	До \blacksquare МПа.
Расчетное время работы трубопровода принимается равным	\blacksquare дней ~ \blacksquare часов в год.
Количество последовательно работающих магистральных насосов на одной перекачивающей станции	\blacksquare в работе и \blacksquare в резерве.

Механические характеристики труб, уложенных на выкиде \blacksquare [21] в таблице 4.3

Диаметр труб наружный	$D_n = \blacksquare \text{ мм} = \blacksquare \text{ м}$
Толщина стенки трубы	$\delta = \blacksquare \text{ мм} = \blacksquare \text{ м}$
Класс прочности	\blacksquare
Временное сопротивление	$\sigma_B = \blacksquare \text{ МПа} / \blacksquare \text{ кгс/см}^2$
предел текучести	$\sigma_T = \blacksquare \text{ МПа} / \blacksquare \text{ кгс/см}^2$

где m - коэффициент условий работы трубопровода (принимаемый из табл. 1 пункта 2.3 СНиП 2.05.06-85*) $m=0,75$ (для нефтепровода I категории, находящегося на территории НПС);

k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу (принимаемые соответственно из табл. 9 и 10 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*) $k_1=$ ■■■■, $k_2=$ ■■■■;

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода (принимаемый из табл. 11 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*) $k_H=1,05$.

4.3.2. Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки исходя из значения проектного давления в трубопроводе $P=$ ■■■■ МПа, определим по формуле:

$$\delta_n = \frac{P \cdot D \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_H}{2 \cdot \sigma \cdot n_p}$$

где P - проектное давление, $P=$ ■■■■ МПа.

n_p - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению в трубопроводе (принимаемый из табл. 13 пункта 8.22* СНиП2.05.06-85* для нефтепроводов диаметром ■■■■ мм при работе промежуточной НПС по схеме «из насоса – в насос») $n_p=$ ■■■■.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до большего значения

$\delta_n =$ ■■■■ мм, подтверждаемого последующими проверочными расчётами.

4.3.3. Проверка прочности с учетом максимального температурного перепада

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta T_{(+)}$ или отрицательного $\Delta T_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления определяются по

					4. Технологическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формулам:



Для дальнейших расчетов принимаем $\Delta T_{(-)}$ - как наибольшее значение по абсолютной величине.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле



Т.к. $\sigma_{пр.N} < 0$, значит в трубопроводе действуют осевые сжимающие напряжения и металл находится в двухосном напряженном состоянии (кольцевые и продольные напряжения).

Определяем коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние труб

по формуле:



α_t – коэффициент температурного расширения, $\alpha_t =$ град⁻¹;

E – модуль упругости, для стали принимается равным $E =$ МПа;

μ – коэффициент Пуассона, для сталей принимается равным $\mu =$.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:



					4. Технологическая часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной в пункте 3.3.3, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

4.3.4. Расчет толщины стенки с учётом температуры транспортируемого продукта

Проверяем продольные осевые напряжения $\sigma_{\text{прN}}$, которые возникают в материале стенки от действия температуры и давления.



Δt – расчетный температурный перепад, определяется для холодного и теплого времени года:



где: $t_{\text{э}}$ – max или min возможная температура стенки трубопровода в процессе эксплуатации, определяется проектом $t_{\text{э}} = \blacksquare^{\circ}\text{C} - \blacksquare^{\circ}\text{C}$

$t_{\phi}^{x,T}$ – наименьшая и наибольшая температура, при которой фиксируется трубопровод, т.е. укладывается в траншею и засыпается грунтом, $^{\circ}\text{C}$.

В свою очередь:



где: t_H^x, t_H^T - нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года, $^{\circ}\text{C}$, (принимаются в соответствии с таблицей 1 «Температура воздуха г.

_____):

■

■

t_I, t_{VII} - многолетние среднемесячные температуры января и июля,
 Δ_I, Δ_{VII} - отклонения средней температуры наиболее холодных и теплых суток от значений t_I и t_{VII} .

■

Для расчета $\sigma_{прN}$ учитывается $\Delta t > 0$, т.к. в противном случае $\sigma_{прN}$ будет заведомо больше.

■

Т.к. $\sigma_{прN} > 0$, значит в трубопроводе действуют осевые растягивающие напряжения и металл находится в двухосном напряженном состоянии (кольцевые и продольные напряжения).

Определяем коэффициент ψ_1 :

■

■

■

Данные расчета показали, что толщина стенки равная _____ мм по своим параметрам подходит для эксплуатации трубопровода в данных условиях и занимает промежуточное значение между толщиной стенки, рассчитанной исходя из максимального значения температурного перепада (исходя из условий формулы 12 СНиП2.05.06-85*) и рассчитанной исходя из реального максимального значения

					4. Технологическая часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температурного перепада.

Проверку на прочность подземного трубопровода в продольном направлении произведем из условия:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (23)$$

где $\sigma_{\text{пр.}N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое согласно п. 8.25 СНиП2.05.06-85*. Принимаем, полученное при расчетах п. 3.3.3

$$\sigma_{\text{пр.}N} = - \blacksquare \text{ МПа}$$

ψ_2 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$) принимается равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\blacksquare \quad (24)$$

$\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{PD_{\text{вн}}}{2\delta_n} = \frac{10 \cdot 1172}{2 \cdot 24} = \blacksquare \text{ МПа} \quad (25)$$

δ_n - номинальная толщина стенки трубы, $\delta_n = \blacksquare$ мм.

Проверяем выполнение условия неравенства

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (26)$$

$$|-\blacksquare| \leq \blacksquare \cdot \blacksquare \quad (27)$$

$$|-\blacksquare| \leq \blacksquare$$

Условие прочности выполняется.

4.3.5. Проверка прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} \quad (28)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \dots \cdot \frac{\dots}{\dots} \cdot \dots \quad (29)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \dots \quad (30)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} \quad (31)$$

$$\dots \quad (31)$$

Условие выполняется при растягивающих продольных напряжениях

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий.

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба, определяются по формуле:

$$\dots \quad \dots$$

где: ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м. Принимаем равным радиусу изгиба дна траншеи $\rho = R_{\text{доп}} \geq \dots D_y$, таким образом $R_{\text{доп}} \geq \dots$ м.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{PD_{BH}}{2\delta_H} = \frac{\blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare \cdot \blacksquare} = \blacksquare \text{ МПа} \quad (33)$$

ψ_3 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях $\sigma_{пр}^H \geq 0$ принимаемый равным единице, при сжимающих $\sigma_{пр}^H < 0$ - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \quad (34)$$

$$\blacksquare \quad (35)$$

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы произведем из условия:

$$S \leq mN_{кр} \quad (36)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода. Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяем от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

$N_{кр}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода. $N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта фактическое эквивалентное продольное

					4. Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осевое усилие в сечении трубопровода определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{F}{F} \quad (37)$$

где: F- площадь поперечного сечения трубы, м².

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = F \text{ м}^2 \quad (38)$$

Если оболочка подвержена осевому равномерному сжатию, то при незаземленных контурах критическая сила:

$$N_{кр} = \frac{2\pi E \delta^2}{\sqrt{3(1 - \mu^2)}} = \frac{2\pi E \delta^2}{\sqrt{3(1 - \mu^2)}} = N_{кр} \text{ МН} \quad (39)$$

$$S \leq m N_{кр} \quad (40)$$

Условие $S \leq m N_{кр}$ выполняется

Находим осевой момент инерции:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = J \text{ (м}^4\text{)} \quad (41)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = \gamma_m \cdot S \quad (\text{Н/м}) \quad (42)$$

Где: $n_{св}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость положения равный $n_{св}$;

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$;

Нагрузку от веса изоляции принимаем 10% от собственного веса металла трубы $q_{и} = 0,1 \cdot q_m \text{ Н/м}$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубопроводе единичной длины вычислим по формуле:

$$q_{н} = \rho_{н} \cdot V \quad (\text{Н/м}) \quad (43)$$

То есть нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой нефтью:

$$\blacksquare \quad (44)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$\blacksquare \quad (45)$$

Где: $n_{гр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8;

$\gamma_{гр}$ - удельный вес грунта принят для глинистого грунта равным 16,8 кН/м²;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности не менее 1 метра;

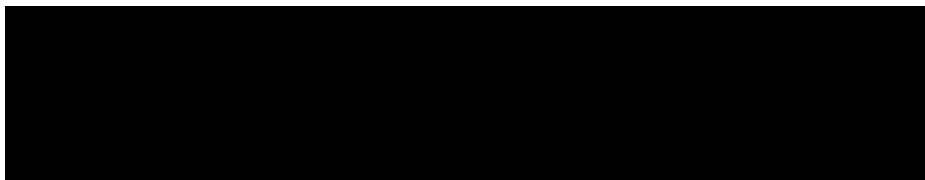
$\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения, принят для глинистого грунта равным 18 градусам;

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$\blacksquare \quad \blacksquare$$

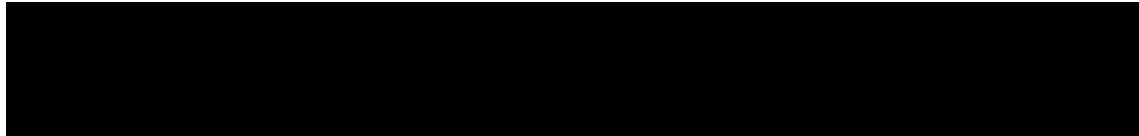
где $C_{гр}$ -коэффициент сцепления грунта. Для глинистого грунта принимается $C_{гр}=30000$ Па;

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:



(47)

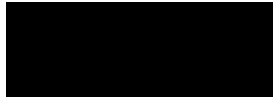
Рассчитаем продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом по формуле:



(48)

Следовательно:

$$S \leq mN_{кр}^{(1)} \quad (49)$$



(50)

Условие выполняется.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом находим по формуле:



(51)

где k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии. Для глины тугопластичной принимается $k_0=35 \text{ МН/м}^2$.

Следовательно: β



(52)



(53)

Условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется, так как условие выполняется, то общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков нефтепровода, выполненных с упругим изгибом.

По формулам вычислим:



(54)

где R_{β} - радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи. Минимальный радиус изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи, принимаем равным $R_{\beta} = \text{■}$ м.



(55)

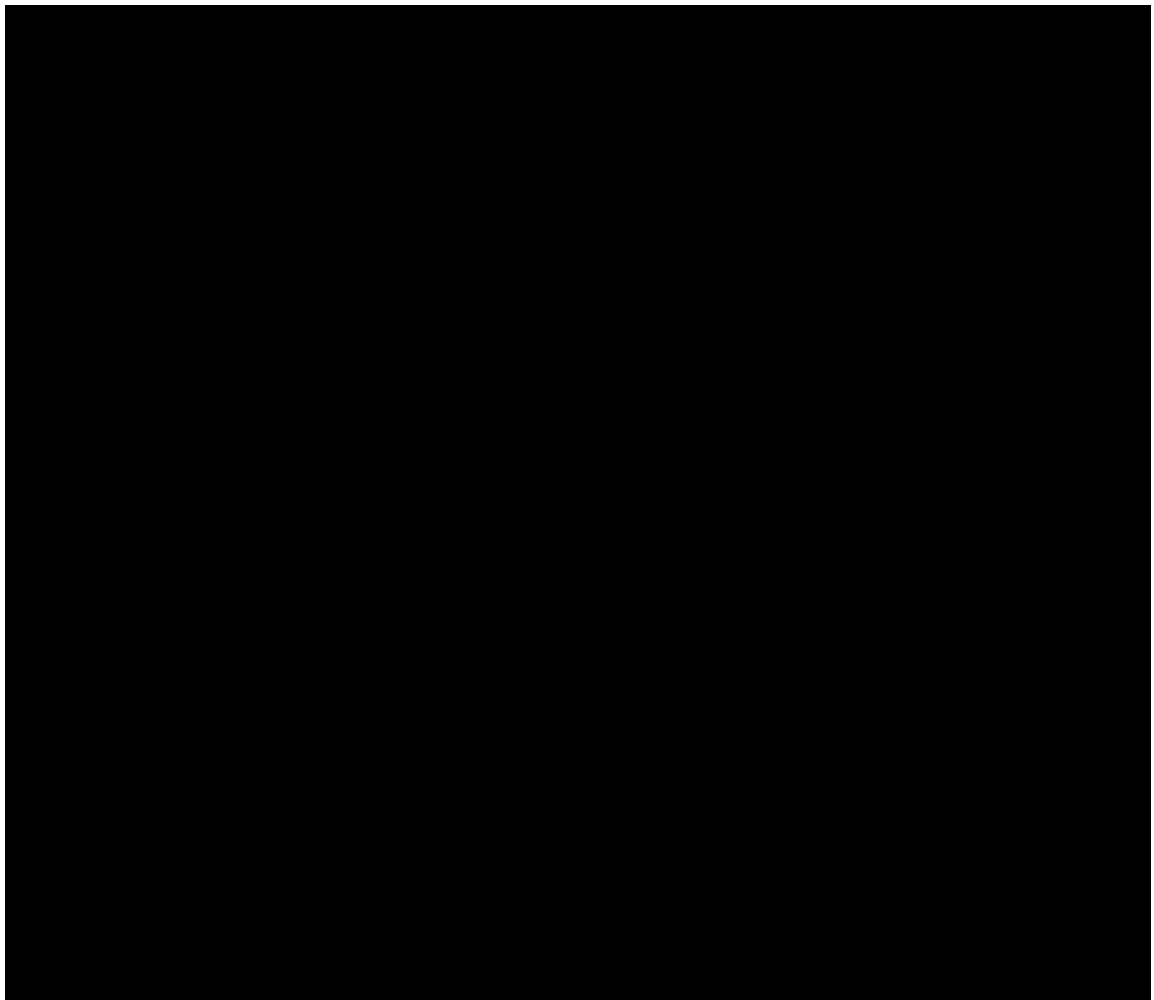


Рисунок 4.1. Нанограмма для определения коэффициента β_n при проверке устойчивости криволинейного трубопровода.

По графику, приведенному на рисунке 13, определяем, что $\beta_n = 26$

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Вычислим критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$\text{[Redacted]} \quad (56)$$

$$\text{[Redacted]} \quad (57)$$

$$\text{[Redacted]} \quad (58)$$

Условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется

$$\text{[Redacted]} \quad (59)$$

$$\text{[Redacted]} \quad (60)$$

$$\text{[Redacted]} \quad (61)$$

Условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется

Так как во всех трёх случаях условие выполняется, то общая устойчивость прямолинейных и упруго изогнутых участков нефтепровода обеспечена.

4.4. Гидравлический расчёт участка магистрального нефтепровода

4.4.1. Поверочный гидравлический расчет

Целью поверочного гидравлического расчёта является подтверждение диаметра нефтепровода, а также определение необходимого количества работающих насосов при заданной годовой производительности участка.

Расчетная пропускная способность трубопровода Q_p определяется, исходя из заданного годового расчетного времени работы трубопровода $Ч_p$ и объёма перекачки, который должен быть обеспечен после технического перевооружения G_m , кг.

$$Q_p^u = \frac{G_m}{Ч_p \cdot \rho_p}, \text{ м}^3/\text{час или } Q_p^c = \frac{Q_p^u}{3600}, \text{ м}^3/\text{сек} \quad (62)$$

$Ч_p$ принимается равным 350 дней (для нефтепроводов для ТС «ВСТО» D_y более 820 мм и протяженностью более 700 км[22].), $Ч_p = 365 \times 24 = 8400$ час.

ρ_p принимается равным $\rho_{15^\circ C} =$ \blacksquare кг/м³

G_m , принимается равным 80 млн.т./год = 80×10^9 кг

$$\blacksquare \quad (63)$$

$$\blacksquare \quad (64)$$

Расчетное значение внутреннего диаметра трубопровода D_p определим по формуле

$$D_p = \sqrt{\frac{4Q_p^c}{\pi W_p}} \quad (65)$$

, где W_p – рекомендуемая расчетная скорость перекачки продукта, м/сек, определяемая из графика на рис. 4.2.

$$W_p = \blacksquare \text{ м/с}$$

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

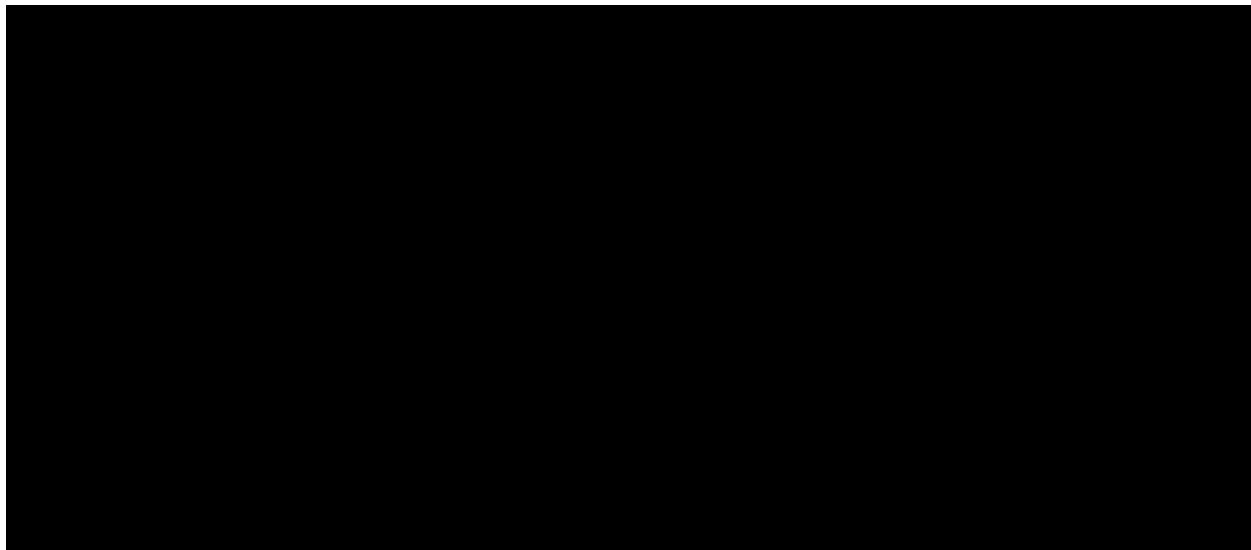


Рис. 4.2. Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от пропускной способности трубопровода

$$\text{[Redacted]} \quad (66)$$

, принимаем ближайший типоразмер трубы $Dy = \text{[Redacted]}$ м

Таким образом, существующий диаметр нефтепровода на участке $\text{[Redacted]} - \text{[Redacted]}$ диаметром $Dy = \text{[Redacted]}$ м подтверждается расчетом.

4.4.2. Определение потерь напора в трубопроводе

Общий напор в трубопроводе равен

$$H = (Z_2 - Z_1) + (h_{кн} - h_{нп}) + h_{пот}, \text{ м}, \quad (67)$$

где $h_{нп}$ – высота взлива в резервуаре головной станции. Поскольку перекачка осуществляется по схеме «из насоса – в насос», $h_{нп} = 0$ м;

$h_{кн}$ – остаточный напор на конечном пункте трубопровода. Поскольку перекачка осуществляется по схеме «из насоса – в насос», $h_{кн}$ принимается равным минимальному кавитационному запасу для насоса «[Redacted]» $h_{кн} = \text{[Redacted]}$ м.

Используя гидравлический уклон i , общий суммарный напор в трубопроводе можно выразить:

$$H = \Delta Z + h_{\text{кн}} + 1,02 \cdot i \cdot L_p, \text{ м}, \quad (68)$$

где \blacksquare – коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях линейной части трубопровода;

Гидравлический уклон определяется по формулам:

$$i = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} \quad \text{или} \quad i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} \quad (69)$$

где β, m – коэффициенты в формуле Лейбензона, зависящие от режима течения;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Для определения гидравлического уклона определим режим течения нефти в трубопроводе, для чего:

Определим расчетную скорость движения нефти в трубопроводе:

$$W = \frac{4 \cdot Q_p^c}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}, \text{ м/сек.}, \quad (70)$$

где $D_{\text{вн}}$ – Внутренний диаметр трубопровода;

δ – средневзвешенная толщина стенки по длинерасчетного участка трубопровода,

рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{(\delta_1 \cdot L_1 + \delta_2 \cdot L_2 + \dots + \delta_n \cdot L_n)}{L_1 + L_2 + \dots + L_n}, \text{ мм} \quad (71)$$

Сведения о толщине стенки и протяженности участков примем согласно ведомости раскладки труб, приведённой в приложении 4.

$$\blacksquare \quad (72)$$

$$D_{\text{вн}} = D_n - 2\delta, \text{ м}. \quad (73)$$

$$D = 1220 - 2 \times 19,6 = \blacksquare \text{ мм}. \quad (74)$$

					4. Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$W = \frac{\text{■}}{\text{■}} = \text{■} \text{ м/с.} \quad (75)$$

Параметр Re (число Рейнольдса):

$$Re = \frac{W \cdot D_{\text{вн}}}{\nu_p} \quad (76)$$

ν_p – расчетная кинематическая вязкость, м²/с. Поскольку в расчет принимается фактическая вязкость перекачиваемой нефти ■ сСт в соответствии с характеристиками насоса «Sulzer» на полное развитие,

$$\nu_p = 25 \text{ сСт} = 25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с} \quad (77)$$

$$Re = \frac{3,029 \cdot 1,1808}{25 \cdot 10^{-6}} = \text{■} \quad (78)$$

Определим режим течения.

Как известно, различают два режима - ламинарный и турбулентный, а последний, в свою очередь, делится на 3 зоны:

1. зона гидравлически гладких труб;
2. зона смешанного трения;
3. зона квадратичного трения.

Переход из режима в режим и из зоны в зону определяется значениями критических (переходных) чисел Рейнольдса, зависящих для данного диаметра ($D_{\text{вн}}$) трубопровода и данной вязкости (ν_p) продукта от скорости перекачки W .

При турбулентном режиме течения в зоне гидравлически гладкого трения

$2320 \leq Re \leq \frac{10}{K_s}$, коэффициент сопротивления определяется формулой

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (79)$$

где $\bar{K}_s = \frac{K_s}{D_{\text{вн}}}$ – относительная эквивалентная шероховатость внутренней

поверхности труб;

K_s – эквивалентная шероховатость труб, для стальных сварных труб с незначительной коррозией принято $K_s = \text{■}$ мм.

					4. Технологическая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\overline{K}_s = \frac{K_s}{D} = \frac{0,15}{1180,8} = \text{[redacted]} \quad (80)$$

$$\text{[redacted]} \leq \text{[redacted]} \text{ [redacted]}, \quad (81)$$

$\text{[redacted]} \leq \text{[redacted]} > \text{[redacted]}$ - условие не выполняется

При турбулентном режиме течения в зоне смешанного трения должно выполняться условие

$$\frac{10}{\overline{K}_s} \leq Re \leq \frac{500}{\overline{K}_s} \quad (82)$$

$$11808 \leq 130695 \text{ [redacted]} \quad (83)$$

$\text{[redacted]} \leq \text{[redacted]} \text{ [redacted]}$ - условие выполняется

Коэффициент гидравлического сопротивления в зоне смешанного трения определяется по формуле

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s \right)^{0,25} \quad (84)$$

$$\text{[redacted]} \quad (85)$$

Определим гидравлический уклон по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{W^2}{2g}, \text{ м/м} \quad (86)$$

$$\text{[redacted]} \quad (87)$$

Суммарные потери напора в трубопроводе:

$$H = \Delta Z + (h_{\text{кл}}) + 1,02 \cdot i \cdot L_p = 222,81 + 35 + 1,02 \cdot 0,0054997 \cdot 107,94 \cdot 1000 = \text{[redacted]} \text{ м.ст.ж.} \quad (88)$$

$$H = 872 \cdot 9,81 \cdot 873,5 / 1000000 = \text{[redacted]} \text{ МПа,} \quad (89)$$

Для построения совмещённой гидравлической характеристики

					4. Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

произведём все вышеперечисленные расчеты для различных объёмов перекачки, используя программное обеспечение Microsoft Excel. Результаты расчетов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Потери напора в трубопроводе при различных объёмах перекачки

Объём перекачки, м ³ /ч	Re	Режим движения	Расчётная формула	Коэф. λ	i	Потери напора, м	Потери, МПа
1500	17981	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,027098	0,000169508	276,47	2,37
3000	35961	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,02298	0,000574905	321,11	2,75
5000	59935	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,02022	0,001405501	412,55	3,54
7000	83909	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,01859	0,002532533	536,64	4,60
9000	107883	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,01746	0,003931497	690,66	5,92
10903	130695	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,01664	0,005499741	863,32	7,40
11000	131857	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,016604	0,005585612	872,78	7,48
12000	143844	турбулентный	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + K_s \right)^{0,25}$	0,01625	0,006504303	973,93	8,35

4.4.3. Расчет количества магистральных насосных агрегатов

Магистральные и подпорные насосы перекачивающих станций выбираются, исходя из выполнения условия

$$Q_{min} \leq Q_p \leq Q_{max}, \quad (90)$$

где Q_{min} , Q_{max} – соответственно нижняя и верхняя границы рабочего диапазона производительности насоса. В соответствии с диаграммой Q – H насоса «Sulzer» на полное развитие (Приложение 6), для расчетной частоты вращения вала насоса $n = \blacksquare$ об/мин:

$$Q_{min} = \blacksquare \text{ м}^3/\text{час},$$

$$Q_{max} = \blacksquare \text{ м}^3/\text{час.}$$

$$\blacksquare \leq \blacksquare \leq \blacksquare$$

Поскольку условие выполняется, магистральный насосный агрегат «Sulzer» после проведения работ по замене ротора на полное развитие позволит обеспечить расчётную производительность \blacksquare млн.т/год.

Рабочее давление, развиваемое перекачивающей станцией при последовательном соединении насосов

$$P = \rho_p g m_p \cdot h_m \cdot 10^{-6} \leq \{P\}, \text{ МПа}, \quad (91)$$

где h_m – соответственно напор, м, развиваемый магистральными насосами при расчетной подаче Q_p^u и определяемый по рабочей характеристике насоса $h_m = 335\text{м}$;

m_p – число последовательно работающих магистральных насосов $m_p = 3$;

$$P = 873,5 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 335 \cdot 10^{-6} = \blacksquare \text{ МПа} < \blacksquare \text{ МПа} \quad (92)$$

- условие прочности нефтепровода на выкиде НПС выполняется.

Расчетный напор, развиваемый основными агрегатами перекачивающей станции:

$$\blacksquare, \text{ м}, \quad (93)$$

Баланс напоров на участке МН можно представить уравнением:

$$H_{ст} = \Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_{тр} + h_{к.л.} \quad (94)$$

Поскольку напор, развиваемый насосными агрегатами превышает потери в линейной части, $H_{ст} > H, \blacksquare \text{ МПа} > \blacksquare \text{ МПа}$, необходимо рассчитать степень снижения давления для каждого насоса. Напор, развиваемый одним насосом равен:

$$h_{mp} = \frac{H_{ст}^o}{m_p} = \frac{863,32}{3} = 287,78 \text{ м} < \blacksquare \quad (95)$$

Поскольку электропривод насоса осуществляется с применения частотного регулятора в широком интервале рабочих диапазонов от $n = \blacksquare$

					4. Технологическая часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

об/мин. (60%) до $n=$ [] об/мин. (105%), обточка рабочего колеса не производится. Регулировка напора магистрального агрегата производится путем вывода на расчётный режим $h_{\text{мр}}=$ [] м.

Для построения характеристики насоса воспользуемся формулой, описывающей характеристику при плавно падающей характеристике:

$$H = A - B \cdot Q^2, \text{ м} \quad (96)$$

Коэффициент A примем равным:

$$[] \quad (97)$$

Коэффициент B выбирается методом последовательных приближений,

Принимается равным $B=1,09358 \cdot 10^{-6}$

Используя данное уравнение, получим для $Q_p=$ [] м³/час:

$$H = A - B \cdot Q^2 = 417,78 - 1,09358 \cdot 10^{-6} \cdot 10903^2 = [] \text{ м} \quad (98)$$

Для построения кривой характеристики совместной работы 3-х насосов, произведём аналогичные расчёты с помощью программного обеспечения Microsoft Excel. Результаты расчетов приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5. Расчетные значения напора, развиваемого одним насосом и тремя насосами, работающими последовательно

Объём перекачки Q , м ³ /ч	Напор, развиваемый одним насосом		Напор, развиваемый тремя последовательно работающими насосами	
	м.ст.ж.	МПа	м.ст.ж.	МПа
8000	347,79	2,98	1043,37	8,94
9000	329,20	2,82	987,60	8,46
10000	308,42	2,64	925,27	7,93
10903	287,78	2,47	863,34	7,40
11000	285,46	2,45	856,37	7,34
12000	260,30	2,23	780,91	6,69
13000	232,96	2,00	698,89	5,99

Используя данные таблиц 4.4. и 4.5. произведём построение совместных характеристик линейной части и насосной станции. Результаты построения

					4. Технологическая часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приведены на рисунке 4.3.

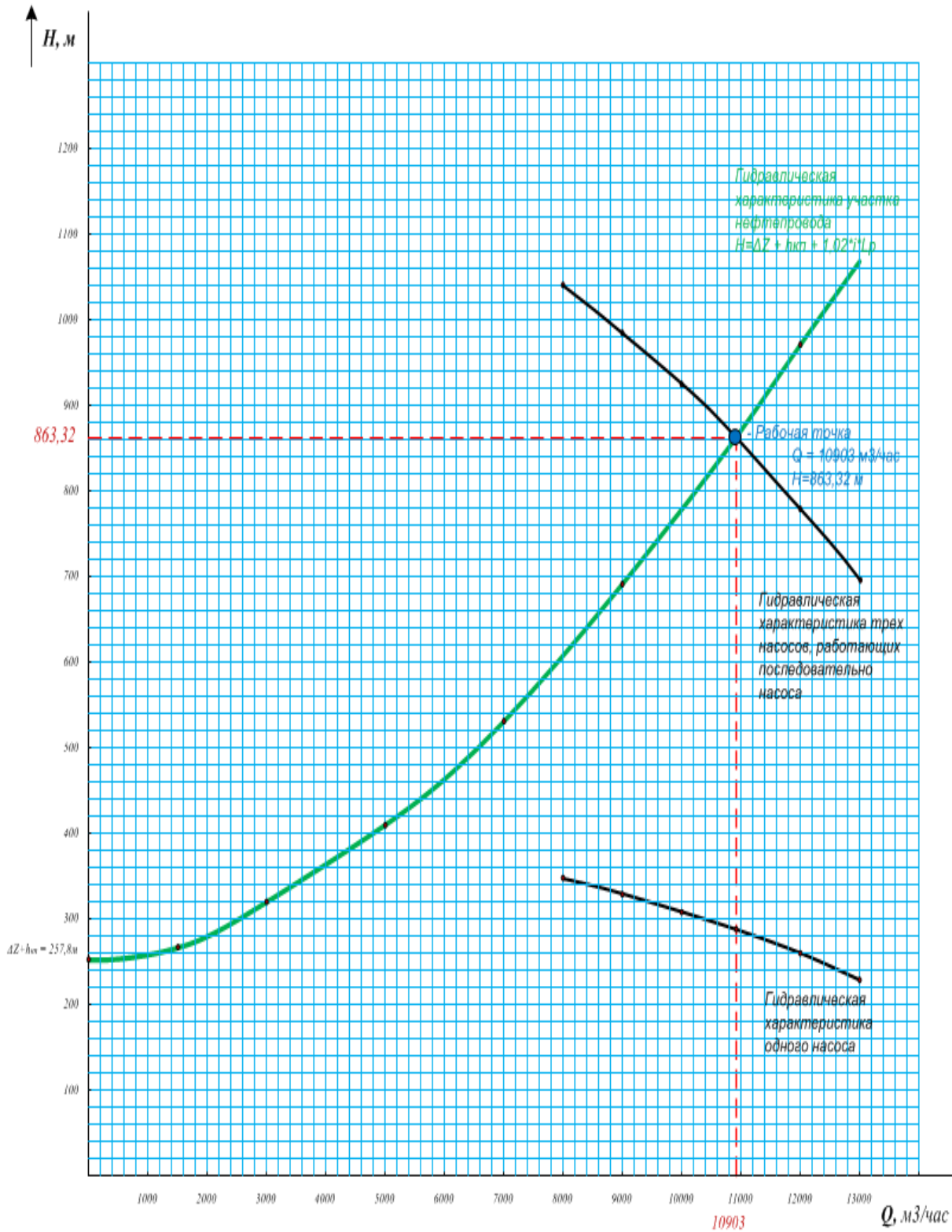


Рис. 4.3. Совместные характеристик линейной части и насосной станции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4.5. Организация работ по замене роторов

4.5.1. Общая организация работ

В связи с производством работ на действующем объекте без остановки перекачки по нефтепроводу █████, необходимо тщательно проработать логистику производства работ, разработать сетевой график, определить ответственных исполнителей и возможные сроки производства работ.

Работы по ремонту насосов с заменой роторов могут выполняться как специализированной бригадой БПО █████ или БПО █████ с привлечением инженеров службы отдела главного механика и КИПиА, так и специализированной подрядной организацией, выполняющей весь комплекс работ на основании имеющихся сертификатов от саморегулируемой организации (СРО) на допуск к выполнению особо опасных видов работ и технически сложные объекты, прошедшие проверку готовности к выполнению работ комиссией ООО █████.

Поскольку магистральные насосы НПС являются основным оборудованием, обеспечивающим перекачку нефти, вывод в ремонт производится в сроки, согласно годового графика ТО и ТР. Произвольный перенос сроков возможен в исключительных случаях и требует согласования АО «АК «█████» и влечёт за собой соответствующие санкции к подрядчику, допустившему срыв выполнения работ.

В рамках организации работ по ремонту производится:

1. Разработка и согласование технической документации на ремонт (в случае необходимости – получение положительных заключений и экспертиз от надзорных органов);
2. Проведение торгов/конкурса на закупку необходимого оборудования и материалов;
3. Проведение торгов/конкурса по выбору подрядной организации (при выполнении работ специализированным подрядчиком);

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

4. Разработка и согласование проектов производства работ (ППР и технологические карты) на проведение производства работ, ознакомление персонала НПС и производителей работ с проектом и технической документацией;

5. Обеспечение доставки на объект оборудования и материалов, мобилизация на объект персонала и техники бригады БПО / подрядчика по строительству;

6. Проверка готовности персонала и техники к выполнению работ на объекте, отработка совместных действий ремонтной бригады и персонала по обслуживанию [REDACTED];

7. Производство ремонтных работ;

8. Приемка выполненных работ с составлением протоколов испытаний и Актов выполненного ремонта;

9. Демобилизация бригады БПО / подрядчика по строительству.

4.5.2. Организация доставки роторов на площадку [REDACTED] « [REDACTED] »

Поскольку [REDACTED] « [REDACTED] » находится в районе со слабо развитой транспортной инфраструктурой, необходимо проработать оптимальный вариант доставки роторов и сопутствующего МТО на объект. В настоящее время наиболее быстрым вариантом является авиатранспорт:

- самолётом г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED] – г. [REDACTED];

- самолётом г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED] – г. [REDACTED] – г. [REDACTED];

- самолётом г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED] – г. [REDACTED];

- самолётом г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED] – г. [REDACTED] – г. [REDACTED];

- вертолётom г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED];

- вертолётom г. [REDACTED] (БПО « [REDACTED] ») – г. [REDACTED] – г. [REDACTED].

Речной транспорт возможен в период летней навигации с конца мая по сентябрь:

- теплоход / баржа г. [REDACTED] – г. [REDACTED];

- теплоход / баржа г. [REDACTED] – г. [REDACTED].

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Для доставки оборудования на объект необходимо использовать автотранспорт повышенной проходимости. В связи с отсутствием прямого дорожного сообщения, возможна комбинированная доставка – частично автотранспортом, частично – водным, либо авиатранспортом.

Доставку валов, точного и хрупкого оборудования производить в упаковке, позволяющей исключить возможное повреждение груза при доставке.

Запасные части для ремонта насосов «**██████████**», в том числе рабочие колёса с диффузорами и износными кольцами повышенной производительности поставлены на объект в рамках комплексной поставки в рамках строительства **██████████** «**██████████**». Необходимо уточнить фактическое местонахождение рабочих колёс, запасных валов и прочих запчастей, и расходных материалов, необходимых при ремонте на складе МТО ООО «**██████████**». При необходимости – произвести дополнительную закупку или изготовление на базах БПО.

Дополнительные затраты на разработку рабочих колёс и поставку из-за границы (производитель насосов -компания «**██████████**» находится в Германии) не требуются.

4.5.3. Перечень рабочих и ИТР, задействованных при выполнении работ

Для производства работ по ремонту насосов в установленный срок с высоким качеством, необходимо обеспечить привлечение необходимого количества квалифицированного персонала, обеспечить привлеченный персонал местами для проживания (имеется гостиница для проживания командированного персонала на **██████████ ██████████**, есть гостиница в г. **██████████**, также есть возможность коммерческой аренды квартир в г. **██████████**). Обеспечение привлеченного персонала питанием возможно как в столовой **██████████** «**██████████**», так и заказ питания у частных предпринимателей г. **██████████**, предоставляющих данные услуги.

В случае необходимости, необходимо обеспечить дополнительное обучение привлекаемого персонала в соответствии с требованиями ПБ, ОТ и ООС и

					4. Технологическая часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внутренними нормативными документами АО «АК «[REDACTED]» и ООО «[REDACTED]».

Перечень персонала, привлекаемого для производства работ по ремонту насосов на [REDACTED] «[REDACTED]» приведён в таблице 4.6.

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Таблица 4.6. Перечень привлекаемого персонала.

№ п/п	Наименование	Количество
1	Инженерно-технический персонал	
1.1	Руководитель – координатор производства работ на объекте	1
1.2	Мастер по ремонту технологического оборудования	1
1.3	Инженер КИПиА	1
2	Бригада по ремонту технологического оборудования	
2.1	Слесарь по ремонту технологических установок IV разряда	1
2.2	Слесарь по ремонту технологических установок V разряда	1
2.3	Слесарь по ремонту технологических установок III разряда	1
2.4	Стропальщик	1
2.5	Электрик	1
2.6	Слесарь КИПиА	1
3	Водители	
3.1	Водитель легкового автомобиля	1
3.2	Водитель автобуса на базе автомобиля повышенной проходимости	1
3.3	Водитель грузовика	1
3.4.	ВСЕГО	12

4.5.4. Перечень техники и механизмов, задействованных при выполнении работ

Работы выполняются в здании магистральной насосной. Подъём и перемещение оборудования производится с использованием штатной кран-балки и съёмных грузозахватных приспособлений (СГЗП). Перечень схем строповки оборудования и СГЗП приведены в графической части дипломного проекта на схеме строповки магистрально насосного агрегата.

Перечень техники и механизмов приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7. Перечень техники и механизмов

№ п/п	Наименование	Количество
1	Автотранспорт	
1.1	Автомобиль легковой	1
1.2	Автобус на базе автомобиля повышенной проходимости	1
1.3	Грузовик (Урал, Камаз, либо аналог) повышенной проходимости	1
2	Оборудование для ремонта технологических установок	
2.1	Индикатор часового типа ИЧ-10.	1
2.2	Ключи гаечные двусторонние искробезопасные S=10÷41 ГОСТ2839-80. (комплект)	1
2.3	Набор головок 32÷100. (комплект)	1
2.4	Ключи «шестигранник» искробезопасные S=4÷32. (комплект)	1
2.5	Зубило 1-45-200 ГОСТ7211-72.	1
2.6	Молоток ГОСТ2310-77.	1
2.7	Кувалда (m=5кг).	1
2.8	Гайковерт гидравлический «PLARAD» усилием до 25000 кН*м. (комплект)	1
2.9	Мультипликатор усилием до 2500 кН*м. (комплект)	1
2.10	Ключ динамометрический усилием 29÷500 Н*м.	1
2.11	Гидравлический насос 728619 Е – 1 шт. (комплект)	1
2.12	Гидравлический насос 956248 Е – 1 шт. (комплект)	1
2.14	Преднатяжитель – 2 шт.	1
2.15	Лупа Лп 1x10x ГОСТ 25706-83	1

Продолжение Таблица 4.7. Перечень техники и механизмов

№ п/п	Наименование	Количество
2.16	Светильник ручной РВО-42-У ТУ-16-545-132-77	2
2.17	Угольник УП-0-250 ГОСТ 25706-83	1
2.18	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1 ГОСТ 166-89	1
2.19	Штангенциркуль ШЦ-1-250-0,05 ГОСТ 166-89	1
2.20	Проволочка ГОСТ 2475-88	1
2.21	Щупы набор №2 ТУ2-034-225-87 (комплект)	1
2.22	Щупы набор №4 ТУ2-034-225-87 (комплект)	1
2.23	Нутромер НИ ГОСТ 868-82	1
2.24	Образцы шероховатости Rz80 ГОСТ 9378-75 (комплект)	1
2.25	Образцы шероховатости Ra 1,25 ГОСТ 9378-75 (комплект)	1
2.26	Калибры резьбовые ГОСТ 17756-72 (комплект)	1
2.27	Калибры резьбовые ГОСТ 17757-72 (комплект)	1
2.28	Микрометр МК 25-50 ГОСТ 6507-78	1
2.29	Микрометр МК 50-75 ГОСТ 6507-78	1
2.30	Микрометр МК 75-100 ГОСТ 6507-78	1
2.31	Ультразвуковой дефектоскоп А1212, УД2-12	1
2.32	Смазка ЦИАТИМ-201 ГОСТ 6267-74	1
3	Вспомогательное оборудование	
3.1	Инвентарный настил для укладки демонтированного оборудования с мягким покрытием (дерево) грузоподъемностью до 5 тонн	1
3.2	Инвентарная подставка для укладки ротора насоса в сборе	1
3.3	Ящичная тара для укладки деталей (по 2 ящика на насос)	8
3.4	Ткань (брезент) для закрытия демонтированного оборудования 3 х 5 м	1
3.5	Ветошь (мешок 25 кг)	1

4.5.5. Календарный график выполнения работ по замене роторов

Календарный график разрабатывается в соответствии с требованиями, изложенными в п.4.1. График подлежит уточнению в после разработки технической документации, проекта производства работ и технологических карт. В случае привлечения специализированной подрядной организации обязательно закрепление данного графика в договоре.

Календарный график производства работ разработан с помощью программного обеспечения Microsoft Excel и приведён в экономической части.

4.5.6. Процедура (алгоритм), обеспечивающая безопасное производства работ по замене роторов на действующем производстве без вывода ██████████ «██████████» из эксплуатации

При производстве работ на действующем объекте необходимо предусмотреть меры по уменьшению рисков и повышению эффективности в условиях действующего объекта и одновременно выполнения работ по нескольким наряд-допускам одним или несколькими участниками (замена роторов, ТО и ТР оборудования НПС, прием и запуск средств очистки и диагностики, а также сопутствующих хозяйственных работ). С целью обеспечения согласованности действий, координации процесса выдачи и учета наряд-допусков необходимо закрепить ответственного «Координатора по наряд-допускам».

Оформление наряд-допусков должно проходить процедуру обязательного согласования с «Уполномоченным по наряд-допускам» вне зависимости от вида работ, места проведения работ и оформляющей стороны. Обязанность за выполнение функций «Уполномоченного по наряд-допускам» должна быть возложена на компетентного инженера путём выпуска соответствующего приказа.

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

В функции Уполномоченного по нарядам-допускам включено следующее:

- Участие в ежедневном планировании работ;
- Координация процесса выдачи нарядов-допусков на объекте;
- Контроль соответствия процедуры выдачи нарядов-допусков внутренним стандартам, включая контроль соответствия текущих работ План-графику;
- Учет и контроль заявок бригады БПО / Подрядчиков на подачу электроэнергии и энергоносителей всех типов для производства работ с целью исключения несанкционированной подачи электроэнергии и использования энергоносителей в нарушение норм промышленной и экологической безопасности;
- Контроль исполнения требований инструкций по безопасному производству работ повышенной опасности;
- Проверка правильности оформления наряд-допусков для проведения работ;
- При необходимости, до момента согласования наряда-допуска: посещение предполагаемого места работ для уточнения расположения существующих коммуникаций, с целью подтверждения безопасных границ и объемов работ (при этом требуется указать физические границы работ);
- Обеспечение невозможности выдачи противоречащих друг другу нарядов-допусков, включая несовместимость в части безопасности одновременного проведения работ без соответствующих компенсирующих мероприятий в нарядах-допусках;
- Подтверждение путем визирования полного соответствия каждого наряда-допуска документированной процедуре ООО «██████████»;
- Взаимодействие с инженерами-механиками, инженерами-электриками, и другими ответственными лицами ██████████ «██████████», Подрядчиками и другими вовлеченными специалистами для определения хода работы и предотвращения возможных рисков при совмещенных работах;

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

– Участие в совещаниях с целью сбора информации по ежедневным работам, планируемым на площадке ██████████ «██████████»;

– Необходимая консультационная и техническая поддержка по всем вопросам, касающимся оформления и выдачи наряд-допусков;

– Участие в разработке внутренних нормативных документов, стандартов, инструкций касательно улучшения работ по оформлению наряд-допусков;

– Не ограничиваясь вышесказанным, все другие функции, гарантирующие безопасность работ.

Уполномоченный по нарядам-допускам визирует наряд-допуск в соответствующей графе и тем подтверждает:

– Фактическое соответствие процесса допуска к работам утвержденной документированной процедуре;

– Отсутствие совмещенных работ на подобъекте, либо наличие в наряд-допуске на совмещенные работы соответствующих компенсирующих мероприятий;

– Факт того, что источники электроэнергии и коммутирующее оборудование находятся под контролем ответственных лиц.

Уполномоченный по нарядам-допускам находится в подчинении Руководителя бригады БПО (начальника ██████████ «██████████»), либо Руководителя – координатора производства работ на объекте (в случае выполнения работ подрядной организацией).

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

4.6. Производство работ по замене роторов

4.6.1. Подготовка к замене ротора нефтяного насоса [REDACTED] [REDACTED]

Перед разборкой и сборкой обслуживающий персонал должен ознакомиться с чертежами оборудования, подготовить необходимый комплект стандартного и специального инструмента и приспособлений. До получения разрешения на ремонт убедиться в исправности грузоподъемных механизмов, подготовить: рабочее место, трапы, подставки. Подготовить соответствующие места для укладки сборочных единиц и деталей насоса.

Оформить наряд-допуск на проведение технического обслуживания.

Перечень подготовительных работ, завершение которых необходимо проконтролировать до начала следующего этапа:

1. Выполнить отключение насосного агрегата.
2. Отключить высоковольтный ввод [REDACTED] кВ, выкатить ячейку, включить заземляющие ножи совместно с оператором НПС, дежурным электромехаником.
3. Закрыть секущие задвижки на всасывающем и выкидном коллекторе, убедиться в герметичности, электрические схемы на задвижки на входе и выходе из насоса разобрать с видимым разрывом, вывесить предупреждающие знаки "не включать» совместно с оператором НПС, дежурным электромехаником и дежурным машинистом насосных установок.
4. Нефть с агрегата дренировать в [REDACTED] №1, 2 через дренажные краны. Производить контроль уровня [REDACTED] №1, 2 совместно с оператором НПС, дежурным машинистом насосных установок.
5. Отключить вспомогательный маслонасос, плунжерные насосы системы гидрозатвора, эл. схемы на насосы разобрать с видимым разрывом, вывесить предупреждающие знаки "не включать работают люди» совместно с оператором НПС, дежурным электромехаником.
Отключить датчики загазованности МНА совместно с оператором НПС, дежурным инженером КИПиА.
6. Слить масло из маслосистемы МНА.

					4. Технологическая часть	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Произвести сброс давления с торцовых уплотнений МНА совместно с оператором НПС, дежурным машинистом насосных установок.

4.6.2. Разборка нефтяного насоса [REDACTED] [REDACTED]

Произвести демонтаж защитных кожухов, проставок муфт МНА. Выполнить демонтаж и заглушка секций трубопроводов затворной жидкости, мешающие снятию верхней половины спиральной камеры.

4.6.3. Демонтаж приводной муфты ротора МНА с замером параметров установки

Ступица муфты снимается с использованием специальных приспособлений – гидравлических насосов путём приложения гидравлического давления расширения к ступице муфты и контролируемого движения ступицы по коническому концу вала при помощи другого гидравлического насоса.

Установите оборудование для снятия муфты на один конец вала. Подсоедините гидравлический насос с более высоким давлением к ступице муфты (расширяющий насос), а гидравлический насос с менее высоким давлением (продвигающий насос) к динамометрическому датчику. Всегда подавайте гидравлическое давление МЕДЛЕННО! Используя расширяющий насос, медленно поднимите гидравлическое давление расширения. Удерживайте это давление в течение 30 минут или до тех пор, пока ступица муфты не выскочит. Если движения муфты не происходит, медленно поднимите гидравлическое давление расширения до МАКСИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ РАСШИРЕНИЯ и удерживайте это давление в течение 30 минут или до тех пор, пока ступица муфты не выскочит.

					4. Технологическая часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6.4. Демонтаж основного маслонасоса с ротора МНА

Произвести демонтаж основного маслонасоса с ротора МНА (полевая сторона), произвести контрольный замер рабочих зазоров подшипников скольжения (■ мм - ■ мм) приводной и полевой стороны, суммарный осевой зазор упорного подшипника ■ мм.

4.6.5. Демонтаж верхних крышек подшипников с приводной и полевой стороны

Отсоединить и отделить контрольно-измерительные приборы от корпуса подшипника, и убрать их в безопасное место. Слить остатки масла из корпуса подшипника в подходящую емкость. Осторожно отсоединить и отделить вспомогательные трубопроводы от корпуса подшипника. Закупорить концы трубопроводов, чтобы не допустить попадания в них грязи и посторонних предметов. Отвинтить крепежные винты и снять монтажную плату ограждения муфты. Извлечь заглушки и завинтить рым-болты в резьбовые отверстия в верхней части верхней половины корпуса подшипника. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Использовать подъемное оборудование, чтобы натянуть подъемную стропу и поддержать вес корпуса. На горизонтальных соединительных фланцах половин корпуса подшипника извлечь установочные штифты и отвинтить крепежные винты. Осторожно поднять верхнюю половину корпуса подшипника над нижней половиной, и переместить ее на плоскую поверхность, накрытую тканью для защиты механически обработанной поверхности. Убрать подъемное оборудование и установить заглушки на место. Проверить сборочные метки для повторной сборки, затем снять верхнюю половину вкладыша радиального подшипника. С помощью подходящего деревянного бруска слегка приподнять вал (максимум на 0,004 дюйма, 0,1 мм), затем повернуть нижнюю половину вкладыша радиального подшипника относительно вала и отделить ее.

					4. Технологическая часть	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Опустить вал. Присоединить подходящие рым-болты к нижней половине корпуса подшипника – по одному с каждой стороны, используя для этого пригодные резьбовые отверстия соединительного фланца. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Использовать подъемное оборудование, чтобы натянуть подъемную стропу и поддержать вес корпуса. Извлечь установочные штифты и крепежные винты присоединения нижней половины корпуса подшипника к спиральному кожуху, осторожно опустить кожух на плоскую поверхность, накрытую тканью для защиты механически обработанной поверхности. Убрать подъемное оборудование. Снять с вала уплотнения Inpro внутренней и наружной сторон.

4.6.6. Демонтаж шайбы упорного подшипника

Для демонтажа шайбы упорного подшипника к ступице шайбы прикладывается гидравлическое давление с помощью одного гидравлического насоса, а для регулирования перемещения шайбы с конуса вала используется другой гидравлический насос. Извлечь согласованные по весу пробки из гидравлических соединителей шайбы упорного подшипника, и вставить в один из соединителей пробку для выпуска воздуха. Повернуть вал таким образом, чтобы пробка для выпуска воздуха шайбы упорного подшипника находилась наверху. Извлечь пружинное стопорное кольцо из канавки натяжного кольца.

Отвинтить винты с головками с внутренним шестигранником, которые крепят натяжное кольцо к ступице шайбы упорного подшипника, отделить натяжное кольцо. Присоединить оборудование для монтажа / демонтажа шайбы упорного подшипника к торцу вала. Присоединить гидравлический насос более высокого давления к ступице шайбы упорного подшипника (насос расширения), и гидравлический насос более низкого давления (насос перемещения) к тензометрическому датчику.

					4. Технологическая часть	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если разрезное кольцо можно снять с вала, следует снять разрезное кольцо и выполнить действия.

Закрывать обратный клапан гидравлического насоса, присоединенного к тензометрическому датчику. Открыть пробку выпуска воздуха шайбы упорного подшипника и обеспечить медленную работу насоса расширения для заполнения ступицы. Закрывать пробку выпуска воздуха после того, как из нее будет поступать поток масла без пузырьков воздуха. С использованием насоса расширения медленно повышать гидравлическое давление расширения, пока оно не достигнет **ОЖИДАЕМОГО ДАВЛЕНИЯ РАСШИРЕНИЯ**. Выдерживать это давление 30 минут или до тех пор, пока шайба упорного подшипника не отделится со щелчком. Если шайба упорного подшипника не перемещается, медленно повышать гидравлическое давление расширения до **МАКСИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ РАСШИРЕНИЯ** и выдерживать это давление 30 минут или до тех пор, пока шайба упорного подшипника не отделится со щелчком.

При движении шайбы упорного подшипника манометр насоса перемещения будет показывать повышение давления перемещения. **МЕДЛЕННО** сбросить давление перемещения, для чего открыть обратный клапан насоса перемещения. При этом ступица сможет сойти с конуса. При полном сжатии тензометрического датчика сбросить давление расширения и открыть обратный клапан насоса расширения. Муфта должна отделиться от вала. Убрать оборудование для монтажа демонтажа и снять шайбу упорного подшипника. Отделить соединитель расширения и пробку выпуска воздуха от шайбы упорного подшипника. Вставить согласованные по весу пробки в гидравлические соединители ступицы шайбы упорного подшипника. Снять с вала внутреннее уплотнение Inpro.

					4. Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

4.6.7. Демонтаж столов подшипников скольжения приводной и полевой стороны насоса

Использовать подъемное оборудование, чтобы натянуть подъемную стропу и поддержать вес корпуса. На вертикальных соединительных фланцах половин корпуса подшипника извлечь установочные штифты и отвинтить крепежные винты S32.

Осторожно поднять нижнюю половину корпуса подшипника вверх, и переместить ее на плоскую поверхность, накрытую тканью для защиты механически обработанной поверхности. Убрать подъемное оборудование и установить заглушки на место.

4.6.8. Демонтаж торцевого уплотнения

Отсоедините вспомогательные трубопроводы, если требуется, от торцевого уплотнения приводной стороны. Заглушите концы труб, чтобы предотвратить попадание грязи и посторонних предметов. Компоненты торцевого уплотнения следует ограничить в осевом направлении перед снятием торцевого уплотнения (схема демонтажа торцевого уплотнения приведена на рис. 4.4.). Ослабьте болты с шестигранной головкой и продвиньте приспособления для сборки к центру, чтобы они вошли в канавки втулки вала. Затяните болты с шестигранной головкой на месте и ограничьте торцевые уплотнения. Втулка вала крепится к валу насоса при помощи системы усадочного диска. **Не отделяйте натяжное кольцо от зажимного кольца.** Ослабьте, но **не снимайте** винты с головкой под торцевой ключ крепящие натяжное кольцо и зажимное кольцо вместе и разделите два кольца.

					4. Технологическая часть	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

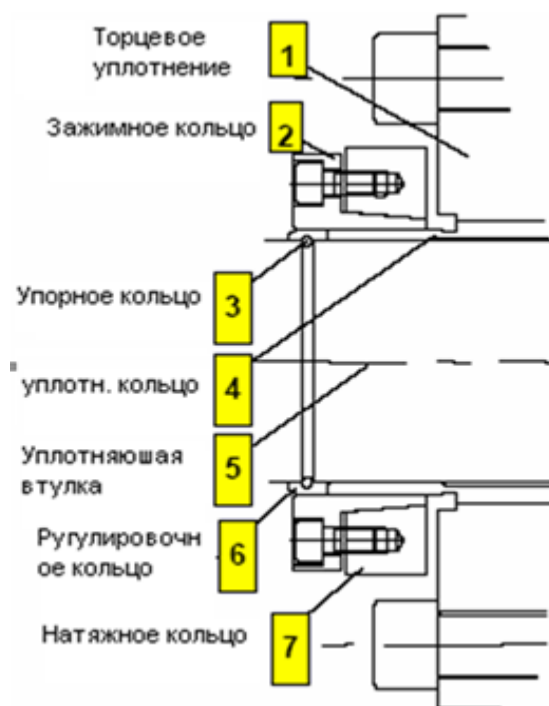


Рисунок 4.4. схема демонтажа торцевого уплотнения.

Снимите натяжное кольцо 7 и зажимное кольцо 2 в сборе с втулки вала торцевого уплотнения 5, с регулировочного кольца 6 и с вала насоса. Снимите регулировочное кольцо и опорное кольцо с вала насоса. Снимите зажимные гайки уплотнения со шпилек крепления и освободите торцевое уплотнение из его гнезда в корпусе.

Шайба уплотнения имеет два диаметрально расположенных резьбовых отверстия для использования винтового домкрата, чтобы помочь его снятию. Выньте торцевое уплотнение из его гнезда и снимите с вала.

4.6.9. Демонтаж верхней крышки корпуса и ротора в сборе

Измерьте общее аксиальное перемещение ротора в спиральной камере и запишите данные, чтобы использовать их при повторной сборке. Достаньте четыре диаметрально противоположные конические шпильки на линии разъёма корпуса спиральной камеры насоса. Устанавливаются два диаметрально противоположных установочных штифта. Они используются для выравнивания верхней части корпуса спиральной камеры при её

					4. Технологическая часть	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повторном опускании на место. Направляющие штифты не следует убирать. Найдите колпачковые гайки, крепящие верхнюю часть корпуса спиральной камеры насоса. Изучите чертёж порядка затяжки (Приложение 7 дипломного проекта) и информацию изготовителя гидравлического оборудования и снимите гайки, крепящие верхнюю часть корпуса спиральной камеры насоса со шпилек крепления в нижней части корпуса спиральной камеры насоса следующим образом:

Если применимо, снимите защитные покрытия со шпилек крепления/гаек. Пронумеруйте 28 шпилек согласно чертежу. Прикрепите натяжные приспособления шпилек к гайкам в точках **1** и **2**. Соедините пучок гидравлических шлангов с натяжными приспособлениями шпилек и насосом; выпустите воздух из гидравлического контура насоса. Включите насос и поднимите давление, чтобы гайки на шпильках ослабли. Открутите гайки вверх по шпилькам, чтобы они вышли из корпуса.

Медленно сбросьте давление. Включите насос и медленно поднимите давление, чтобы получить давление равное ■■■■ Нм. Затяните гайки, используя торцовый ключ. Медленно сбросьте давление.

После того, как гайки в точках **1** и **2** откручены, и затяжка повторно отрегулирована на ■■■■ Нм, уберите специальный инструмент и повторите процедуру откручивания в точках **1** и **2** для оставшихся гаечных пар в числовой последовательности (**3-4, 5-6** и т.д.), пока все гайки не окажутся затянутыми на ■■■■ Нм. Повторите шаги для всех гаечных пар, пока все гайки не будут ослаблены на шпильках. Снимите гайки и шайбы. Прикрепите подходящие стропы или цепи к двум точкам подъёма корпуса спиральной камеры и подходящему подъёмному оборудованию. При помощи четырёх винтовых домкратов равномерно раскройте уплотнение стыка и поднимите верхнюю часть корпуса вертикально, чтобы освободить ротор и шпильки крепления в нижней части корпуса спиральной камеры. Опустите половину корпуса на плоскую поверхность, покрытую материалом, чтобы защитить обработанную поверхность. Уберите подъёмное оборудование. Лицевая

					4. Технологическая часть	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поверхность линии разъёма обеих половинок корпуса и открытые теперь шпильки корпуса следует защищать от коррозии и физического повреждения. Уберите прокладку разъёма корпуса.

Стационарные износные кольца остаются незакреплёнными на роторе во время его снятия. Временно закрепите кольца, чтобы они не спали во время снятия ротора. При поднятии всё время держите ротор в горизонтальном положении. Деформация вала может произойти из-за защемления деталей во время снятия.

Закрепите подходящие канатные петли вокруг вала насоса, на одинаковом расстоянии с каждой стороны рабочего колеса и на подходящем подъёмном оборудовании. Слегка поднимите стропы и, при необходимости, **ОЧЕНЬ ОСТОРОЖНО** подложите под вал лапчатый лом с прокладкой, чтобы освободить стационарные износные кольца. Не применяйте чрезмерное усилие. Вертикально поднимите ротор и осторожно выньте из нижней части корпуса спиральной камеры. Будьте осторожны, чтобы не защемить детали во время вынимания ротора. Переместите ротор на чистое рабочее пространство для дальнейшей разборки и положите на V-образный блок, обеспечив опору ротору.

Позаботьтесь, чтобы лицевая поверхность обеих половинок корпуса спиральной камеры и шпилек крепления корпуса была защищена от коррозии и физического повреждения.

4.7.1. Разборка ротора

Убедитесь, что ротор в сборе надёжно уложен на подходящие опоры. При разборке ротора со сниженными номинальными рабочими характеристиками, снимите две зажимные планки, крепящие диффузор и опорное кольцо в сборе, отделите, друг от друга диффузор и опорное кольцо в сборе, и осторожно снимите с вала оба компонента вместе со стационарными износными кольцами. При разборке ротора со стандартными номинальными

					4. Технологическая часть	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочими характеристиками, снимите с рабочего колеса незакреплённые стационарные износные кольца. Очистите и отполируйте вал от рабочего колеса до конца вала, чтобы облегчить снятие. С полевой стороны рабочего колеса снимите винты с головкой под шестигранный торцевой ключ, снимите гайку вала и снимите шпонку. Снимите разделительную пластинку. Открутите и снимите контргайку рабочего колеса вместе с двумя кольцевыми уплотнениями. Осторожно снимите втулку вала полевой стороны с рабочего колеса и вала. Осторожно снимите рабочее колесо с вала. Снимите шпонку. Осторожно снимите втулку вала приводной стороны с разрезного кольца и вала. Достаньте разрезное кольцо из канавки в вале. Теперь ротор полностью разобран.

4.7.2. Промывка деталей и узлов, дефектация и замена изношенных деталей

Перед сборкой произвести:

1. промывку деталей и узлов;
2. осмотр, ремонт, замену износившихся деталей с составлением дефектной ведомости и протокола наладки насосного агрегата.

Перед установкой ротора в корпус проверьте отсутствие кривизны фланца разъёма корпуса на обеих половинках – верхней и нижней, также проверьте размер отверстия.

Проверка отсутствия кривизны фланца разъёма корпуса

Приготовьте точную поверочную линейку, хватающую на длину и ширину фланца-разъёма корпуса и комплект щупов.

Для каждой половины корпуса по очереди:

Положите поверочную линейку вдоль ширины (параллельно всасывающему/выпускному патрубку) на любом конце прямо над отверстием сальниковой коробки. Попробуйте продвинуть щуп 0.002 дюйма под поверочной линейкой, проводя измерения в каждой точке корпуса.

					4. Технологическая часть	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Максимально допустимый зазор составляет 0.002 дюйма или меньше. Если проходит щуп 0.003 дюйма или больше под поверочной линейкой, корпус следует забраковать из-за отклонения от плоскостности.

Если показания приемлемы, проведите поверочную линейку вдоль половинки корпуса, последовательно позиционируя её на каждой посадке в отверстии, и повторите вышеуказанную процедуру.

После разборки очистите детали и проверьте нет ли износа или повреждений. Особое внимание обращайте на поверхность скольжения колец и втулок. Повреждённые или сильно изношенные детали выбрасываются. Повторно используемые детали следует подготовить для кратковременного хранения, нанеся слой светлого машинного масла на все обработанные поверхности.

Вал. Спилите все царапины и отполируйте риски от напильника мелкозернистой наждачной бумагой / тонкой наждачной шкуркой. Защищайте поверхности от повреждений. Отполируйте вал рабочего колеса, уплотнение, места установки муфт и подшипников мелкозернистой наждачной бумагой / тонкой наждачной шкуркой. Осторожно обращайтесь с валом и равномерно подставляйте под него опоры, чтобы обеспечить прямолинейность. Избегайте ударов, толчков или образования трещин на валу.

Опустите вал на прецизионные ролики на местах установки подшипников. Используйте индикаторы для определения общих показаний индикатора (ОПИ) на рабочем колесе и в местах уплотнений.

Никогда не используйте гнутый вал.

Измерьте диаметр вала возле посадочной поверхности рабочего колеса и отверстие рабочего колеса и убедитесь, что посадка с натягом соблюдена. Относительно дальнейших деталей проконсультируйтесь у представителя Зульцера. Если вал подлежит хранению для последующего использования, на него необходимо нанести тонкий слой масла, закрыть защитным рукавом и по возможности подвесить вертикально, чтобы сохранить прямолинейность.

Сужающие втулки и износные кольца корпуса. Наружная часть втулки

					4.Технологическая часть	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вала приводного и полевого конца образует сужающие втулки. Проверьте втулки и износные кольца на отсутствие зарубин, царапин или неравномерного износа. Обработайте незначительные неравномерности мелким напильником и наждачной бумагой/шкуркой и уберите весь инородный материал.

Измерьте отверстия и наружные диаметры, поверхностей скольжения, чтобы в каждом случае определить диаметральный зазор.

Зазор не более 140% от минимального нового расчётного зазора ещё должен существовать, по меньшей мере, на 85% поверхности, чтобы детали были пригодны для повторного использования. Остальная поверхность не должна отличаться более чем на 0,002 дюйма (0,05 мм) от минимального нового расчётного диаметрального зазора.

Замените износные кольца, если подача насоса упадёт ниже допустимых системных стандартов.

Измерьте диаметральный зазор между соответствующими компонентами. Используйте несколько точек измерения, затем отнимите среднее значение наружного диаметра от среднего значения внутреннего диаметра, чтобы определить диаметральный зазор.

Рабочее колесо. Проверьте, нет ли износа или повреждений рабочего колеса. Ищите кавитационные отметки (ямки) во всасывающем отверстии, эрозию лопастей и трещины в кожухе. Обработайте незначительные неравномерности очень мелким напильником и мелкозернистой наждачной бумагой / шкуркой. Осмотрите шпонку рабочего колеса, вал и шпоночную канавку рабочего колеса. Рабочее колесо подлежит замене в случае повреждения, чрезмерного износа или разъедания коррозией.

Износные кольца рабочего колеса. В случае установки новых износных колец рабочего колеса, износные кольца корпуса также подлежат обновлению. Замените износные кольца, если подача насоса упадёт ниже допустимых системных стандартов.

Измерьте диаметральный зазор между соответствующими

					4. Технологическая часть	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

компонентами. Используйте несколько точек измерения, затем отнимите среднее значение наружного диаметра от среднего значения внутреннего диаметра, чтобы определить диаметральный зазор. Зазор не более 140% от минимального нового расчётного зазора ещё должен существовать, по меньшей мере, на 85% поверхности, чтобы детали были пригодны для повторного использования.

Остальная поверхность не должна отличаться более чем на 0,002 дюйма (0,05 мм) от минимального нового расчётного диаметрального зазора.

4.8. Сборка и монтаж нефтяного насоса

Все детали должны быть абсолютно чистыми, без масла и пыли. Рекомендуется использовать технический ацетон для очистки обработанных поверхностей непосредственно перед сборкой. Высушите воздухом (используйте фильтрованный, сухой воздух) очищенные детали в свободном от пыли месте. Ингибитор коррозии удаляется с обработанных поверхностей подходящим растворителем. Убедитесь в отсутствии краски на центрирующих выступах или выемках. Обращайтесь с деталями аккуратно, чтобы не уронить их или не повредить иным образом.

Убедитесь, что все зазубрины или грязь удалены с поверхностей втулок и отверстий рабочего колеса. Для повторной сборки следует использовать новые прокладки, уплотнения и уплотнительные кольца из того же материала, того же типа и размера, что и изначально поставляемые. Уплотнительные кольца следует вставлять осторожно, чтобы предотвратить риск их повреждения. Для смазки вала можно использовать порошок дисульфида молибдена. Когда применимо, при повторной сборке трубопроводов малого диаметра используйте новые уплотнения для соединительных трубопроводных муфт.

На всех стадиях сборки насоса важно хорошо поддерживать вал насоса, чтобы предотвратить его прогибание или повреждение подшипников.

					4. Технологическая часть	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8.1. Сборка ротора

1. Зажмите вал в тиски с мягкими губками возле места монтажа рабочего колеса, оставив свободный зазор.
2. Проверьте посадку всех нажимных/разрезных колец и шпонок вала.
3. Очистите и отполируйте вал от места монтажа рабочего колеса до конца вала, чтобы ослабить посадку рабочего колеса.
4. Вставьте разрезное кольцо в канавку вала со стороны приводного конца от места монтажа рабочего колеса.
5. Осторожно наденьте втулку вала приводной стороны на вал, плотно надвинув на разрезное кольцо, чтобы зафиксировать его на месте.
6. Вставьте шпонку в вал. Убедитесь в правильной посадке рабочего колеса – на это может указывать маркировка, нанесённая при снятии.
7. Мягко и равномерно наденьте рабочее колесо на вал, поверх шпонки и до приводного конца втулки вала.
8. Осторожно наденьте втулку вала полевой стороны на вал, плотно придвинув к рабочему колесу.
9. Наденьте контргайку рабочего колеса вместе с двумя новыми кольцевыми уплотнениями на вал и продвиньте до резьбовой части вала возле втулки вала полевой стороны. Накрутите контргайку на резьбовую часть вала и затяните чтобы зафиксировать рабочее колесо на месте.
10. Наденьте на вал разделительную пластинку и придвиньте её к контргайке рабочего колеса. Совместите отверстия в разделительной пластинке и контргайке.
11. Вставьте шпонку в вал и наденьте гайку вала на вал и на шпонку. Отрегулируйте положение гайки вала на шпонке, чтобы как можно лучше совместить отверстия в гайке вала с отверстиями в разделительной пластинке и контргайке. При необходимости отрегулируйте положение гайки рабочего колеса, МИНИМАЛЬНО ОСЛАБИВ её, чтобы совместить отверстия.
12. Просуньте винты с головкой под шестигранный торцевой ключ через

					4. Технологическая часть	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гайку вала и разделительную пластинку, чтобы вставить в резьбовые отверстия контргайки рабочего колеса. Равномерно затяните винты, чтобы зафиксировать между собой контргайку рабочего колеса, разделительную пластинку и гайку вала и предотвратить вращение.

13. После сборки вала и рабочего колеса проверьте биение поверхностей изношенных колец. Установите ротор в сборе на прецизионных роликах в местах расположения подшипников скольжения.

14. Для ротора насоса с нормальными номинальными рабочими характеристиками

1) Нанесите тонкий слой порошка дисульфида молибдена на стационарное износное кольцо и на износное кольцо рабочего колеса, и на трущиеся поверхности вала. Такая смазка защищает во время хранения и во время вращения вала при его центрировании.

Если насос НЕ имеет сниженных номинальных рабочих характеристик, стационарные износные кольца остаются незакреплёнными на роторе и их необходимо закрепить перед снятием ротора.

2) Наденьте незакреплённые стационарные износные кольца на вал и временно закрепите их, чтобы они не спали во время установки ротора.

4.8.2. Посадка ротора

1. Осмотрите поверхность линии разъёма половинок спиральной камеры и шпильки корпуса, установленные в нижней части. Удалите инородный материал с поверхностей и отверстий, проверьте и удалите все зазубрины или незначительные неровности с обработанных поверхностей.

2. Закрепите подходящие канатные петли вокруг вала насоса, на одинаковом расстоянии с каждой стороны рабочего колеса и на подходящем подъёмном оборудовании

3. Удерживая ротор в горизонтальном положении, осторожно поднимите его и расположите прямо над нижней частью корпуса спиральной

					4. Технологическая часть	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

камеры.

4. Опустите ротор почти в его конечное положение в нижней части корпуса спиральной камеры. Удерживайте ротор над отверстием корпуса.

Для насоса с нормальными номинальными характеристиками, снимите ленту или подобное средство для закрепления стационарных износных колец. Совместите износные кольца с соответствующими канавками и запорными штифтами. Осторожно опустите ротор в его конечное положение.

5. Проверьте правильность посадки износных колец корпуса вала или диффузора / опорного кольца в сборе. По очереди нажмите вал вниз с каждой стороны – любое раскачивание указывает на неправильную посадку.

6. Проверьте общее аксиальное перемещение ротора в корпусе. Оно не должно быть меньше значения, записанного во время разборки, указывающего на свободное вращение ротора (обычно минимальный торцевой зазор 0, 25 дюймов (6,4 мм)).

- a) Установите циферблатный индикатор в подходящей опорной точке, чтобы наконечник индикатора находился в контакте с концом вала.
- b) Сдвиньте вал, насколько это возможно, в сторону приводного конца.
- c) Установите циферблатный индикатор на ноль.
- d) Сдвиньте вал, насколько это возможно, в сторону полевой стороны и запишите показания цифрового индикатора.
- e) Сдвиньте вал обратно в сторону приводного конца на половину общего показания индикатора, чтобы установить вал в центральное положение при подготовке монтажа корпуса спиральной камеры. Снимите цифровой индикатор.

7. Положите две части вырезанной прокладки на шпильки корпуса и вплотную к стационарным кольцам.

8. Прикрепите подходящие стропы или цепи к двум точкам подъема корпуса спиральной камеры и подходящему подъёмному оборудованию. Поднимите верхнюю часть корпуса, протрите дочиستا поверхность разъёма и

					4. Технологическая часть	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4) После того, как гайки в точках 1 и 2 затянуты до 7,000 Нм, уберите специальный инструмент и повторите шаги 2 – 3 для остальных пар гаек в числовой последовательности (3-4, 5-6 и т.д.).

5) После того, как все четырнадцать пар гаек затянуты до 7,000 Нм, повторите шаги 2 – 3, но теперь медленно поднимайте давление до 14,000 Нм.

6) После того, как все четырнадцать пар гаек затянуты до 14,000 Нм, снова повторите шаги 2 – 3, но теперь медленно поднимайте давление до 21,585 Нм.

7. После того как все четырнадцать пар гаек затянуты до 21,585 Нм, снова повторите шаги 2-3, и ещё раз медленно поднимите давление до 21,585 Нм.

8) Когда применимо, нанесите защитный слой на установочные штифты / гайки.

13. Ослабьте конические шпильки, но не доставайте их из корпуса.

14. Повторите вышеуказанный пункт № 6 чтобы ещё раз проверить общее аксиальное перемещение ротора в корпусе. Оно должно быть не меньше значения,

15. вставьте кассеты торцового уплотнения, подшипники и корпуса подшипников и подсоедините трубопроводы в соответствии с требованиями.

4.8.3. Установка торцового уплотнения

1. Нанесите на вал насоса тонкий слой смазки. Убедитесь, что крепления, ограничивающие компоненты торцового уплотнения в осевом направлении установлены.

2. Убедитесь, что ограничивающие крепления полностью вошли внутрь, встали в канавку на втулке вала и болты с шестигранной головкой плотно затянуты на месте и ограничивают движение компонентов торцового уплотнения.

3. Наденьте торцовое уплотнение вместе с новым кольцевыми уплотнениями вала и кольцевым уплотнением корпуса на вал насоса, на

					4. Технологическая часть	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шпильки крепления и вставьте в гнездо корпуса. Следите, чтобы уплотнение правильно село на место и смотрело в сторону подсоединяемых трубопроводов.

4. Наденьте гайки на шпильки крепления и равномерно затяните согласно моменту затяжки, указанному в чертеже продольного сечения, чтобы закрепить торцовые уплотнения на месте.

5. Уплотнительная втулка крепится на валу насоса при помощи системы усадочного диска.

6. Ослабьте болты с шестигранной головкой, выдвиньте полностью наружу крепёжные приспособления и выньте из канавки втулки вала и затяните болты с шестигранной головкой, чтобы закрепить крепёжные приспособления снаружи и освободить компоненты уплотнения.

4.8.4. Установка узла подшипников с приводной стороны

Проверить посадку корпуса подшипника, зашлифовать любые выступающие точки. Удалить с фланцев корпуса старый герметик.

1. Надеть уплотнения Inpro внутренней и наружной сторон на вал приблизительно на места их установки.

2. Присоединить подходящие рым-болты к нижней половине корпуса подшипника – по одному с каждой стороны, используя для этого пригодные резьбовые отверстия соединительного фланца. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Поднять нижнюю половину корпуса подшипника на место на спиральном кожухе, при этом обеспечить его правильное присоединение к уплотнениям Inpro внутренней и наружной сторон.

3. Пропустить установочные штифты через нижнюю половину корпуса подшипника и в спиральный кожух, чтобы задать положение корпуса. До затяжки винтов проверить правильность посадки и установки штифтов (они не должны “выпирать”). Неправильная посадка повлияет на радиальное

					4.Технологическая часть	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

центрирование вращающегося элемента.

4. Завинтить крепежные винты и равномерно за несколько циклов затянуть их до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить на месте нижнюю половину корпуса подшипника. Убрать подъемное оборудование.

5. Протереть дочиста опорную поверхность нижней половины вкладыша радиального подшипника и опорную поверхность вала, и затем обильно смазать их.

6. С помощью подходящего деревянного бруска слегка приподнять вал (максимум на 0,004 дюйма, 0,1 мм), и установить половину вкладыша подшипника. Повернуть вкладыш подшипника таким образом, чтобы штифт предотвращения вращения вошел в углубление в корпусе подшипника. Опустить вал.

7. Протереть дочиста опорную поверхность верхней половины вкладыша радиального подшипника и опорную поверхность вала, и затем обильно смазать их.

8. Установить верхнюю половину вкладыша подшипника, выровнять при этом сборочные метки.

9. Нанести на механически обработанную горизонтальную сопрягаемую поверхность нижней половины корпуса подшипника тонкий слой вулканизирующегося при комнатной температуре силиконового герметика.

10. Извлечь заглушки и завинтить рым-болты в резьбовые отверстия в верхней части верхней половины корпуса подшипника. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Осторожно поднять верхнюю половину корпуса подшипника на место на нижней половине корпуса подшипника, при этом обеспечить ее правильное присоединение к уплотнениям Inpro внутренней и наружной сторон и к радиальному подшипнику.

11. Пропустить установочные штифты через соединительный фланец между половинами корпуса подшипника, чтобы правильно расположить

					4. Технологическая часть	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

верхнюю половину корпуса подшипника. Завинтить крепежные винты через горизонтальный соединительный фланец. Равномерно, за несколько циклов, затянуть крепежные винты до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить на месте верхнюю половину корпуса подшипника. Убрать подъемное оборудование и установить заглушки на место.

12. Снова присоединить вспомогательные трубопроводы и присоединить необходимые контрольно измерительные приборы.

13. Установить на место монтажную плату ограждения муфты. Завинтить крепежные винты и затянуть их до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить монтажную пластину. После установки узлов обоих подшипников повернуть вал вручную, и до завершения установки торцового уплотнения убедиться в свободном вращении ротора. Также проверить правильность значения осевого люфта ротора насоса.

14. После установки узлов подшипников приводной и полевой сторон следует завершить установку торцовых уплотнений приводной и полевой сторон, как описывается в п.5.2.5.

15. Установить на место половину ступицы муфты со стороны насоса и проставок муфты.

4.8.5. Установка узла подшипника полевой стороны

1. Присоединить подходящие рым-болты к нижней половине корпуса подшипника –по одному с каждой стороны, используя для этого пригодные резьбовые отверстия соединительного фланца. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Поднять нижнюю половину корпуса подшипника на место на спиральном кожухе, при этом обеспечить его правильное присоединение к уплотнению Inpro внутренней стороны.

2. Пропустить установочные штифты через нижнюю половину корпуса подшипника и в спиральный кожух, чтобы задать положение корпуса. До

					4.Технологическая часть	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

затяжки винтов проверить правильность посадки и установки штифтов (они не должны “выпирать”). Неправильная посадка повлияет на радиальное центрирование вращающегося элемента.

3. Завинтить крепежные винты и равномерно за несколько циклов затянуть их до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить корпус на месте. Убрать подъемное оборудование

4. Протереть дочиста опорную поверхность нижней половины вкладыша радиального подшипника и опорную поверхность вала, и затем обильно смазать их.

5. С помощью подходящего деревянного бруска слегка приподнять вал (максимум на 0,004 дюйма, 0,1 мм), и установить половину вкладыша подшипника. Повернуть вкладыш подшипника таким образом, чтобы штифт предотвращения вращения вошел в углубление в корпусе подшипника. Опустить вал.

6. Протереть дочиста опорную поверхность верхней половины вкладыша радиального подшипника и опорную поверхность вала, и затем обильно смазать их.

7. Установить верхнюю половину вкладыша подшипника, выровнять при этом сборочные метки. До регулирования осевого положения вращающегося элемента необходимо убедиться, что вал поддерживается с приводной стороны и полевой стороны радиальными подшипниками.

8. Задать осевое положение вращающегося элемента в спиральном кожухе посредством измерения полного осевого перемещения и установки ротора в среднем положении, для этого необходимо выполнить следующие действия:

а) Установить циферблатный индикатор на подходящую неподвижную опору, при этом наконечник индикатора должен контактировать с торцом вала.

б) Сместить вал до упора в направлении ПС. Установить циферблатный индикатор на ноль.

					4. Технологическая часть	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с) Переместить вал до упора в направлении НПС и снять показания индикатора.

д) Снова переместить вал в направлении ПС на половину суммарных показаний индикатора, чтобы установить вал в среднем положении. Снять циферблатный индикатор.

9. Извлечь заглушку и привинтить рым-болт к торцевой крышке подшипника. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болту и подходящему подъемному оборудованию. Использовать подъемное оборудование, чтобы натянуть подъемную стропу и поддержать крышку.

10. Установить новое уплотнительное кольцо на торцевую крышку подшипника. Поднять крышку вместе с уплотнением Inpro и новым уплотнительным кольцом, и установить ее на место, причем приводной вал масляного насоса должен пройти через уплотнение Inpro в крышке. Завинтить крепежные винты крышки, которые крепят крышку к нижней половине корпуса подшипника, и затянуть их в достаточной степени, чтобы закрепить крышку на месте. Убрать подъемное оборудование и установить заглушки на место.

11. Присоединить подходящий рым-болт к нижней половине опорного кольца наружных упорных сегментов вместе с упорными сегментами и регулировочными прокладками. Присоединить пригодную подъемную стропу к рым-болту и подходящему подъемному оборудованию. Использовать подъемное оборудование, чтобы натянуть подъемную стропу и поддержать вес половины опорного кольца. Поднять и осторожно направить половину опорного кольца на место в нижней половине корпуса подшипника, и вверх к шайбе упорного подшипника. Убрать подъемное оборудование и протолкнуть половину опорного кольца вокруг вала. Аналогичным образом поднять верхнюю половину опорного кольца наружных упорных сегментов на место на установленной нижней половине. Повернуть опорное кольцо наружных упорных сегментов таким образом, чтобы штифт предотвращения вращения вошел в углубление в корпусе подшипника.

12. Повторить действия, описанные в пункте 11, чтобы установить на место две половины опорного кольца внутренних упорных сегментов.

13. Выполнить указанные ниже действия при расположении вращающегося элемента в средней части возможного перемещения (см. пункт 8):

a) Проверить зазор между заплечником нижней половины корпуса подшипника и пакетом регулировочных прокладок, установленном на опорном кольце внутреннего подшипника.

b) Проверить зазор между торцевой крышкой подшипника и пакетом регулировочных прокладок, установленном на опорном кольце наружного подшипника.

c) Сравнить два отсчета с требуемым значением зазора,

d) При правильных значениях зазоров перейти к описанному ниже пункту 14.

e) При неправильных значениях зазоров вычислить требуемую корректировку толщины пакета регулировочных прокладок, чтобы добиться получения одинаковых и правильных зазоров.

f) Снять узлы внутреннего и/или наружного опорного колец и изменить толщину пакетов регулировочных прокладок. Установить на место узлы внутреннего и/или наружного опорного колец.

g) Снова выполнить проверку зазоров.

h) При правильных значениях зазоров перейти к описанному ниже пункту 14.

14. Установить на место шпонку и направленную к насосу эластичную приводную муфту насоса подачи масла.

15. Нанести на механически обработанную горизонтальную сопрягаемую поверхность нижней половины корпуса подшипника тонкий слой вулканизирующегося при комнатной температуре силиконового герметика.

16. Извлечь заглушки и завинтить рым-болты в верхнюю часть верхней половины корпуса подшипника. Присоединить пригодную подъемную стропу

					4. Технологическая часть	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

к рым-болтам и подходящему подъемному оборудованию. Осторожно поднять верхнюю половину корпуса подшипника на место на нижней половине корпуса подшипника, при этом обеспечить ее правильное присоединение к уплотнениям Inpro внутренней и наружной сторон и к упорному и радиальному подшипникам.

17. Пропустить установочные штифты через соединительный фланец между половинами корпуса подшипника, чтобы правильно расположить верхнюю половину корпуса подшипника. Завинтить крепежные винты через горизонтальный соединительный фланец. Равномерно за несколько циклов затянуть крепежные винты до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить на месте корпус.

18. Убрать подъемное оборудование и установить заглушки на место.

19. Завинтить остающиеся крепежные винты торцевой крышки подшипника. Равномерно за несколько циклов затянуть ВСЕ крепежные винты крышки до требуемого значения крутящего момента, чтобы закрепить крышку на месте.

20. Снова присоединить вспомогательные трубопроводы и присоединить необходимые контрольно-измерительные приборы.

21. Установить на место и закрепить монтажную трубку масляного насоса и затем установить на место и закрепить приводимый в движение валом насос подачи смазочного масла, вместе с направленной к насосу эластичной приводной муфтой насоса подачи масла. Убедиться, что при установке на место насоса подачи смазочного масла, две половины эластичной приводной муфты соединятся между собой полностью и правильно. Присоединить трубопроводы к насосу подачи смазочного масла.

После установки узлов обоих подшипников повернуть вал вручную, и до завершения установки торцового уплотнения убедиться в свободном вращении вращающегося элемента. Также проверить правильность значения осевого люфта ротора насоса.

22. После установки узлов подшипников полевой и приводной сторон

					4. Технологическая часть	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

следует завершить установку торцовых уплотнений полевой и приводной сторон.

23. Установить на место муфту.

4.8.6. Установка шайбы упорного подшипника полевой стороны

Для монтажа шайбы упорного подшипника к ступице шайбы упорного подшипника прикладывается гидравлическое давление расширения с помощью одного гидравлического насоса, а для регулирования перемещения шайбы на конус вала используется другой гидравлический насос. Первоначально шайба упорного подшипника должна быть перемещена на конус на **размер С + 0,05 мм**, чтобы имелся зазор для установки разрезного кольца в канавку вала. После сброса давления и установки разрезного кольца необходимо снова поднять давление в ступице шайбы упорного подшипника и переместить ее с конической части и до поверхности разрезного кольца, не нагружая при этом разрезное кольцо, такое перемещение выполняется с использованием насоса перемещения.

4.8.7. Посадка муфты

Ступица муфты садится путём приложения гидравлического давления расширения к ступице муфты, используя один гидравлический насос и продвижения ступицы по коническому концу вала при помощи другого гидравлического насоса.

1. Снимите кольцевые уплотнения со ступицы муфты и конуса вала.
2. Убедитесь, что отверстие муфты имеет вводной радиус на более крупном конце конического отверстия, как указано в схеме расположения, а острые углы и зазубрины удалены с меньшего конца вала и конуса ступицы.
3. Очистите коническую поверхность вала и ступицы.

					4.Технологическая часть	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Выньте одинаковые пробки из гидравлических соединений ступицы муфты и в одно соединение вставьте пробку для спуска воздуха.

5. Проверьте посадку муфты на конусе, установив ступицу муфты на валу вручную. Проверьте наличие выступов при помощи голубого красителя в месте посадки и при необходимости подчистите.

Посадка муфты на вал должна быть окрашена как минимум на 90% в голубой цвет.

6. Тщательно очистите отверстие муфты и конус вала, затем нанесите тонкий слой гидравлического масла. В месте гидравлической посадки используйте только светлое машинное масло или гидравлическое масло. НИКОГДА не используйте консистентную смазку.

7. Смажьте новые кольцевые уплотнения гидравлическим маслом и вставьте их на место на ступице муфты и на конусе вала.

8. Снова установите муфту на вал под прямым углом и сдвиньте вручную насколько можно. Убедитесь, что пробка для спуска воздуха вверх.

9. Установите оборудование для сборки муфты на конце вала, как показано на прилагаемой схеме расположения и убедитесь, что толкатель действительно находится под прямым углом к торцу муфты, чтобы не было перекоса ступицы.

Убедитесь, что оборудование муфты в сборе правильно и надёжно закреплено на валу и полностью затянуто, перед попыткой раздвинуть ступицу муфты – если ступица неожиданно высвободится – это может повлечь за собой несчастный случай или повреждение оборудования.

10. Подсоедините гидравлический насос с более высоким давлением к ступице муфты (расширяющий насос), а гидравлический насос с менее высоким давлением (продвигающий насос) к динамометрическому датчику.

11. Используя продвигающий насос, подайте начальное давление продвижения 34 бар, 500 фунт-сила/дюйм на динамометрический датчик. Кронциркулем проверьте, что муфта задвинута на вал под прямым углом.

12. Используя расширяющий насос, медленно подайте давление на

					4.Технологическая часть	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ступицу муфты, постепенно повышая давление примерно до ПОЛОВИНЫ ОЖИДАЕМОГО ДАВЛЕНИЯ РАСШИРЕНИЯ. Наблюдайте движение ступицы муфты, используя кронциркули и циферблатный индикатор. Если давление расширения не может поддерживаться из-за протечки кольцевых уплотнений, увеличьте в достаточной мере давление перемещения, чтобы сохранить герметичность.

13. Получив устойчивое давление расширения на уровне ПОЛОВИНЫ ОЖИДАЕМОГО ДАВЛЕНИЯ РАСШИРЕНИЯ, постепенно повышайте давление продвижения интервалами 500 фунт-сила/дюйм. Наблюдайте движение ступицы муфты, используя кронциркули и автоматическое повышение давления расширения на манометре расширяющего насоса, пока ступица муфты не сядет в правильное положение.

14. Проверьте расстояние посадки муфты.

15. Если расстояние правильное, медленно сбросьте давление расширения и затем снова проверьте расстояние.

16. После того как давление расширения полностью сброшено, уберите шланг и пробку для сброса воздуха, но оставьте толкатель под давлением продвижения минимум на два часа, чтобы масло могло вытечь полностью из зазора в посадку ступицы муфты. Если не оставить толкатель под давлением продвижения минимум на два часа, потребуется повторная сборка, и могут быть повреждены муфты/конические поверхности вала.

17. Проверьте расстояние посадки муфты калиберной плиткой.

18. Уберите остатки сборочно-монтажного оборудования муфты.

19. Наблюдайте какое-либо движение ступицы муфты при помощи циферблатного индикатора. Если ступица сдвинется с конуса более чем на 0,05 мм:

- запишите фактическое перемещение.
- повторите шаги с 12 по 23, но от расстояния посадки муфты

отнимите записанное значение (i). Если используется гайка вала / контргайка муфты, проверьте направление резьбы (правая или левая) перед их установкой

					4. Технологическая часть	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и затяжкой.

20. Если гайка вала / контргайка муфты устанавливаются на приводной конец вала, наденьте гайку вала / контргайку муфты и притяните её к ступице муфты. Просуньте стопорные винты без головки через гайку в резьбовые отверстия ступицы муфты и затяните, чтобы зафиксировать гайку вала / контргайку муфты на месте.

21. Вставьте две заглушающие пробки в гидравлические соединения ступицы муфты и загерметизируйте, используя LOCTITE 222, или его эквивалент.

4.8.8. Монтаж основного маслососа ротора МНА, монтаж верхних крышек подшипников приводной/полевой стороны

Монтаж основного маслососа ротора МНА, монтаж верхних крышек подшипников приводной/полевой стороны выполнить в обратной последовательности операции разбора.

4.8.9. Монтаж секций трубопровода системы затворной жидкости и маслосистемы

Монтаж секций трубопровода системы затворной жидкости и маслосистемы выполнить в обратной последовательности операции демонтажа.

4.9. Испытания насоса после завершения ремонтных работ

Испытание на герметичность уплотнений плоскости разъема производить при максимальном давлении в МН, но не более 1,1 РN насоса.

					4. Технологическая часть	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Течь и потение не допускаются. Время выдержки под давлением – 30 минут.
Давление контролировать по манометрам.

4.10. Завершение работ и оформление документации

1. Привести в порядок площадку установки насоса. Отходы поместить в контейнер для мусора. Собрать все инструменты и приспособления.
2. Сообщить оператору об окончании работ.
3. Сведения о проведенном среднем ремонте без демонтажа занести в паспорт (формуляр).

					4. Технологическая часть	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В основу оценки экономической эффективности проектирования трубопроводного транспорта нефти и газа положена методология проектного анализа, получившая широкое распространение, основные положения которой оформлены в виде методических рекомендаций по оценке инвестиционных проектов в России[24] и позволяющая получить взвешенную оценку всех существенных характеристик объекта, а также исследовать влияние различных характеристик на ход реализации и формирование проекта в соответствии с фазами его жизненного цикла.

Методология проектного анализа предполагает производить оценку результатов и стоимости проекта по следующим составляющим:

- Технический анализ, позволяющий определить осуществимость, работоспособность и надежность, т.е. техническую обоснованность;
- перспективность, оцениваемую на основе анализа спроса на продукцию проекта;
- экологический анализ, оценивающий влияние проекта на окружающую среду;
- социальный анализ, определяющий социальную приемлемость проекта;
- институционный анализ, позволяющий определить возможности организации осуществления проекта и руководство его эксплуатацией;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Россов А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				125	179
Консульт.					ТПУ зр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					<i>Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»</i>		
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

- экономический анализ, определяющий народнохозяйственную значимость проекта;

- финансовый анализ, т.е. проверку проекта на жизнеспособность в финансовом отношении, изучение вопросов возмещения затрат на реализацию за счет пользователей.

В связи с большим объемом, трудоемкостью и сложностью вычислений, в данной работе был применен программный продукт <Alt- Invest-PRIME>, разработанный С. Петербургской исследовательской консультационной фирмой Alt на основании выше приведенных рекомендаций.

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1. - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _Ф	Б _{к1}	Б _б	К _Ф	К _{к1}	К _б
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	3	2	2	0,3 9	0,26	0,26
2. Надежность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Ремонтопригодность	0,12	3	3	3	0,3 6	0,36	0,36
4. Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,3 2	0,24	0,24
6. Уровень шума	0,11	4	3	3	0,4 4	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,1 2	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,3 2	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,2 8	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,2 4	0,18	0,18
6. Наличие сертификации разработки	0,02	2	3	2	0,0 4	0,06	0,06
Итого	1	43	33	3 2	3,5 1	2,66	2,69

Б_Ф – Труба электросварная прямошовная;

Б_{к1} – Труба электросварная спиралешовная;

Б_б – Трубабезшовная.

По таблице 5.1. видно, что наиболее эффективно использовать для строительства и проведения капитального ремонта магистральных газопроводов трубу электросварную прямошовную, так же она является

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, высокая прочность и длительный срок службы.

5.1.3. SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Экономичность технологии.
- Повышение безопасности производства.
- Уменьшение затрат.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции.
- Отсутствие квалифицированного персонала.
- Развитие новых технологий.

3. Возможности:

- Повышение эффективности транспорта газа за счет модернизации.
- Сокращение расходов.
- Качественное обслуживание потребителей.
- Сокращение времени простоев из-за проведения ремонтов.

4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 5.2., таблице 5.3., таблице 5.4., таблице 5.5.

Таблица 5.2. - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и возможности: B1C1C2, B2C3.

Таблица 5.3. - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	0
	B2	-	0	-
	B3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл1.

Таблица 5.4. - Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	+	+	-	0	+
	У2	-	-	-	-	-
	У3	+	+	0	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и угроз: У1У3С1С2.

Таблица 5.5. - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	-	0	-
	У3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и угроз: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 5.6.).

Таблица 5.6.- Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<p>С1. Экономичность технологии.</p> <p>С2. Повышение безопасности производства.</p> <p>С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие квалифицированного персонала.</p> <p>Сл3. Развитие новых технологий.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>В4. Сокращение времени простоев.</p>	<p>1. Достижение повышения производительности агрегатов.</p> <p>2. Исключение аварийных ситуаций.</p> <p>3. Своевременная поставка природного газа потребителям.</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц</p> <p>2. Разработка научного исследования</p> <p>3. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>4. Переподготовка имеющихся специалистов</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые производства;</p> <p>У2. Снижение бюджета на разработку;</p> <p>У3. Высокая конкуренция в данной</p>	<p>Повышение квалификации персонала.</p>	<p>1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания</p> <p>2. Остановка проекта.</p> <p>3. Проведения других проектов</p>

5.2. Планирование выполнения работ

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 5.7. - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель
	2	Анализ актуальности темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Исполнитель
	4	Выбор направления исследований	Руководитель и исполнитель
	5	Календарное планирование работ	
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Изучение литературы по теме	Исполнитель
	7	Подбор нормативных документов	
	8	Изучение технических характеристик прямошовной, спиралешовной, безшовной трубной продукции.	
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка результатов исследования.	Руководитель и исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	10	Составление пояснительной записки	Руководитель и исполнитель

5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5} \quad (99)$$

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

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

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i}, \quad (100)$$

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

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

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

5.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (101)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (102)$$

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

$T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22 \quad (103)$$

Все рассчитанные значения вносим в таблицу (табл. 5.8.).

После заполнения таблицы строим календарный план-график (табл. 5.9.). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.












					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

Таблица 5.8. - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Поиск и изучение материала по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проведение моделирования	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Таблица 5.9. - Календарный план график проведения ВКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				Март			апрель			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	3											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	18											
3	Согласование материалов по теме	Руководитель	9											
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель	3				 							
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	15											
6	Проведение моделирования	Исполнитель	10											
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель.	3,8								 			
8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	9									 		

5.3. Бюджет научно-технического исследования (НИ)

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

5.3.1. Зарботная плата исполнителей проекта

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 5.13.

Таблица 5.13. - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.			Зарботная плата, приходящаяся на один чел.-дн.,			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель, Исполнитель	2	3	2	1,6			2,32	3,48	2,32
2.	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	7	9	8	0,93			6,51	8,37	7,44
3.	Согласование материалов по теме	Исполнитель	2	2	2	0,93			1,86	1,86	1,8
4.	Календарное планирование работ по	Исполнитель	12	12	12	0,23			2,76	2,76	2,76
5.	Проведение теоретических расчетов и	Исполнитель	8	9	9	0,23			1,84	2,07	2,07
6.	Проведение моделирования	Исполнитель	6	9	8	0,23			1,38	2,07	1,84
7.	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	4	5	6	1,16			4,64	5,8	6,96
8.	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	5	5	5	1,16			5,8	5,8	5,8
Итого:									27,11	32,21	31,05

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
						137
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп}, \quad (104)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = T_p \cdot Z_{дн}, \quad (105)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 5.10.).

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51413 \cdot 11,2}{243} = 2137 \quad (106)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Таблица 5.14. - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	56	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	227

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (107)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

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

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томской области, г. Томск).

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

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 5.15. - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,137	20	53480
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41660
Итого З _{осн}								95140

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (108)$$

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

Таким образом, дополнительная заработная плата руководителя равна 6952 рубля, исполнителя – 5415 рублей.

5.3.7. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (109)$$

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

Таблица 5.16. - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель	53480	6952
Исполнитель	41660	5415
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2	
Итого: 29134		

5.3.8. Накладные расходы

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

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (110)$$

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

Принимаем величину накладных расходов в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (4\,369\,451 + 95\,140 + 12\,367 + 29\,134) \cdot 0,16 = 720\,975 \text{ руб.} \quad (111)$$

5.3.9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.17. - Бюджет затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12367
3. Отчисления во внебюджетные фонды	29134
4. Накладные расходы	720975
5. Бюджет затрат НИ	857616

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (112)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 5.18. – сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп. 2	Исп. 3
1.Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	3	4
2. Надежность	0,2	4	4	3
3. Безопасность	0,2	5	4	4
4. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,25	5	3	2
5. Энергоэкономичность	0,2	4	4	4
Итого	1	4,6	3,6	3,5

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 = 4,6; \quad (113)$$

$$I_{p-исп1} = 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 = 3,6; \quad (114)$$

$$I_{p-исп1} = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 = 3,5. \quad (115)$$

Вывод: сравнение интегральных показателей эффективности показало, что наиболее эффективным вариантом исполнения проекта бакалаврской работы является исполнение 1.

Анализируя эффективность проекта без учета внешнего коммерческого финансирования (за счет собственных средств) необходимо отметить, что простой срок окупаемости (как простой, так и дисконтированный) капитальных вложений составит менее одного года.

Финансово – экономический анализ отчета прибыли наглядно отображает величину прибыли, получаемой предприятием за весь срок жизни проекта.

Анализируя полученные диаграммы изменения основных финансово – экономических показателей по годам жизни проекта (диаграмма изменения операционных затрат, себестоимости и выручки выполнения услуг по перекачке нефти за счет реализации данного проекта; диаграммы формирования накопленной чистой прибыли; диаграмма притока и оттока денежных потоков и их накопление к 12 году жизни проекта: диаграмма накопления чистого и чистого дисконтированного дохода) выявляются (и весьма наглядно) механизмы формирования основных показателей эффективности дипломных разработок.

Расчет затрат по замене технологического оборудования.

Укрупненное обоснование полной величины капитальных вложений.

Проектный уровень инвестиционных затрат рассчитывается укрупнено, исходя из следующего выражения (2.1):

$$\sum KB = \frac{KB_{об}}{\Delta OB} \cdot 100\% = \frac{492,38}{47} \cdot 100 = 1047,62 \text{ тыс.руб.} \quad (116)$$

Таблица 5.19. Укрупненная структура инвестиционных затрат

№ п/п	Показатель	Процентное соотношение (доля), %	Ед. изм.	Величина
1.	Затраты на оборудования КВ _{об}	45%	тыс. руб.	471,4304
2.	Стоимость работ по ремонту насосов (по смете затрат Приложение 9)	47%	тыс. руб.	492,38
3.	Затраты на пуско-наладку КВ _{др}	8%	тыс. руб.	83,8096
4.	Сумма инвестиционных затрат СКВ	100%	тыс. руб.	1047,62

5.3.3. Основные статьи калькуляции

Исходя из реальных условий эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, имеют место следующие виды затрат:

- Материальные затраты.
- Затраты на потребляемую энергию.
- Износ объектов основных производственных фондов (Амортизация ОПФ).
- Затраты по оплате труда эксплуатационных рабочих.
- Начисление на заработную плату.
- Годовые расходы на диагностику объектов магистрального нефтепровода.
- Годовые затраты на капитальный ремонт.
- Прочие расходы.

Материальные затраты при эксплуатации объектов трубопроводного транспорта включают:

а.) Затраты на материалы. Их величина рассчитывается по выражению:

$$Z_m = \Delta Z_m \cdot \sum P, \text{ тыс. руб.}$$

где: ΔZ_m - удельные затраты материалов, выражается в рублях на тысячу тонно-километров $\Delta Z_m = 1,95 \text{ руб./тыс. ткм.}$;

$\sum P$ - величина дополнительного годового грузооборота по транспортировке нефти за счет проведения мероприятий по техническому перевооружению

$$\sum P = 20 \cdot 10^6 \cdot 107,94 / 1000 = 2\,158\,800 \text{ тыс. ткм.} \quad (117)$$

$$Z_m = \Delta Z_m \cdot \sum P = 1,95 \cdot 2\,158\,800 = 4\,209\,660 \text{ руб.} = 4\,210 \text{ тыс. руб} \quad (118)$$

б.) Затраты на топливо для автотранспорта. Их величина рассчитывается по выражению:

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						145
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_T = T \cdot C_T, \text{ тыс. руб.} \quad (119)$$

где: T- годовой расход топлива для автотранспорта (ГСМ) находится по формуле:

$$T = \frac{\Delta T}{1000} \cdot \sum P \text{ тонн/год.} \quad (120)$$

где: ΔT - удельная величина расхода топлива для автотранспорта (ГСМ),

$$\Delta T = 0.15 \frac{\text{тонн}}{\text{млн.ткм}} \quad (121)$$

$$T = \frac{\Delta T}{1000} \cdot \sum P = \frac{0,15}{1000} \cdot 2158800 = 324 \text{ тонн / год} \quad (122)$$

C_T - средняя цена за одну тонну топлива (ГСМ). С учетом современных цен на нефтепродукты- ГСМ для автотранспорта принимаем $C_T=38$ тыс. руб./тонну.

$$Z_T = T \cdot C_T = 38 \cdot 324 = 12\ 305 \text{ тыс. руб./год.} \quad (123)$$

в.) Затраты на нефть для собственных нужд. Их величина рассчитывается по выражению:

$$Z_H = H \cdot C_H \text{ тыс. руб./год} \quad (124)$$

где: H- годовая потребность в нефти на собственные нужды, тонн/год; определяется по формуле:

$$H = \frac{\Delta H_{\text{млн.ткм}}}{1000} \cdot \sum P, \text{ тонн/ год.} \quad (125)$$

где: ΔH - удельная величина потребности в нефти на собственные нужды, $\Delta H = 0.19 \text{ тонн / млн.ткм.}$

$$H = \frac{\Delta H_{\text{млн.ткм}}}{1000} \cdot \sum P = \frac{0,19}{1000} \cdot 2158800 = 410 \text{ тонн / год.} \quad (126)$$

C_H - цена за одну тонну нефти на собственные нужды. С учетом современных цен предприятий- поставщиков принимаем $C_H=24$ тыс. руб./тонну (стоимость 1 барреля - 50 долл, курс доллара = 65 руб, $C_H=50 \cdot 65 / 0,1364 = 23826$ руб, округляя – 24 тыс.руб./тонну)[25].

$$Z_H = H \cdot C_H = 410 \cdot 24 = 9\ 844 \text{ тыс. руб/год.} \quad (127)$$

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

г.) Затраты на газ для собственных нужд. Их величина рассчитывается по выражению:

$$Z_{газ} = Q_{газ} \cdot Ц_{газ}, \text{ тыс. руб.} \quad (128)$$

где: $Q_{газ}$ - годовая потребность предприятия в газе, находится по формуле:

$$Q_{газ} = \frac{\Delta Q_{газ}}{1000} \cdot \sum P \text{ ТОНН/ГОД.} \quad (129)$$

где: $\Delta Q_{газ}$ - удельная величина годового расхода природного газа, $\Delta Q_{газ} = 0,37$.тыс.н.м³/млн. ткм

$$Q_{газ} = \frac{\Delta Q_{газ}}{1000} \cdot \sum P = \frac{0,37}{1000} \cdot 2158800 = 799 \text{ тыс.н.м}^3/\text{ГОД} \quad (130)$$

$Ц_{газ}$ - средняя цена за 1000 нормальных кубических метров природного газа. С учетом современных цен принимаем $Ц_{газ} = 4,803$ тысруб/1000н.м³ (для промышленных предприятий, без НДС), с учетом НДС: $4,803 \cdot 1,18 = 5,67$ тысруб/1000н.м³

$$Z_{газ} = Q_{газ} \cdot Ц_{газ} = 799 \cdot 5,67 = 4529 \text{ тыс. руб./год.} \quad (131)$$

Сумма материальных затрат находится по формуле:

$$\sum Z_{МЗ} = Z_M + Z_T + Z_H + Z_э = 4210 + 12305 + 9844 + 4529 = 30888 \text{ тыс.руб./год} \quad (132)$$

Затраты на потребляемую энергию при эксплуатации объектов трубопроводного транспорта включают:

а.) Затраты на электрическую энергию. Их величина рассчитывается по выражению:

$$Z_э = Q_э \cdot T_э, \text{ тыс. руб.} \quad (133)$$

где: $Q_э$ - годовая потребность предприятия в электроэнергии, находится по формуле:

$$Q_э = \Delta Q_э \cdot \sum P \text{ тыс. кВт ч./год.} \quad (134)$$

где: $\Delta Q_э$ - удельная величина годового расхода электроэнергии, $\Delta Q_э = 12,6$ кВт ч./1000 ткм.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

$$Q_э = \Delta Q_э \cdot \sum P = 12,6 \cdot 2158800 / 1000 = 27\ 201 \text{ тыс. кВт. ч./год} \quad (135)$$

$T_э$ - средняя величина тарифа за электроэнергию. С учетом современных цен принимаем $T_э = 3,6$ руб./кВт. ч.

$$З_э = Q_э \cdot T_э = 3,6 \cdot 27201 = 97\ 923 \text{ тыс. руб./год.} \quad (136)$$

б.) Затраты на тепловую энергию. Их величина рассчитывается по выражению:

$$З_{ТЭ} = Q_{ТЭ} \cdot T_{ТЭ}, \text{ тыс. руб.} \quad (137)$$

где: $Q_{ТЭ}$ - годовая потребность предприятия в тепловой энергии, находится по формуле:

$$Q_{ТЭ} = \Delta Q_{ТЭ} \cdot \frac{\sum P}{1000} \text{ ГКал./год.} \quad (138)$$

где: $\Delta Q_{ТЭ}$ - удельная величина годового расхода тепловой энергии, $\Delta Q_{ТЭ} = 0,44$ ГКал./млн. ткм.

$$Q_{ТЭ} = \Delta Q_{ТЭ} \cdot \frac{\sum P}{1000} = 0,44 \cdot \frac{2158800}{1000} = 950 \text{ ГКал./год} \quad (139)$$

$T_{ТЭ}$ - средняя величина тарифа за тепловую энергию. С учетом современных цен принимаем $T_{ТЭ} = 1,5$ тыс. руб./ГКал.

$$З_{ТЭ} = Q_{ТЭ} \cdot T_{ТЭ} = 950 \cdot 1,5 = 1425 \text{ тыс. руб./год.} \quad (140)$$

Сумма годовых затрат на тепловую и электрическую энергию находится по формуле:

$$\sum З_{ЭН} = З_э + З_{ТЭ} = 97\ 923 + 1\ 425 = 99\ 348 \text{ тыс.руб./год} \quad (141)$$

Износ объектов основных производственных фондов (Амортизация ОПФ) находится по выражению:

$$З_{АМ} = \overline{На} \cdot \sum KB \text{ тыс. руб./год.} \quad (142)$$

где: $\overline{На}$ - средняя годовая норма амортизации, доли единиц. $\overline{На} = 3,6\% = 0,036$ д.ед.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						148
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\sum KB$ - инвестиционные затраты на осуществление проекта. $\sum KB = 1047$ тыс.руб.

$$Z_{AM} = \overline{Ha} \cdot \sum KB = 0,036 \cdot 1047 = 37,692 \text{ тыс.руб./год} \quad (143)$$

Затраты по оплате труда эксплуатационных рабочих находятся по выражению:

$$Z_{OT} = \frac{\overline{ЗП} \cdot K_{ЭР} \cdot \sum P \cdot 12}{10^5}, \text{ тыс.руб./год.} \quad (144)$$

где: $\overline{ЗП}$ - средняя месячная заработная плата одного эксплуатационного рабочего (для [REDACTED] [REDACTED] ([REDACTED]) $ЗП = 25$ тыс. руб./мес.

$K_{ЭР}$ - штатный коэффициент для нормирования численности эксплуатационных рабочих. $K_{ЭР} = 5,5$ чел./тыс. ткм.

$$Z_{OT} = \frac{25 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 158 \cdot 800 \cdot 12}{10^5} = 35 \, 620 \text{ тыс.руб./год.} \quad (145)$$

Начисление на заработную плату (страховые взносы) находится по выражению:

$$Z_{стр} = Z_{OT} \cdot \Delta_{стр} \text{ тыс. руб./год.} \quad (146)$$

где: $\Delta_{стр}$ - доля страховых (социальных) взносов. $\Delta_{стр} = 30,6\% = 0,306$ доли ед.

$$Z_{стр} = Z_{OT} \cdot \Delta_{стр} = 35 \, 620 \cdot 0,306 = 10 \, 899 \text{ тыс. руб./год} \quad (147)$$

Годовые расходы на диагностику объектов магистрального нефтепровода находятся по выражению:

$$Z_{д} = \Delta Z_{д} \cdot \sum KB \text{ тыс. руб./год.} \quad (148)$$

где: $\Delta Z_{д}$ - удельная величина годовых затрат на диагностирование.
 $\Delta Z_{д} = 0,38\% = 0,0038$ доли ед.

$$Z_{д} = \Delta Z_{д} \cdot \sum KB = 0,0038 \cdot 1047 = 3,98 \text{ тыс. руб./год} \quad (149)$$

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						149
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые затраты на капитальный ремонт объектов магистрального нефтепровода находятся по выражению:

$$Z_{KP} = \Delta Z_{KP} \cdot \sum KB \text{ тыс. руб./год.} \quad (150)$$

где: ΔZ_{KP} - удельная величина годовых затрат на капитальный ремонт
 $\Delta Z_{KP} = 4,33\% = 0,0433$ доли ед.

$$Z_{KP} = \Delta Z_{KP} \cdot \sum KB = 0,0433 \cdot 1047 = 45,34 \text{ тыс. руб./год} \quad (151)$$

Прочие расходы на эксплуатацию объектов магистрального нефтепровода находятся по выражению:

$$Z_{PP} = \Delta_{PP} \cdot (\sum Z_{M3} + \sum Z_{ЭН} + Z_{OT} + Z_{KP} + Z_{Д}), \text{ тыс. руб./год.} \quad (152)$$

где: Δ_{PP} - доля прочих расходов при эксплуатации объектов магистрального нефтепровода $\Delta_{PP} = 15,3\% = 0,153$ доли ед.

$$Z_{PP} = 0,153 \cdot (30\ 888 + 99\ 348 + 35\ 620 + 54,34 + 3,98) = 25\ 383,52 \text{ тыс. руб./год} \quad (153)$$

Годовые эксплуатационные затраты при эксплуатации объектов магистрального нефтепровода составят:

$$\sum_{i=1}^8 Z_i = \sum Z_{M3} + \sum Z_{ЭН} + Z_{OT} + Z_{ECH} + Z_{AM} + Z_{KP} + Z_{Д} + Z_{PP}, \text{ тыс.руб./год} \quad (154)$$

$$\sum_{i=1}^8 Z_i = 30888 + 99348 + 37,7 + 35620 + 12681 + 3,98 + 45,3 + 25383,5 = 204007,4 \text{ тыс.руб./год.} \quad (155)$$

Себестоимость транспортировки нефти включает:

а.) Себестоимость транспортировки нефти в руб/тыс. ткм.

Рассчитывается по выражению:

$$S_{1000\text{ткм}} = \frac{\sum_{i=1}^8 Z_i}{\sum P} = \frac{204007,39 \cdot 1000}{2158800} = 94,5 \text{ руб./1000ткм} \quad (156)$$

б.) Себестоимость транспортировки одной тонны нефти, руб/ткм.

Рассчитывается по выражению:

$$S_m = \frac{\sum_{i=1}^8 Z_i}{\sum Q_{год}} \text{ руб./ тонну} \quad (157)$$

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

где: $\sum Q_{год}$ - дополнительный годовой объем нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу. $\sum Q_{год} = 20$ млн. т/год

$$S_m = \frac{\sum_{i=1}^8 Z_i}{\sum Q_{год}} = \frac{204007,39}{20 * 1000} = 10,2 \text{ руб./тонну} \quad (158)$$

Исходя из необходимого уровня рентабельности транспортировки нефти, рассчитывается условная величина доходной ставки в рублях за 1 тонно-километр. Она рассчитывается по выражению:

$$d = S_{1000 \text{ ткм}} \cdot (1,25 - 1,65) \text{ руб./1000 ткм.}$$

$$d = S_{1000 \text{ ткм}} \cdot 1,65 = 94,5 \cdot 1,65 = 151,2 \text{ руб./1000 ткм.}$$

Принимая во внимание, что действующий тариф на прокачку нефти по нефтепроводу ■■■ на 2021 год равен 17,5524 руб/100 ткм, или же 175,524 руб/1000 ткм, [25] можно считать подтверждением произведённых выше расчетов.

Таблица 5.11. Годовые эксплуатационные затраты при перекачке нефти по магистральному трубопроводу

№ п/п	Годовые эксплуатационные затраты при перекачке нефти по магистральному трубопроводу	тыс. руб.	%
1.	Материальные затраты	30 888	15%
2.	Затраты на потребляемую энергию	99 348	49%
3.	Износ объектов основных производственных фондов (Амортизация ОПФ)	37,7	0,02%
4.	Затраты по оплате труда эксплуатационных рабочих	35 620	17%
5.	Начисление на заработную плату (страховые взносы)	10 899	6%
6.	Годовые расходы на диагностику	3,98	0,002%
7.	Годовые затраты на капитальный ремонт	45,34	0,02%
8.	Прочие расходы	25 383,52	12%
9.	Итого	204 007,39	100%

5.3.4.Проведение расчета с использованием программного продукта <Alt-Invest-PRIME>

Информация, вводимая в программу «Alt- InvestPrim» приведена в таблице 5.12.

Таблица 5.12. Информация, вводимая в программу «Alt- InvestPrim»

№ п/п	Показатель	Ед. измерения	Величина
1	Расчетная денежная единица	тыс. рублей	
2	Коэффициент пересчета (курс валют)	1,0 \$ / руб.	65
3	Интервал планирования (ИП)	дней	360
4	Срок жизни проекта (количество интервалов планирования)	Интервал планирования	12
5	Объем дополнительно предоставленных услуг по перекачке: - график освоения производства - дополнительный объем перекачки	% по интервалам планирования тыс. ткм.	I – 20% II – 50% III – 100% 2 158 800
6	Выручка от реализации: - средний тариф (средняя доходная ставка) за тыс.ткм.	руб. / 1000 ткм.	175,524
7	Текущие затраты (годовые): - Затраты на энергию и материалы - Затраты на капитальный ремонт и диагностирование - Заработная плата эксплуатационных рабочих - Отчисления на социальное страхование - Прочие операционные затраты	тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. % %	65 118 24,66 35 620 30,6 12
8	Инвестиционные затраты: - график освоения инвестиций (по интервалам планирования) - постоянные инвестиционные затраты - амортизационные отчисления (средняя норма амортизации)	% тыс. руб. %	I – 100% 1047 3,33
9	Источники финансирования: - оптимальный график кредитования (собственные средства ООО «Транснефть-Восток») - проценты за кредит (среднегодовые)	- %	0 0
10	Анализ эффективности проекта: - ставка сравнения и индексы дисконтирования	%	верхняя табл.- 8,5 нижняя табл.- 11

5.3.5. Показатели экономической эффективности проекта, полученные по результатам расчетов

Для индекса дисконтирования $E=8,5\%$:

- простой срок окупаемости, $T_{OK} = 1$ год;
- чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)-**ЧД** = 1 790 373 тыс. руб. за 12 лет;
- внутренняя норма доходности (прибыли), **ВНД или IRR** - 3037,5%
- чистая текущая стоимость проекта, **NPV** – 1 068 117 тыс. руб.
- рентабельность инвестиций, **NPVR** – 102 017%
- дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом, **ДЧПДС или ЧДД** = 1 067 867 тыс. руб.
- дисконтированный срок окупаемости, $T_{OK(D)} = 1$ год.

Для индекса дисконтирования $E = 11\%$:

- простой срок окупаемости, $T_{OK} = 1$ год;
- чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)- **ЧД** = 39195 тыс. руб.
- внутренняя норма доходности (прибыли), **ВНД или IRR** - 3037,5%
- чистая текущая стоимость проекта, **NPV** – 933 324 тыс. руб.
- рентабельность инвестиций, **NPVR** – 89 134%;
- дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом, **ДЧПДСили ЧДД** = 933 045 тыс. руб.
- дисконтированный срок окупаемости, $T_{OK(D)} = 1$ год.

Вывод: сравнение интегральных показателей эффективности показало, что наиболее эффективным вариантом исполнения проекта бакалаврской работы является исполнение 1.

Анализируя эффективность проекта без учета внешнего коммерческого финансирования (за счет собственных средств) необходимо отметить, что

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение.	Лист 153
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

простой срок окупаемости (как простой, так и дисконтированный) капитальных вложений составит менее одного года.

Финансово – экономический анализ отчета прибыли наглядно отображает величину прибыли, получаемой предприятием за весь срок жизни проекта.[26]

Анализируя полученные диаграммы изменения основных финансово – экономических показателей по годам жизни проекта (диаграмма изменения операционных затрат, себестоимости и выручки выполнения услуг по перекачке нефти за счет реализации данного проекта; диаграммы формирования накопленной чистой прибыли; диаграмма притока и оттока денежных потоков и их накопление к 12 году жизни проекта: диаграмма накопления чистого и чистого дисконтированного дохода) выявляются (и весьма наглядно) механизмы формирования основных показателей эффективности дипломных разработок.

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение.	Лист
						154
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Охрана труда

6.1. Общие требования

В данном дипломном проекте разработан раздел, описывающий производство работ по замене роторов магистральных насосов «XXXXXXXXXX», содержащий решения и мероприятия, обеспечивающие безопасность труда и пожарную безопасность.

Общее руководство по охране труда и ответственность за состоянием техники безопасности и производственной санитарии возлагается на главного инженера ООО «XXXXXXXXXX».

Проведение первичных (при поступлении на работу) и периодических (в период трудовой деятельности) медицинских осмотров работников в соответствие с приказом Минздрава России №83 от 16.08.2004 г. и №338 от 16.05.2005 г. производится за счет организации. Работодатель также обеспечивает работников смывающими и обезвреживающими средствами (мыло, крем и др.) согласно Постановлению Минтруда России №45 от 04.06.2003 г.

При оформлении разрешения на выполнение работ на действующем объекте должны быть разработаны мероприятия, обеспечивающие сохранность действующих нефтепроводов, коммуникаций и сооружений и мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения работ, которые являются неотъемлемой частью разрешения.

Руководители и специалисты, участвующие в производстве работ на объектах магистрального нефтепровода, должны пройти аттестацию и проверку знаний в области промышленной безопасности и охраны труда в

					Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Россов А.А.			6. Охрана труда	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					155	179
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

соответствии с Положением о порядке подготовки и аттестации работников организации, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов подконтрольных Ростехнадзору.

Персонал, участвующий в подготовке и проведении работ по техническому перевооружению ██████████ «██████████», должен пройти инструктаж по охране труда с записью в Журнале регистрации инструктажей персонала на рабочем месте и наряде-допуске.

По всем профессиям и работам технологического процесса должны быть разработаны и утверждены главным инженером организации инструкции и положения по охране труда.

Проверку знаний рабочих и специалистов норм и правил безопасности с оформлением соответствующих протоколов, удостоверений на допуск к работам проводит постоянно-действующая экзаменационная комиссия. Члены комиссии аттестованы в федеральных органах исполнительной власти в качестве членов экзаменационных комиссий по следующим направлениям:

- работа с грузоподъемными механизмами;
- охрана труда и техники безопасности;
- пожарная безопасность;
- электробезопасность.

Персонал, занятый работами на объектах магистральных нефтепроводов, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. На ██████████ в здании служебно-бытового корпуса оборудован кабинет оказания медицинской помощи с медикаментами и перевязочными материалами. При проведении работ по техническому перевооружению ██████████ «██████████» обеспечено дежурство кареты скорой помощи в течении всего периода производства работ.

На месте проведения ремонтных работ должна находиться нормативная и своевременно заполняться оперативная и исполнительная документация.

					6. Охрана труда	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		156

6.1. Производственная безопасность

6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении обслуживании напорных нефтепроводов, приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1. – опасные и вредные факторы при обслуживании напорного нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Замена ротора насосного агрегата.	1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1. Механические травмы при основных видах работ; 2. Пожаровзрывоопасные; 3. Взрывоопасность;	РД 153-39.4-114-01 [28] РД-13.100.00-КТН-306-09 [38] РД 13.100.00-КТН-225-06 [39]

6.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследований

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.[27]

Повышенный шум.

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, экскаваторами, бульдозерами, привлеченными для необходимых работ обслуживанию

					6. Охрана труда	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		157

напорного нефтепровода. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. [27]

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Вредные вещества.

Источником утечки токсичных и вредных веществ является поврежденный напорный нефтепровод.

Действие аварийного разлива нефти на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма, т.е. вызывает головокружение и тошноту, острые и хронические отравления, развиваются вегетативные расстройства, расстройства нервной системы, бессонница, мышечные судороги и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 5.2.

При попадании углеводородов в жидкой фазе оказывает пагубное влияние на кожу, вызывая дерматиты и экземы.

					6. Охрана труда	Лист
						158
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Механические травмы при основных видах работ.

При замене ротора насосного агрегата возможность получения механических травм высока. Это может быть воспламенение нефтепродукта или взрыв его паров, падение тяжелого предмета, порезы, ушибы. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Пожароопасность.

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако газо-воздушной смеси (ГВС).[29] Наличие источника зажигания в пределах облака ГВС может повлечь за собой воспламенение. Основным поражающим фактором при возгорании нефти является тепловое излучение. Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения пожаров проливов нефти, представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3. – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м ²
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

Взрывоопасность.

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако газо-воздушной смеси (ГВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ГВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака

ГВС.[29] Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4. – Предельно-допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

6.2.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Повышенный шум.

Основные методы борьбы с шумом:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

Вредные вещества.

Основные методы борьбы с токсическим влиянием паров нефти на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;

- Соблюдение техники безопасности;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

Отсутствие или недостаток естественного света.

Средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время. В ночное время освещение должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении.

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Отклонение параметров климата.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. Делать непродолжительные перерывы в работе с согреванием в теплом месте. Продолжительность зависит от температуры воздуха и скорости ветра. При температуре воздуха -40°C и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Механические травмы при основных видах работ.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

- Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
- Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях, и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске;
- Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

					6. Охрана труда	Лист
						162
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

–Проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в производстве работ. Весь персонал, задействованный в работах, должен находиться в спецодежде.

Пожароопасность.

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) .

Взрывоопасность.

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м³) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

					6. Охрана труда	Лист
						163
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

7. Экологическая безопасность

7.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

При возникновении аварийной ситуации и локализации, и ликвидации аварийного разлива нефти на напорном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности [28]. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: разрыв поверхности земли; земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства.

С разрушением почвенного покрова, а вместе с этим и ландшафта, нарушается круговорот веществ и энергии, изменяется газовый состав атмосферы, ухудшаются санитарно-гигиенические условия. Поэтому при разрушении почвенного покрова природной среде и человеку наносится экологический ущерб, причем в большей степени, чем экономический.

7.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Обслуживание напорного нефтепровода на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными.

					7. Экологическая безопасность	Лист
						164
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания;
- машины и механизмы;
- работы при резке трубы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы.

При проведении ремонтных плановых или неплановых работ на напорном нефтепроводе: 1) При выполнении сварочных работ при замене катушки в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая. 2) При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды. 3) При резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

7.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

					7. Экологическая безопасность	Лист
						165
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

При обслуживании напорного нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, опрокидывание используемого оборудования, обрыв тросов при поднимании ротора.

7.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

При проведении работ по замене ротора может произойти чрезвычайная ситуация в воспламенения ГС и ее паров.

7.4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС

Инженерно-технический персонал и рабочие, занятые в обслуживании напорных нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на напорных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции

					7. Экологическая безопасность	Лист
						166
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п.8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно-

					7. Экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		167

восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. План ликвидации возможных аварий необходимо тщательно изучить всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы.

7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Эксплуатация и ремонт основных сооружений, устройств и оборудования напорных нефтепроводов должны производиться в соответствии с действующими нормативными документами.

Запорная арматура должна быть снабжена ограждёнными площадками обслуживания, надписями в виде номеров в соответствии с технологической схемой, а также указателями направления вращения на закрытие и положений «закрыто» и «открыто». Все подземные контактные соединения установки электрохимической защиты должны иметь надёжную и долговечную изоляцию.

Запрещается выполнение работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины. Катодные станции и дренажные установки должны иметь ограждения, предупредительные надписи, плакаты, порядковые номера и закрываться на замок. Перед выходом на трассу линейный обходчик должен проверить исправность средств связи, взять с собой укомплектованную медицинскую аптечку, запас продуктов питания на одни сутки, термос с горячим чаем. Линейный обходчик должен одеть спецодежду и спецобувь в соответствии с погодными и местными условиями.

При нарушении целостности и герметичности трубопровода и запорной

					7. Экологическая безопасность	Лист
						168
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

арматуры, выхода нефтепродукта на поверхность земли, следует: прекратить обход трассы, выйти на пункт связи или сообщить по радиации на ЛПДС об аварии, вернуться на место выхода нефтепродукта, выставить знаки безопасности и охранять участок до прибытия аварийной бригады.

Ликвидация аварий осуществляется в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений РД 153-112-014-97 и действующими НТД по организации и производству аварийно-восстановительных работ на нефтепродуктопроводах.

Перед началом земляных работ на нефтепродуктопроводе необходимо уточнить глубину его заложения.

Во избежание повреждения трубопровода ковшом экскаватора, не приспособленным для полного вскрытия, необходимо разрабатывать грунт на расстоянии 0,15-0,20 м до верхней и боковых образующих трубы.

Если при вскрытии нефтепродуктопровода или в процессе ремонтных работ появилась (обнаружена) течь нефтепродукта, необходимо прекратить работы, заглушить двигатели экскаватора и работающих вблизи места выхода нефтепродукта механизмов, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ, диспетчеру, вызвать аварийную бригаду, привести в готовность средства пожаротушения. Место разлива нефтепродукта должно быть ограждено сигнальными флажками и указателями: «С огнем не приближаться», «Не курить», «Опасно, нефтепродукт», а в ночное время - обозначено сигнальными фонарями.

Должны быть приняты срочные меры по локализации и предотвращению растекания нефтепродукта путем рытья котлованов, траншей, сооружения обвалований и плотин.

Ремонт следует проводить в светлое время суток. На время длительных остановок и в конце смены ремонтируемый участок нефтепродуктопровода должен опираться на лежки.

					7. Экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		169

7.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Особое внимание уделяется обеспечению безопасности персонала и населения в случае возникновения ЧС. Персонал, который не принимает участие в ликвидации разлива нефти, произошедшего в зоне чрезвычайной ситуации, связанной с нефтью, должен быть незамедлительно удален (эвакуирован) в безопасные места. Работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефти, должны всегда проводиться в соответствии с процедурами «XXXXXXXXXX» ВНК по технике безопасности, охране труда и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Тем не менее, в условиях чрезвычайной ситуации могут возникнуть новые опасности, такие, как токсичные пары, выделяющиеся разлитыми нефтепродуктами, скользкие поверхности, загрязненные нефтью, факторы, связанные с усталостью и др. В связи с этим, члены аварийно-спасательных формирований должны соблюдать дополнительные правила безопасности, соответствующие условиям, характерным для данной конкретной чрезвычайной ситуации.

Перед началом работ по ликвидации АРН проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

					7. Экологическая безопасность	Лист
						170
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

1. Представлен аналитический обзор технологического оборудования промежуточной насосной станции, для которой определен эффективный способ изменения напорно-расходных характеристик, с учетом потребности изменения объемов перекачки нефти по магистральному нефтепроводу во второй половине 2021 года.

2. Приведено обоснованное техническое решение, направленное на замену ротора МН [REDACTED] «[REDACTED]» при соблюдении условий ресурсо- и энергоэффективности технического объекта.

3. Сформирован алгоритма технического перевооружения перекачивающей станции с учетом требования промышленной безопасности нефтетранспортной организации

4. Рассчитано изменение гидравлических параметров МН [REDACTED] «[REDACTED]», которое составило:

- Напор одним насосом составил [REDACTED] метров водяного столба.
- Суммарные потери напора в трубопроводе равны [REDACTED] Мпа.
- Производительность 3 последовательно включенных в работу МН составило [REDACTED] м³/час.

5. Проведены прочностные расчеты выкидного трубопровода, в результате получено:

- Расчетную толщину стенки равную [REDACTED] мм.
- При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует принимать [REDACTED] мм.
- Толщина стенки с учётом температуры транспортируемого продукта равную [REDACTED] мм.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистральном нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий океан»			
Разраб.		Россов А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					171	179
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 3-2Б6А			

6. Оценка эффективности мероприятий по изменению объемов гидравлических потерь на выбранном участке.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						172
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованных источников

1. Оператор нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода. Часть 1. В.И. Захаров, А.Е. Лоцинин, Т.Н. Черняева, Д.В. Сороколет, А.В. Рыбалко. Тюмень, 2013г.

2. СП 16.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».
<https://docs.cntd.ru/document/1200103173>

3. ВСН 012-88 Часть I «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».
<https://docs.cntd.ru/document/1200001425>

4. ГОСТ ISO 17769-1-2014 «Насосы жидкостные и установки» Часть 1.
<https://docs.cntd.ru/document/1200123501?section=text>

5. ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» <https://docs.cntd.ru/document/1200146219>

6. Практикум. Центробежные насосы. Испытание насосов. Е. В. Сошников, О. В. Акимов, Ю. М. Акимова Хабаровск Издательство ДВГУПС 2013. <http://www.amac.md/Biblioteca/data/24/17/Pumps/Sosnikov.pdf>

7. Официальный сайт «Погода и климат» России.
<http://www.pogodaiklimat.ru/>

8. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*». Дата введения 04.06.2017.
<https://docs.cntd.ru/document/456044318>

9. СП 25.13330.2020 Свод правил «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». Дата введения 01.07.2021.
<https://docs.cntd.ru/document/573659326#7D20K3>

10. ГОСТ 9.602-2016. Межгосударственный стандарт. Единая система

					<i>Оптимизация технологии замены ротора насосного агрегата типа HPDM SULZER на нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Россов А.А.			Список использованных источников		
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						173	179
					ТПУ гр. 3-2Б6А		

защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Введены 01.06.2016.

<https://docs.cntd.ru/document/1200140210>

11. ГОСТ Р 58179-2018 «Инжиниринг в строительстве» Дата введения 2018-09-01 <https://docs.cntd.ru/document/1200159890>

12. СП 131.13330.2018. Строительная климатология. Дата введения 29.05.2019. <https://docs.cntd.ru/document/554402860>

13. Паспорт нефтяного насоса ZULSER HPDM.

14. Автоматизированная система мониторинга энергоэффективности нефтеперекачивающих станций. Башкирский химический журнал. 2009. Том 16.

№ 2. <https://cyberleninka.ru/article/n/avtomatizirovannaya-sistema-monitoringa-energoeffektivnosti-nefteperekachivayuschih-stantsiy>

15. Автоматизация нефтеперекачивающих станций транспорта нефтепродуктов. <https://cyberleninka.ru/article/n/avtomatizatsiya-nefteperekachivayuschih-stantsiy-transporta-nefteproduktov/viewer>

16. РД-75.200.00-КТН-037-13 «Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружения нефтеперекачивающих станций» ОАО «АК «Транснефть», 2013 год.

17. ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. Дата введения 01.07.2016.

<https://docs.cntd.ru/document/1200120803>

18. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа. Дата введения 01.01.1980.

<https://docs.cntd.ru/document/1200005438>

19. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. Дата введения 01.01.1984.

<https://docs.cntd.ru/document/1200004078>

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		174

20. ГОСТ 4333-2014. Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле. Дата ведения 01.07.2017.

<https://docs.cntd.ru/document/1200121333>

21. ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04. Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра. Дата введения 2009.

<http://megasklad.ru/lots/view/1150508>

22. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов, А.А.Коршак, А.М.Шаммазов. Учебное пособие для ВУЗов. - Уфа: «Дизайн-ПолигрвфСервис», 2002. 658с.

<https://elima.ru/books/?id=2654>

23. Прайс-лист ООО «Объединённая металлургическая компания», 2020 год. <https://omk.ru/vmz/prices/>

24. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция, исправленная и дополненная). Утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ, № ВК 477 от 21.06.1999г. <https://docs.cntd.ru/document/1200005634>

25. Информация о тарифах на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам (по состоянию на 01.01.2020) https://www.transneft.ru/u/section_file/51951/tarifi_s_01.01.2021.pdf

26. Экономика предприятия. Учебник под ред. проф. Н.А. Сафронова. - М., Юристъ, 2003г. <https://docplayer.ru/25868429-Ekonomika-predpriyatiya-uchebnik-pod-redakciey-doktora-ekonomicheskikh-nauk-professora-n-a-safronova-yu-r-i-s-t--moskva.html>

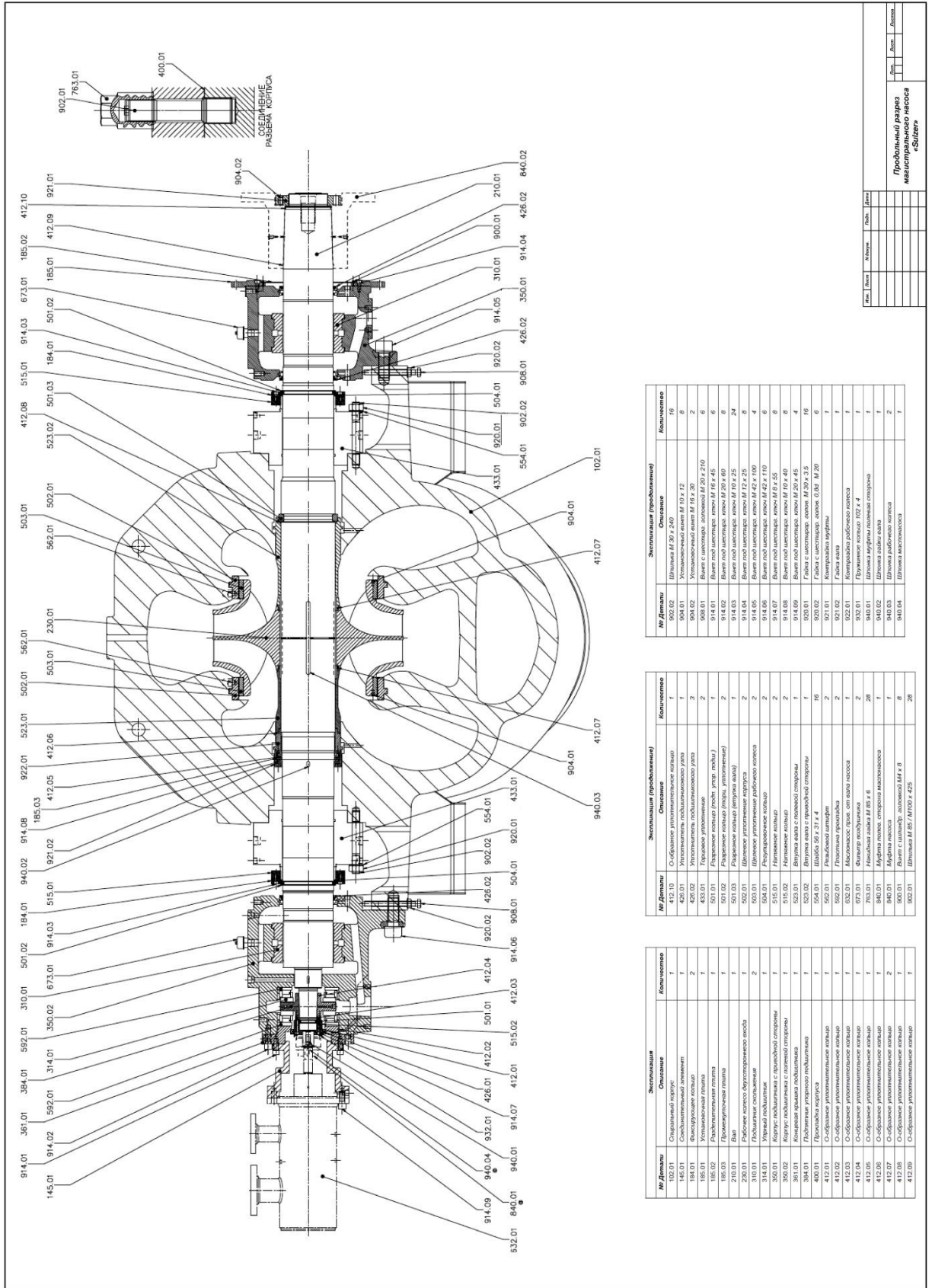
27. Федеральный Закон Российской Федерации N 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/

28. Федеральный Закон Российской Федерации №123-РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 30 апреля 2021 года).

29. РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы», ВНИИСИТ, 1989 г. <https://docs.cntd.ru/document/1200004159>

					Список использованных источников	Лист
						175
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение 1



№ Детали	Заглавие (проблемный)	Описание	Количество
900.02	Шпилька М 20 x 240		16
900.01	Уплотнительный элемент М 19 x 12		8
900.02	Уплотнительный элемент М 19 x 20		2
900.01	Уплотнительный элемент М 19 x 20		2
914.01	Винт с шестерней левая М 16 x 45		6
914.02	Винт с шестерней левая М 20 x 60		8
914.03	Винт с шестерней левая М 19 x 25		24
914.04	Винт с шестерней левая М 12 x 25		8
914.05	Винт с шестерней левая М 22 x 150		4
914.06	Винт с шестерней левая М 22 x 150		6
914.08	Винт с шестерней левая М 10 x 40		8
914.09	Винт с шестерней левая М 20 x 45		4
900.01	Гайка с шестерней левая М 20 x 3,5		16
900.02	Гайка с шестерней левая 0,60 М 20		6
901.01	Контршайбы		1
901.02	Гайка левая		1
902.01	Шайба левая		1
903.01	Пружина сальника Т02 x 4		1
940.01	Шпилька левая лопатки створки		1
940.02	Шпилька левая вала		1
940.03	Шпилька левая компрессора		2
940.04	Шпилька левая компрессора		1

№ Детали	Заглавие (проблемный)	Описание	Количество
412.10	С-образное уплотнительное кольцо		1
426.02	Уплотнитель пробитомаслового узла		1
426.02	Уплотнитель пробитомаслового узла		2
501.01	Разъемное кольцо (верх, левый)		1
501.02	Разъемное кольцо (нижний, уплотнитель)		2
501.03	Разъемное кольцо (внутренний вал)		1
502.01	Шпилька уплотнительная компрессора		2
504.01	Шпилька уплотнительная компрессора		2
504.02	Шпилька уплотнительная компрессора		2
515.02	Направляющее кольцо		2
523.01	Втулка вала с лопаткой створки		1
523.02	Втулка вала с лопаткой створки		16
554.01	Шайба 06 x 31 x 4		2
902.01	Резьбовой штифт		2
902.01	Линейка привода		2
902.01	Втулка вала компрессора		2
902.01	Втулка вала компрессора		2
940.01	Муфта лопатки створки компрессора		28
940.01	Муфта лопатки		1
900.01	Винт с шестерней лопаткой М 1 x 8		8
900.01	Шпилька М 05 x 100 x 425		28

№ Детали	Заглавие	Описание	Количество
102.01	Спиральный корпус		1
145.01	Сборочный элемент		1
184.01	Цилиндрическое кольцо		2
185.01	Цилиндрическое кольцо		1
185.02	Цилиндрическое кольцо		1
185.03	Промежуточная планка		1
210.01	Вал		1
230.01	Рабочее кольцо муфты компрессора		1
310.01	Профильное кольцо		2
314.01	Уплотнительное кольцо		1
380.01	Кольцо лопатки с лопаткой створки		1
380.02	Кольцо лопатки с лопаткой створки		1
381.01	Концевая крышка подшипника		1
384.01	Профильное кольцо подшипника		1
400.01	Профильное кольцо		1
412.01	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.02	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.03	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.04	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.05	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.06	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.07	С-образное уплотнительное кольцо		2
412.08	С-образное уплотнительное кольцо		1
412.09	С-образное уплотнительное кольцо		1

Изм.	Лист	Кол-во	Дата

Проблемный вариант
материального
«Singer»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение 4

Характеристика нефти ВСТО

Структура условного обозначения нефти:



№	Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы (S), %
1	1	Малосернистая	до 0,60 (Нефть ВСТО 0,57)
2	2	Сернистая	0,61...1,80
3	3	Высокосернистая	1,81...3,50
4	4	Особо высокосернистая	3,50...и более

№	Параметр	Тип нефти				
		0 особо легкая	1 легкая	2 средняя	3 тяжелая	4 битуминозная
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Не более 830	830...850(нефть ВСТО 845)	850...870	870...895	895...и более
2	Выход фракций, % объема, до температуры:					
	200 °С	30	27 (нефть ВСТО 29)	21		
	300 °С	52	47 (нефть ВСТО 48)	42		
3	Массовая доля парафина, %, не более	6	6 (нефть ВСТО 2,5)	6		

№	Наименование показателя	Группа нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, % не более	0,5 (нефть ВСТО 0,06)	0,5	1,0
2	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100 (нефть ВСТО 13,1)	300	900
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05 (нефть ВСТО 0,005)		
4	Давление насыщенных паров, не более	66,7 кПа, (500 мм рт.ст.)(нефть ВСТО 46 кПа, (345 мм рт.ст.)		
5	Массовая доля органических хлоридов, млн.-1 (ppm), не более	100 (нефть ВСТО менее 1,0)	100	100

№	Наименование показателя	Вид нефти	
		1	2
1	Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ppm), не более	20 (нефть ВСТО менее 2,0)	100
2	Массовая доля метил- и этилмеркатанов в сумме, млн.-1 (ppm), не более	40 (нефть ВСТО менее 2,0)	100

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------