

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 технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения» УДК 622.692.4.052-048.34(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Черемисов Георгий Владимирович		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 ООД	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>
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>
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 (ОПК(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>
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 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>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".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.и ЛЧМН	<i>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 ".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (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	Черемисову Георгию Владимировичу

Тема работы:

«Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения»	
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>Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция ООО .</p> <p>Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный.</p> <p>На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.</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, регламентирующих работу НПС; описание работы НПС, ее основных объектов, режимов; анализ технологических процессов, выявление недостатков, выработка рекомендаций по их оптимизации; обзор существующих видов строителей, их сравнение, выбор оптимального; расчет участка МН 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>Технологическая схема НПС, технологическая схема КПП СОД ██████, технологическая схема подводного перехода через р. ██████, схема автозаправочной станции ██████, Q-H характеристика ██████ насоса ██████</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
<p>реферат</p>

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

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	Черемисов Георгий Владимирович		20.01.2021

Задание для раздела

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Исполнитель: _____

Группа	ФИО		
3-2Б6А	Черемисову Г.В.		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов согласно средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент для проекта – 1,7 Районный коэффициент для НИ - 1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 30%;
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчет показателей ресурсоэффективности
Перечень графического материала	
Карта сегментирования SWOT-анализ График проведения НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН ШБИП	Клемашева Е.И.	к.э.н.		05.02.2021

Задание принял к исполнению исполнитель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Черемисов Г.В.		05.02.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Черемисову Г.В.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция в Республике [REDACTED] ООО «[REDACTED]». Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный. На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Правовые нормы трудового законодательства. 1.1. 2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Опасные факторы 1. Механические травмы при основных видах работ 2. Взрывоопасность 3. Пожароопасность При обслуживании напорного нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Обслуживание трубопровода сопровождается: загрязнением атмосферного воздуха; нарушением гидрогеологического режима; загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; повреждением почвенно-растительного покрова; изъятием земель;
3. Экологическая безопасность	1. Мероприятия по охране окружающей среды. 2. Мероприятия по охране почвы. 3. Мероприятия по охране поверхностных вод. 4. Мероприятия по охране атмосферного

	воздуха. 5. Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир. 6. Мероприятия по обращению с отходами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Описание ЧС, причины возникновения. 2. Требования по предотвращению ЧС. 3. Действия при ЧС.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Черемисов Георгий Владимирович		05.02.2021

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:	10.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2021	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
12.02.2021	<i>Основная деятельность НПС. Руководящие документы</i>	10
25.02.2021	<i>Анализ технологических процессов, видов строителств, рекомендации по оптимизации</i>	25
14.03.2021	<i>Расчетная часть</i>	20
30.03.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
15.04.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2021	<i>Заключение</i>	5
20.05.2021	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		20.01.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа 163 с., 10 рис., 23 табл., 47 источников, 10 приложений. Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, технологические процессы, режимы работы, оптимизация, техническое перевооружение.

Объект исследования: нефтеперекачивающая станция [REDACTED] РНУ ООО «[REDACTED]».

Предмет исследования: технологические процессы и режимы работы [REDACTED].

Актуальность темы: после выхода МН «[REDACTED]» на максимальную производительность ([REDACTED] млн. тонн в год), вводом в эксплуатацию целого ряда НПС, а также резервных ниток на подводных переходах используется старое оборудование, затрудняющее некоторые технологические процессы, влияющие на режим работы МН; некоторое оборудование остается неиспользованным в связи с отсутствием необходимости в нем.

Цель работы: разработка комплекса мероприятий по оптимизации технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции [REDACTED] РНУ ООО «[REDACTED]».

В ходе работы будут решены следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования НПС.
2. Анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании объектов и оборудования нефтеперекачивающей станции [REDACTED] РНУ ООО «[REDACTED]».
3. Разработка комплекса мероприятий по оптимизации технологических процессов и режимов работы [REDACTED] РНУ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Разраб.		Черемисов Г.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	163
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б6А		

ООО «[REDACTED]» в рамках технического перевооружения.

4. Выполнение расчётов, подтверждающих технологическую возможность увеличения объёмов перекачки [REDACTED] РНУ ООО «[REDACTED]».

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Термины и определения

Капитальный ремонт линейных объектов: Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов): Замена и (или) восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства или элементов таких конструкций, за исключением несущих строительных конструкций, замена и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения и сетей инженерно-технического обеспечения объектов капитального строительства или их элементов, а также замена отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов.

Капитальный ремонт здания: Ремонт здания с целью восстановления исправности (работоспособности) его конструкций и систем инженерного оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей.

Линейная часть магистрального трубопровода: Комплекс объектов магистрального трубопровода, включающий в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовые линии электропередач, сооружения технологической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для перекачки нефти/нефтепродуктов между площадочными объектами магистрального трубопровода.

					<i>Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Черемисов Г.В.</i>			Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					12	163
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Механо-технологическое оборудование: Механические технические устройства и системы, оказывающие при функционировании непосредственное воздействие на рабочую среду и обеспечивающие технологический процесс перекачки нефти и нефтепродуктов.

Новое строительство: Возведение комплекса объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения вновь создаваемых предприятий, зданий и сооружений, а также филиалов и отдельных производств, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе.

Нефтеперекачивающая станция: Площадочный объект, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств, обеспечивающих его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для выполнения технологических операций по приему, накоплению, учету и перекачке нефти/нефтепродуктов.

Реконструкция линейных объектов: Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов): Изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Техническое перевооружение: Комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены устаревшего и физически изношенного

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

оборудования новым, более производительным, а также по совершенствованию общезаводского хозяйства и вспомогательных служб.

Технологическая карта: Документ, предназначенный для планирования и пооперационного описания технологического процесса технического обслуживания и ремонта технического объекта, определяющий состав операций, трудозатраты, численный состав и квалификации исполнителей, нормы использования материалов, инструментов, запасных частей, машин и механизмов.

Технологический трубопровод: Трубопровод, входящий в состав площадочного объекта, предназначенный для обеспечения технологических операций и включающий в себя:

- трубопроводы между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе площадочного объекта, включая трубопроводную арматуру;

- трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;

- трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;

- трубопроводы резервуарных парков, включая обвязку резервуаров;

- трубопроводы сливо-наливных эстакад;

- трубопроводы опорожнения стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти

Эксплуатация: Стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество (по ГОСТ 25866).

Примечание – Эксплуатация изделия включает в себя использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обозначения и сокращения

АЗС	Автомобильная заправочная станция
АЦ	Автомобильная цистерна
БДП	Бак-дозатор пожарный
ВПУ	Водо-пенное устройство
ВСТО	Восточная Сибирь – Тихий Океан
ДВПЭ	Генератор полидисперсной высокократной пены (дымоустойчивый, эжекционный)
Ду	Диаметр условный
ЕП	Емкость подземная
ЕСУ	Единая система управления
ИП	Извещатель пожарный
ИПЭС	Извещатель пламени пожарный
КПП СОД	Камера пуска/приема средств очистки и диагностики
КСАПТ	Комплексная система автоматического пожаротушения
ЛЧ	Линейная часть
МН	Магистральный нефтепровод
МНА	Магистральный насосный агрегат
МНС	Магистральная насосная станция
МТ	Магистральный трубопровод
НА	Насосный агрегат
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения пламени
ПНА	Подпорный насосный агрегат

					<i>Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Черемисов Г.В.</i>				Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>						15	163
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

НПС	Нефтеперекачивающая станция
НСО	Насосная станция откачки утечек
НТИ	Научно-техническое исследование
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ПАО	Публичное акционерное общество
ПЭЗ	Пункт с электроприводной задвижкой
РАС	Резервуар аварийного сброса
РВС	Резервуар вертикальный стальной
РНУ	Районное нефтепроводное управление
СНиП	Строительные нормы и правила
СЭО	Система электрического обогрева
Т.д.	Так далее
ТДП	Территориальный диспетчерский пункт
Т.е.	То есть
ТЗП	Топливозаправочный пункт
ТС	Трубопроводная система
ТУ	Технологический участок
УПУ	Узел с предохранительными устройствами
ФГГ	Фильтр-грязеуловитель горизонтальный
ЦНС	Центробежный насос секционный
ЭД	Электродвигатель

					Обозначения и сокращения	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	19
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	21
1.1. Краткое описание и основные задачи районного нефтепроводного управления ...	21
1.2. Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории .	23
1.3. Гидрометеорологические и экологические особенности района.....	27
1.4. Нормативно-техническая документация, регламентирующая работу основного и вспомогательного оборудования НПС	31
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	34
2.1. Описание основных технологических процессов ██████████	34
2.2. Технологические режимы работы трубопровода	42
2.3. Анализ технологических процессов НПС	45
2.3.1. Проведение работ по очистке и диагностике МН.....	45
2.3.2. Эксплуатация подводного перехода (резервная нитка) через ██████████	47
2.3.3. Работа автозаправочной станции НПС.....	49
2.4. Анализ существующих технических решений для проведения оптимизации.....	50
2.4.1. Капитальный ремонт	50
2.4.2. Новое строительство	51
2.4.3. Реконструкция.....	52
2.4.4. Техническое перевооружение	53
2.4.5. Выбор технического решения	54
2.5. Рекомендации по оптимизации технологических процессов и режимов работы НПС 55	
2.5.1. Очистка и диагностика МН.....	55
2.5.2. Подводный переход (резервная нитка) через ██████████	56
2.5.3. Автозаправочная станция НПС.....	58
3. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ	61
3.1. Механический расчет участка трубопровода.....	61
3.1.1. Исходные данные	61
3.1.2. Прочностные характеристики материалов	62
3.1.3. Определение толщины стенки трубопровода	63
3.1.4. Проверка прочности с учетом максимального температурного перепада	64
3.1.5. Расчет толщины стенки с учётом температуры транспортируемого продукта....	65

					<i>Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Черемисов Г.В.			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.					17	163
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

3.1.6.	Проверка прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке	68
3.2.	Гидравлический расчёт участка магистрального нефтепровода.....	68
3.2.1.	Поверочный гидравлический расчет.....	68
3.2.2.	Определение потерь напора в трубопроводе.....	69
3.2.3.	Расчет количества магистральных насосных агрегатов	73
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	76
4.1.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	76
4.2.	Планирование научно-исследовательских работ	83
4.3.	Бюджет научно-технического исследования (НИ)	86
4.4.	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ).....	87
4.5.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	91
4.6.	Расчет затрат проведения работ.....	92
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	96
5.1.	Правовые нормы трудового законодательства.....	96
5.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	97
5.3.	Охрана труда	98
5.4.	Промышленная безопасность	100
5.5.	Пожарная безопасность.....	103
5.6.	Экологическая безопасность.....	106
5.7.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	111
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	113
	Приложение А. Нормативные документы, регламентирующие работу НПС	118
	Приложение Б. Технологическая схема [REDACTED].....	121
	Приложение В. Обзор характеристик основного оборудования [REDACTED].....	122
	Приложение Г. Технологическая схема КПП СОД [REDACTED].....	138
	Приложение Д. Технологическая схема подводного перехода через [REDACTED].....	139
	Приложение Е. Схема автозаправочной станции [REDACTED].....	140
	Приложение Ж. Расчеты по проверке прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке.....	141
	Приложение З. Q-H характеристика насоса [REDACTED].....	148
	Приложение И. Требования безопасности при проведении работ	149
	Приложение К. Мероприятия по обеспечению экологической безопасности.....	155

ВВЕДЕНИЕ

Современные объекты добычи и транспортировки нефти представляют из себя очень сложный комплекс, который состоит из самой нефтеперекачивающей станции, линейно-производственных станций, линейной части МН и ряда дополнительных объектов, обслуживающих элементы этой системы. Все они работают как одно целое для выполнения своей главной задачи – перекачки нефти от добывающих компаний до потребителей нефти. От того, насколько грамотно и качественно будет выполнена эта система, зависит стабильность поставок нефти, а также безопасность и экономичность проведения данных работ.

В процессе эксплуатации МН претерпевает изменения: меняются режимы работы, мощности трубопроводной системы, происходит замена оборудования и т.д. Именно поэтому крайне необходимо своевременно и в полной мере производить анализ существующих технологических процессов, целью которого является нахождение «слабых» сторон производства и выработка методов по оптимизации данных процессов.

Под оптимизацией следует подразумевать проведение целого комплекса мер для увеличения эффективности работы предприятия. В качестве оптимизации может выступать замена старого оборудования на новое, изменение схем производства технологических операций, модернизация и реконструкция существующих объектов системы, изменение режимов работы объекта и много другое.

Объектом исследования в данной работе будет нефтеперекачивающая станция [REDACTED] РНУ ООО «[REDACTED]».

Предмет исследования: технологические процессы и режимы работы [REDACTED]

					Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Черемисов Г.В.			Введение			
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	163
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б5А		

Актуальность темы заключается в том, что после выхода МН «**██████████**» на максимальную производительность (**██████████** млн. тонн в год), вводом в эксплуатацию целого ряда нефтеперекачивающих станции, а также резервных ниток на подводных переходах оптимизация существующих технологических процессов и режимов работы еще не проводилась. Используется старое оборудование, затрудняющее некоторые технологические процессы, влияющие на режим работы МН, некоторое оборудование остается неиспользованным в связи с отсутствием необходимости в нем.

Целью данного проекта является разработка комплекса мероприятий по оптимизации технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции **██████████ ██████████ РНУ ██████████** «**██████████**».

В ходе работы будут решены следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования НПС.

2. Анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании объектов и оборудования нефтеперекачивающей станции **██████████ ██████████ РНУ ООО «██████████**.

3. Разработка комплекса мероприятий по оптимизации технологических процессов и режимов работы НПС **██████████ ██████████ РНУ ██████████** «**██████████**» в рамках технического перевооружения.

4. Выполнение расчётов, подтверждающих технологическую возможность увеличения объёмов перекачки НПС **██████████ ██████████ РНУ ██████████** «**██████████**».

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткое описание и основные задачи районного нефтепроводного управления

РНУ является структурным подразделением «».

Основной задачей РНУ является обеспечение приема, транспортировки и сдачи нефти с минимальными затратами, в соответствии с заданиями «» на основе графика транспортировки и схемы нормальных грузопотоков нефти, маршрутных поручений, на основе договоров подряда, транспортировки нефти между «» и «» [8, 9].

Объемы перекачки нефти на МН РНУ составляют 80 млн. т/год.

Нефтепроводным управлением эксплуатируется км магистрального нефтепровода. В состав формирования линейной части входит:

- нефтепровод «» км – км Ду 1200 протяженностью 1050,523 км;
- шлейф на «» Ду 700 - «» протяженностью км;
- участок нефтепровода - «» - государственная граница по р. Ду 700, Ду 800, общей протяженностью км.

Объекты МН РНУ «» относятся к взрывопожароопасным производственным объектам, следствием чего являются особенности их эксплуатации.

Основные характеристики линейной части магистральных нефтепроводов, эксплуатируемых РНУ «», представлены в Таблица 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Разраб.		Черемисов Г.В.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					21	163
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 1 - Характеристика магистральных нефтепроводов [REDACTED]

РНУ ООО « [REDACTED] »

Характеристика	Параметры
Наименование нефтепровода	[REDACTED]
Год ввода в эксплуатацию	[REDACTED]
Максимальная производительность, млн.т в год	80
Наружный диаметр, мм	1220, 720
Протяженность нефтепровода, км	1131,429
Количество НПС, шт.	[REDACTED]

Магистральные нефтепроводы [REDACTED] РНУ проходят по Республике Саха (Якутия) и Амурской области, по землям хозяйствующих субъектов, с которыми согласовываются все работы по ремонту и обслуживанию МН.

Основной операцией, производимой с нефтью в [REDACTED] РНУ [REDACTED] « [REDACTED] », является транспортировка нефти.

Нефть, транспортируемая по магистральному нефтепроводу, проходит узел очистных нефтесборных устройств и поступает в приемную линию магистральных насосов.

Магистральные насосы повышают давление в зависимости от режима их работы, и нефть, проходя автоматические регуляторы давления, направляется по выкидному трубопроводу в магистраль до следующей насосной станции.

Схема основных нефтепродуктов технологических потоков нефти представлена условно на рисунке 1.

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

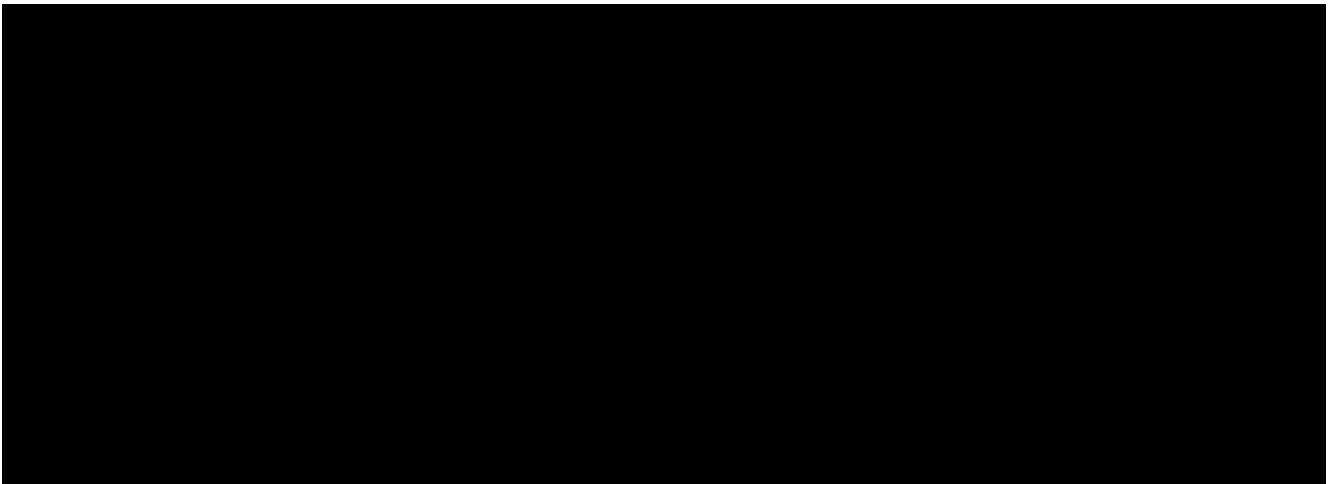


Рисунок 1. Схема основных технологических потоков нефти МН «**██████**»
на участке **████████████████████** РНУ

1.2. Географические и навигационно-гидрологические характеристики территории

Участок МН **██████**, эксплуатируемый РНУ «**██████████**», проходит по территории двух субъектов Российской Федерации: **████████████████████** (**██████** км - **██████** км) и **██████████** области (**██████** км - **██████** км).

На территории Республики **██████████** трасса проходит по территории **██████████** (**██████** км-**██████** км), **██████████** (**██████** км - **██████** км) и **██████████** районов (**██████** км - **██████** км).

██████████ и **██████████** районы расположены в южной части Республики **██████** **██████████**. Административным центром муниципального образования «**██████████** район» является г. **██████**. Расположен на удалении **██** км к северу от ближайшей точки (**██████** км) участка №2 трубопроводной системы **██████**. Административным центром муниципального образования «**██████████** район» является г. **██████████**, расположенный в 10,2 км северо-западнее от трассы МН (**██████** км).

В **██████████** области трасса располагается на землях **██████████** района (км **██████** ÷ км **██████**). **██████████** район расположен на севере области. Административным центром Тындинского района является г. **██████**. Трасса

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

декларируемого объекта проходит восточнее и юго-восточнее города. Ближайшее расстояние от города до МН - ■■■ км (■■■■ км).

Речная сеть акватории МН «■■■■» густая. Часть из водотоков является пересохшими мелкими реками и ручьями, со слабо выраженным, заболоченным руслом. Немало озер – это в основном старицы, изолированные от речных русел. Характерной чертой всех рек района в целом является их неравномерный сток, зависящий от климатических условий. Основные черты гидрографии, морфологии и режима водных объектов определяются сложными сочетаниями особенностей климата, рельефа, геологического строения и многолетней мерзлоты. Одним из факторов, влияющих на формирование речной сети, является островная многолетняя мерзлота [10].

На малых реках преобладающий тип руслового процесса – свободное меандрирование, которое достигает наибольшего развития в южной части Среднесибирского плоскогорья. В районах распространения карста отдельные реки имеют подземный сток.

Для реки рассматриваемой территории характерен восточносибирский тип питания, при этом доля подземных вод в целях питания рек достигает 35-45 %, а снегового и дождевого питания - одинакова. Реки характеризуются весенним половодьем, осенними и летними дождевыми паводками, летне-осенней и зимней меженью со средним уровнем водности. Речной сток в основном проходит в теплую часть года, преимущественно в период весеннего половодья (до 70-90 %). Наибольшая интенсивность подъема уровня воды за половодье для большинства средних рек составляет 1-3 м/сутки, а для малых рек 0,2-1,0 м/сутки. Летний сезон характеризуется паводочным режимом с непродолжительными меженными периодами. Летние паводки наблюдаются на всех реках территории, максимальные расходы которых обусловлены сочетанием дождей и таяния снега. Меженный период в холодную часть года обычно продолжительный (6÷8 месяцев) и маловодный. В зимний период реки питаются исключительно подземными водами, разгружающимися в русловые аллювиальные отложения. В суровые зимы сток малых рек прекращается [10]. Значительная часть зимнего

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

стока аккумулируется в наледях. Наледи формируются за счет подземных и речных (на не замерзающих реках) вод. Мощность льда при этом изменяется от нескольких сантиметров до нескольких метров. В весенне-летний период наледный сток участвует в формировании половодья. В некоторых местах наледные массивы могут сохраняться до середины июля. Процесс наледообразования нестабилен и представляет опасность для инженерных сооружений.

Озера в пределах ости рассматриваемой территории представлены весьма неравномерно и в основном имеют пойменное (определенной озера окружающую речных долин) порядке происхождения. Озера замерзают в начале октября, вскрываются дополнительная в конце мая. Наиболее откачкой полноводными ликвидации озера бывают в июне.

Болота исследуемой территории являются водораздельными и долинными. Водораздельные болота преимущественно верховые, встречаются на пониженных участках междуречий и у верховьев рек. Долинные болота преимущественно низинные, травяные, встречаются чаще на расширенных участках речных долин [10]. Глубина болот до 1,5 м. Замерзают болота в октябре, промерзая на глубину до 1 м, оттаивают в конце мая. Болота доступны для механического транспорта зимой, в теплое время года они оттаивают, заливаются водой на глубину до 1 м и становятся труднопроходимыми. Формирование болот в основном происходит за счет атмосферных осадков и таяния многолетней мерзлоты. Вдоль трассы нефтепровода расположены пойменные озера небольшой площади и болотные массивы с небольшой глубиной торфяной залежи, часто сформированной на вечной мерзлоте, гидрологический режим болот и озер мало изучен.

На малых реках осенний ледоход наблюдается редко или вовсе отсутствует. Наиболее интенсивно осенний ледоход проходит на р. Лена, сопровождается зажорами и заторами льда со значительным подъемом воды над меженным уровнем является. Замерзают реки в конце октября - начале ноября. На большей части непромерзающих рек толщина льда к концу зимы достигает 80-150 см, на

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

водотоках с повышенным подземным питанием, у выходов подземных вод – 45-75 см. Мелкие реки промерзают до дна. На промерзающих до дна участках рек толщина льда (при отсутствии оснований наледей) во многом определяется глубиной реки. малая Вскрытие рек чаще всего происходит с третьей декады апреля неого по первую декаду мая, весенний ледоход продолжается в течение 4-8 дней, сопровождаясь заторами.

Административно-географическое расположение магистральных нефтепроводов представлено на рисунке 2.



Рисунок 2. Административное температура расположение магистральных нефтепроводов увеличению ██████████ разлив РНУ

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

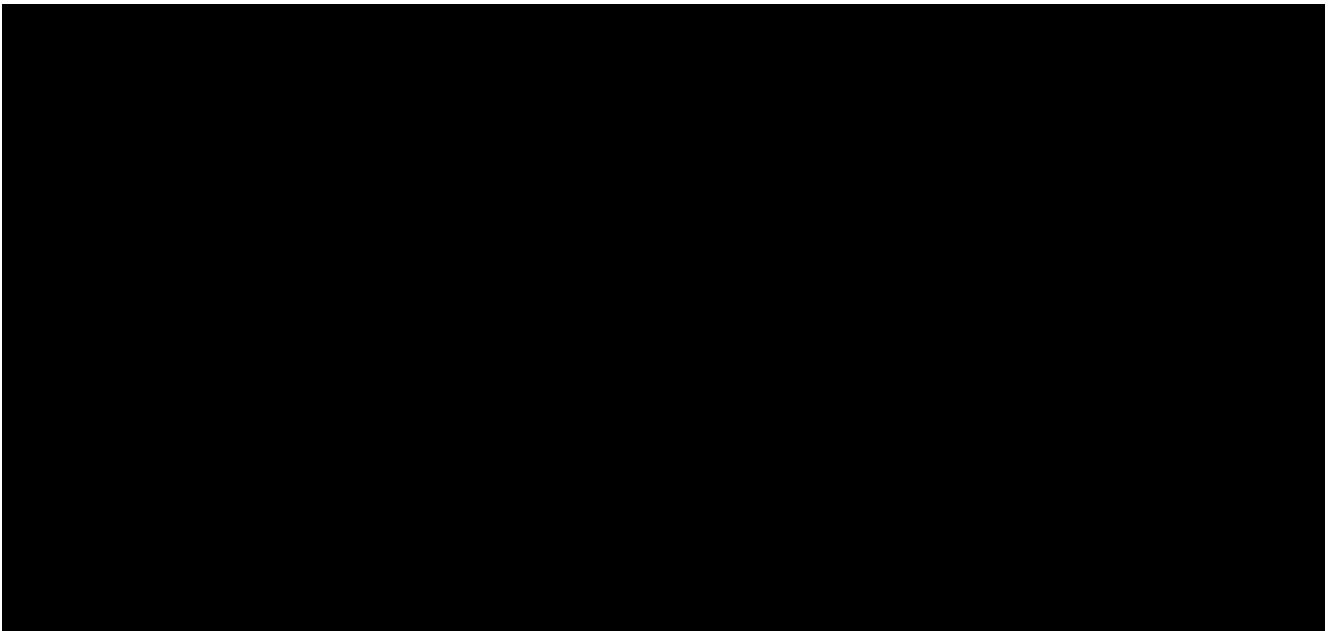


Рисунок 3. Участок магистральных нефтепроводов [redacted] РНУ
[redacted] – Нефтеналивной терминал

1.3. Гидрометеорологические и экологические особенности района

Трасса МН [redacted] РНУ проходит по территории, которая нефти характеризуется сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Зимы здесь суровы, а летние сезоны непродолжительны. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температуры воздуха. Главными факторами, определяющими такое своеобразие климата, являются характер циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории - ее удаленность и отгороженность от Атлантического и Тихого океанов; открытость со стороны Северного Ледовитого океана [10].

Средняя годовая многолетняя температура воздуха отрицательная (-6,3÷-7,8°C), а русловые амплитуды температур находятся в диапазоне от 40 до 45°C.

В зимний период территорию охватывает мощный Азиатский антициклон. В нем происходит формирование континентального, очень холодного воздуха,

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

устанавливается ясная сухая погода, способствующая сильному охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. Особенно сильное выхолаживание происходит в долинах рек и котловинах, куда стекает холодный воздух, и зимние температуры способны достигают исключительно низких значений [10].

Наиболее холодный месяц - январь – характеризуется средней месячной температурой, которая опускается до $-27,5\div-31,7^{\circ}\text{C}$. Период устойчивых морозов (< 10 градусов в среднем за сутки) держится 140-160 дней. Абсолютная минимальная температура воздуха составляет от -51°C (ст. Алдан) до -57°C (ст. Нагорный).

Первые оттепели отмечаются в марте (2÷5 дней). В апреле число дней с переходом температуры через 0°C в течение суток на водоразделах составляет 15-16 дней, а на равнинах – 20-21 день. Продолжительность теплого периода составляет порядка 170 суток.

Средняя температура воздуха в июле достигает $14,9-17,6^{\circ}\text{C}$, средняя максимальная – 23°C , абсолютный максимум – $31-35^{\circ}\text{C}$. Среднесуточная температура меняется в довольно широких пределах из-за разнообразия рельефа. Так разница температур в полуденное время между пологими склонами (менее 10 градусов) северной и южной экспозиции составляет $2-4^{\circ}\text{C}$, на более крутых склонах термические различия выражены резче [10].

Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль по метеостанции « » – юго-западное. По метеостанции « » – северное; по метеостанции « » – западное.

Усиление скорости ветра наблюдается поздней осенью жидкостей (октябрь) и весной (апрель-май). Максимальная скорость ветра (из средних скоростей) по румбам за январь для метеостанции «Нагорный» составляет 6,6 м/с.

Число штилевых дней составляет 40-60 % от общего числа дней с ветром в году. Больше всего дней со штилем отмечается в зимний период.

Высота снежного покрова в среднем составляет 30-50 см. Его максимум наблюдается перед началом снеготаяния: в конце февраля– марте. С открытой

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

местности снег часто сдувается, в результате чего на защищенных от ветра участках высота снега, как правило, на 5-15 см больше, чем на открытых.

Появление снежного покрова происходит в первой - второй декаде октября и уже окончательно формируется только концу месяца. Максимальная высота снежного покрова на открытых участках достигает 60-100 см. Наибольшая плотность снега достигается в период своего разрушения и схода ($0,2-0,25 \text{ г/см}^3$). Начало разрушения происходит в третьей декаде апреля – первой декаде мая.

Большое количество метелей в районе аварийный наблюдается в основном с конца ноября и до начала марта. Среднее за год число дней с метелью составляет $24 \div 42$ дня. Среднее число часов с метелями за год от 148 часов до 389 часов по данным ст. Нагорный.

Грозы в рассматриваемом районе, как и на всей территории Восточной Сибири, связаны с прохождением холодных фронтов с волнами и процессами конвекции. Наибольшее число дней с грозой за месяц отмечается в июле – 8 (ст. Нагорный).

В долинах небольших рек, распадках, падах и на северных склонах благодаря затененности поверхности растительным покровом, заторфованности грунтов и увеличению их увлажнения и дисперсности суровость мерзлотных условий возрастает. Медленное оттаивание промерзающих зимой грунтов на участках с затрудненным стоком талых вод ведет к переувлажнению этого слоя, образованию на поверхности заболоченности и развитию торфа [10].

Оттаивание грунтов начинается в первой половине апреля, вслед за сходом снежного покрова и установлением в дневное время положительных температур и продолжается в течение 2-4 месяцев. Максимальная скорость оттаивания отмечается в мае-июне, когда грунт хорошо прогревается, а средние суточные температуры воздуха достигают $5-10^\circ\text{C}$. На заболоченных участках полное оттаивание сезонномерзлого слоя происходит в период с августа до конца октября, когда вновь начинают промерзать поверхностные слои грунта. Сезонномерзлый слой иногда не успевает полностью оттаять за лето, и поэтому образуются перелетки на глубинах 2-5 м. На участках многолетнемерзлых пород

					Общая часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

максимальная мощность сезонноталого слоя наблюдается в ноябре-декабре, когда сверху начинается его промерзание.

По трассе магистрального нефтепровода развиты горные породы кембрийской, ордовикской и юрской систем, представленные осадками лагунных мелководно-морских фаций и четвертичные отложения (аллювиальные, элювиальные и делювиальные образования).

В западной части участка, в районе Талаканского месторождения обычны выходы кембрийских карбонатных отложений: нижнего (верхняя часть), среднего и верхнего кембрия.

Современные отложения представлены аллювиальными, элювиальными и делювиальными отложениями.

Современные аллювиальные отложения развиты по левым притокам р. Лены в русле и пойме, представлены галечниками, валунниками, песками, глинами, супесями. Мощность осадков 5-10 м.

Верхнечетвертичные и современные отложения распространены на обширных заболоченных пространствах в верховьях рек. Представлены торфами и озерно-болотными илами. Мощность этих отложений не превышает 3 м.

Элювиальные и делювиальные отложения широко развиты на водораздельных пространствах и склонах долин. Представлены суглинками, глинами, реже песками и супесями, с включениями дресвы, щебня и глыб песчаников или доломитов. Мощность элювиально-делювиальных образований непостоянна и обычно колеблется в пределах от 1,0 до 5 м, а в отдельных случаях достигает 10-14 м [10].

Отложения карстовых депрессий, распространенных на северном окончании трассы, обширные скопления которых образуют поля, а также выполнения карстовых воронок, нередко заполненных водой, до настоящего времени не изучены, по возрасту они могут относиться к среднему плейстоцену-голоцену.

Сейсмичность территории по трассе декларируемого объекта, согласно СНиП II -7-81*, оценивается в 5,7 баллов.

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В районе прохождения трассы нефтепровода возможны проявления оползневых процессов, термоэрозии, термокарста, наледеобразования и пучения. В горной местности на отдельных участках возможен сход снежных лавин.

1.4. Нормативно-техническая документация, регламентирующая работу основного и вспомогательного оборудования НПС

Основными задачами НПС являются: обеспечение выполнения заданий по приему перекачке нефти при минимальных затратах; поставка нефти нефтепроводным транспортом в соответствии с установленными планами и производственными заданиями; обеспечение количественной и качественной сохранности нефти; выполнение планов техперевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов; техническое обслуживание оборудования на участке МН ТС « » Ду 1220 от восточной стороны ограждения МЗ №137 км по восточную сторону ограждения узла задвижки МЗ № 150 км (включая узел задвижки МЗ № 150 км).

В соответствии с основными задачами на возложены следующие функции:

- Обеспечение безаварийной работы магистральных нефтепроводов со всеми сооружениями, систем канализации и водоснабжения, очистных сооружений, насосных станций котельных.
- Обеспечение правильного хранения и транспортировки нефти, применение по назначению взрывоопасных и огнеопасных веществ в соответствии с требованиями правил и норм безопасности.
- Обеспечение приема нефти и ее перекачка в соответствии с планами и производственными заданиями.
- Проведение осмотра и техническое обслуживание оборудования НПС, технологических врезок, колодцев на линейной части и трассе МН.
- Техническое перевооружение и реконструкция магистрального нефтепровода со всеми относящимися к нему сооружениями, закрепленными

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

основными фондами в соответствии с действующими требованиями по эксплуатации МН.

- Организация спасательных и аварийно-восстановительных работ при авариях.
- Внедрение мероприятий по совершенствованию производственной базы с целью повышения эффективности производства и роста производительности труда.
- Обеспечение выполнения персоналом НПС требований и правил охраны труда, промышленной, пожарной, экологической безопасности, природоохранных мероприятий, правил выполнения специальных работ, правил эксплуатации оборудования, внедрение в производство новых, более безопасных производственных процессов.
- Обеспечение специальной и общей охраны зданий, сооружений и оборудования, входящего в состав станции и закрепленных участков нефтепровода.
- Подбор, расстановка, подготовка и повышение квалификации рабочих и инженерно-технических работников соответствующих профессий, специальностей и квалификации.
- Решение социальных вопросов персонала НПС в соответствии с действующим законодательством, локальными нормативными актами.
- Определение потребности и своевременная подача заявок на приобретение материалов, запасных частей, оборудования, строительных механизмов, автотранспорта и пр., необходимых для обеспечения деятельности НПС.
- Подготовка и своевременное предоставление отчетов и иной информации о производственно-хозяйственной деятельности НПС в [REDACTED].
- Разработка мероприятий по повышению технической оснащенности НПС.
- Подготовка перспективных и текущих планов работ НПС и составление отчетности по их выполнению.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

- Оформление и ведение в установленном порядке технической документации.

- Разработка и внедрение мероприятий по улучшению условий работы, укреплению трудовой и производственной дисциплины персонала НПС.

- Проведение занятий с персоналом НПС по вопросам совершенствования методов работы, повышения квалификации, включая область рационального природопользования, охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности.

- Организация обучения, аттестации, и проверки знаний правил и инструкций у работников НПС в соответствии с установленными требованиями по их проведению.

- Разработка положения о НПС и участков, входящих в ее структуру, должностных/производственных инструкций работников, с учетом перераспределения в них обязанностей между сотрудниками в части промышленной безопасности, охраны труда, экологической безопасности.

- Оказание работникам структурных подразделений консультативной помощи по вопросам, относящимся к деятельности НПС.

- Соблюдение требований экологической политики [REDACTED] «[REDACTED]» и Системы экологического менеджмента ООО «[REDACTED]».

- Обеспечение безопасности дорожного движения при выполнении возложенных задач в соответствии с требованиями Системы управления безопасностью дорожного движения (СУБДД).

Основные нормативные документы, регламентирующие работу НПС, перечислены в приложении А.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Описание основных технологических процессов

с резервуарами аварийного сброса предусматривает следующий состав основных технологических сооружений:

— Магистральная насосная с магистральными насосными агрегатами (МНА) центробежными, с частотно-регулируемым приводом;

— Насосная станция откачки нефти (2 подпорных насосных агрегата 14x20x22В 1250 м³/ч и напором 110 м, мощностью электродвигателя 480 кВт);

— Резервуары для сброса нефти РВС №1, 2, 3 (3 резервуара вертикальных стальных объёмом м³ каждый);

— Узел с предохранительными устройствами (УПУ) (2 предохранительных клапана ППКУ-400-4,0-2,7-Ф-С-УХЛ4).

— Фильтры – грязеуловители DN 1200 горизонтального исполнения (ФГГ) – 3 шт.;

— Емкости для сбора утечек нефти и дренажа объемом:

40 м³ - 2 шт. 16 м³ - 1 шт.

25 м³ - 1 шт.

— Агрегаты электронасосные 12НА9х4 откачки утечек на номинальную производительность Q=80 м³/ч с напором H=43 м с электродвигателем мощностью до 15 кВт на открытой площадке – 2 шт.;

— Технологические трубопроводы с узлами запорной арматуры.

Принципиальная технологическая схема представлена в приложении Б.

Технологическая схема позволяет выполнять следующие технологические операции [25]:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Разраб.		Черемисов Г.В.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					34	163
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 3-2Б5А			

1. Перекачку нефти по схеме «из насоса в насос» при последовательной схеме подключения магистральных насосных агрегатов.
2. Переход на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, минуя станцию в случае ее остановки.
3. Поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и на выходе станции не выше заданного путем регулирования числа оборотов магистральных насосных агрегатов с помощью частотно-регулируемого привода, устанавливаемого на каждый насосный агрегат.
4. Ступенчатое регулирование давления на выходе НПС путем изменения числа рабочих магистральных насосов.
5. Повышение давления и производительности перекачки нефти совместно с другими НПС магистрального нефтепровода.
6. Очистку перекачиваемой нефти, парафино-смолистых включений и посторонних предметов с помощью горизонтальных фильтров-грязеуловителей устанавливаемых на входе НПС.
7. Дренаж нефти от магистральных насосов, опорожнение самотеком фильтров-грязеуловителей совместно с надземной обвязкой, осуществляется через дренажные трубопроводы в емкости для сбора утечек нефти и дренажа объемом 40 м³.
8. Откачку нефти из емкостей сбора утечек нефти и дренажа на вход магистральной насосной.
9. Подачу нефти в емкости для хранения топлива насосными агрегатами откачки утечек из емкостей для сбора утечек нефти и дренажа.
10. Возможность заполнения нефтью емкостей для сбора утечек нефти и дренажа объемом 40 м³ для подачи нефти в резервуары по трубопроводу для подачи нефти в резервуары для хранения топлива.
11. Поддержание температуры нефти в емкостях для сбора утечек нефти и дренажа внутренними электрообогревателями во взрывозащищенном исполнении.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

В здании магистральной насосной [REDACTED] устанавливаются четыре центробежных горизонтальных одноступенчатых насоса с колесом двустороннего входа, межопорные (рабочее колесо расположено между подшипниковыми опорами), с горизонтальным разъемом корпуса, спиральным отводом и направляющим аппаратом.

Схема соединения магистральных насосных агрегатов последовательная. Работа магистральных насосных агрегатов предусмотрена по схеме три рабочих, один резервный.

На [REDACTED] предусматриваются сменные роторы на производительность 11375 - 11989 м³/ч и напором 315 - 350 м для объема транспортировки нефти до 80 млн. тонн в год. В настоящее время на [REDACTED] роторы обеспечивают подачу 11989 м³/ч и напор 350 м.

Корпус насоса, работающий под давлением, должен быть рассчитан на предельное давление 10 МПа. В качестве концевых уплотнений вала насоса должны применяться двойные торцовые уплотнения с системой затвора под давлением.

Насосный агрегат должен состоять из насоса и частотно регулируемого привода ЧРП, соединяющей валы насоса и электродвигателя (ЭД) упругой муфты, КИП, рамы и вспомогательных систем (системы затвора торцовых уплотнений, системы охлаждения ЧРП, маслосистемы, системы обеспечения взрывозащиты ЭД).

Для маслоснабжения подшипников МНА применяется индивидуальная маслосистема (отдельная для каждого МНА). Маслосистема - блочная и располагается в помещении МНС (в том числе маслоохладитель). В состав блока входят все системы и элементы, необходимые для его нормального функционирования.

В обвязке МНА применяются трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1020x12 мм, 1220x16 мм с классом прочности К56 и соединительные детали.

					Технологическая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В обвязке магистральной насосной приняты шиберные задвижки DN 1000, PN 7,0 МПа с электроприводами во взрывозащищенном исполнении с заводским антикоррозионным покрытием. Герметичность затвора запорной арматуры по классу «А». Климатическое исполнение ХЛ1. Электроприводы задвижек имеют климатическое исполнение, позволяющее размещение их на открытом воздухе без защитных мероприятий.

Для сбора утечек затворной жидкости и конденсата от системы обеспечения взрывозащиты ЭД МНА предусмотрена подземная емкость объемом 16 м³, оборудованная стационарным внутренним обогревателем и теплоизоляцией. Трубопроводы утечек затворной жидкости и конденсата от системы обеспечения взрывозащиты ЭД МНА предусматриваются в теплоизоляции и прокладываются ниже глубины промерзания грунта.

Дренаж трубопроводов и оборудования МНС осуществляется в подземные дренажные емкости типа ЕП-40 (2 шт.), устанавливаемые на открытой площадке подземно [26].

Для дренажа масла из маслосистем МНА рядом с МНС предусмотрена подземная емкость объемом 12,5 м³. Откачка масла из емкости производится передвижной техникой.

Для очистки нефти поступающей на [REDACTED] от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов устанавливаются 3 горизонтальных фильтра-грязеуловителя типа ФГГ-1200-4,0-СО-Пр-О-Т-Б-ХЛ1 (2 рабочих и 1 резервный) с номинальной толщиной фильтрации не более 8 мм. Максимальный расход через один фильтр – 7600 м³/час.

Фильтры-грязеуловители устанавливаются надземно на опорах, на открытой площадке. Фильтры-грязеуловители и надземные участки дренажных трубопроводов предусматриваются в тепловой изоляции с электрообогревом.

Система электрического обогрева (СЭО) предназначена для компенсации тепловых потерь обогреваемого трубопровода с целью поддержания технологической температуры продукта в штатных эксплуатационных условиях. Назначение системы обогрева в данном исполнении – поддержание

					Технологическая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологической температуры (предотвращение понижения температуры ниже заданной) теплоизолированного трубопровода путем компенсации тепловых потерь при эксплуатации обогреваемого трубопровода в штатных условиях.

Принимая во внимание протяженность трубопровода, а также возможность подвода питания для СЭО, принята схема обогрева при которой обогрев трубопровода выполняется СЭО ИРСН-15000.

Дренаж фильтров-грязеуловителей и прилегающих участков трубопровода предусматривается в емкости для сбора утечек нефти и дренажа при магистральной насосной объемом 40 м³.

Резервный фильтр-грязеуловитель находится в горячем резерве, т.е. под нефтью. Задвижка резервного фильтра на входе должна быть закрыта, на выходе открыта [25].

Откачка нефти из дренажных емкостей типа ЕП-40 на НПС производится во всасывающий коллектор магистральной насосной при помощи полупогружного насосного агрегата с номинальной подачей 80 м³/ч и напором 43 м, с обеспечением режима работы при минимальном напоре 50 м, укомплектованного электродвигателем во взрывозащищенном исполнении мощностью 15 кВт. Откачка затворной жидкости из емкости типа ЕП-40 производится передвижной техникой.

Емкости типа ЕП оборудованы внутренними электрообогревателями во взрывозащищенном исполнении для организации стационарного обогрева.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* трубопроводы, транспортирующие нефть в пределах НПС, относятся к I категории. Внеплощадочные трубопроводы от ограждения НПС до узла приема-пуска СОД относятся так же к I категории по СНиП 2.05.06-85*.

Проектные решения и технические характеристики технологических трубопроводов запроектированы с учетом технических и конструктивных характеристик основного технологического оборудования НПС и расчетов на прочность, деформации и гидравлических расчетов.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Прокладка технологических трубопроводов на НПС и внеплощадочных трубопроводов от НПС до узла приема-пуска СОД предусмотрена подземная, за исключением надземной части обвязки фильтров-грязеуловителей и обвязки емкостей для сбора дренажной нефти с насосами откачки утечек. Надземная часть трубопроводов обвязки емкостей с насосами откачки нефти предусматривается в тепловой изоляции с электроподогревом. Глубина заложения подземных нефтяных трубопроводов не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней части трубы.

Технологические трубопроводы на НПС и внеплощадочные трубопроводы от НПС до узла приема-пуска СОД диаметром 720x8, 1020x12, 1020x20, 1220x14 и 1220x24 выполнены из труб стальных электросварных прямошовных классом прочности К56 с соединительными деталями [7].

Номинальная толщина стенки трубопровода определена на основании расчетов на прочность. Толщины стенки трубопроводов рассчитаны на рабочее давление согласно технологической схеме.

Для обеспечения котельной топливом устанавливаются две топливные двухсекционные емкости объемом по 20 м³ (17 + 3) каждый. Топливом для котельной служит сырая нефть. Аварийным топливом является привозное дизельное топливо. Емкости поставляются в заводской изоляции и с заводским внутренним и внешним антикоррозионным покрытием. Установка топливных емкостей – надземная с устройством ограждающей стены.

Топливозаправочный пункт (ТЗП, автозаправочная станция (АЗС)) находится на территории НПС и должен использоваться только для собственных нужд.

В состав АЗС входят следующие технологические сооружения:

- вертикальные стальные резервуары для хранения запасов горючего РВС-200 – 2 шт;
- резервуар для хранения топлива двустенный двухсекционный с двойной перегородкой емкостью 50 м³ – 2 шт;

					Технологическая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- резервуар для аварийного сбора пролива топлива емкостью 25 м³ – 1 шт;
- заправочный островок с двумя двухрукавными топливораздаточными колонками;
- площадка для слива автоцистерн;
- площадка узлов наполнения и узлов рециркуляции паров;
- здание операторной площадью 20 м²;
- навесная группа.

Технологические трубопроводы АЗС позволяют выполнять следующие операции:

- прием бензина и дизельного топлива из автоцистерн через узлы наполнения в подземные двустенные двухсекционные резервуары емкостью 50 м³;
- автоматическое заполнение топливом расходных баков автомобилей при помощи топливозаправочной колонки;
- отвод паров из резервуаров для хранения топлива в автоцистерны при сливе нефтепродуктов из автоцистерн путем подсоединения автоцистерны к узлу рециркуляции паров;
- аварийный сбор пролива топлива с площадки для автоцистерны в подземный резервуар емкостью 10 м³ в случае разгерметизации патрубка автоцистерны при сливе нефтепродуктов в подземный двухсекционный резервуар емкостью 50 (2 x 25м³);
- откачка нефтепродуктов из подземного резервуара для сбора аварийного пролива емкостью 25 м³ передвижными средствами.

На АЗС предусматривается прием и хранение двух сортов моторных топлив.

Завоз топлива предусмотрен автоцистернами.

Площадка для слива автоцистерны предусматривает наличие отбортовки высотой не менее 150 мм и трубопровода для отвода самотеком проливов в подземный аварийный резервуар при возможной разгерметизации патрубка АЦ;

					Технологическая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оборудование пандусами (пологими бортами площадки) для безопасного въезда и выезда автоцистерны; слив топлива с площадки без его перелива на остальную территорию НПС [25].

Исполнение резервуара сбора аварийного топлива емкостью 25 м³ предусматривается из негорючих материалов, исключающих проникновение топлива в грунт.

Прием топлива предусмотрен в подземный резервуар через герметичные быстроразъемные сливные муфты и фильтры, предохраняющие от попадания механических примесей в резервуар.

Технологические отсеки резервуара оснащены системой контроля концентрации паров топлива (указанная система обеспечивает подачу звукового и светового сигналов при превышении концентрации паров топлива на величину, равную 20 % от значения нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), и выполняет отключение электропитания насосов линии выдачи, а также автоматически прекращает операции по наполнению резервуаров).

Обзор характеристик основного оборудования НПС приведен в приложении В.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.2. Технологические режимы работы трубопровода

Режимы работы ██████████ разделены на две группы, которые различаются набором работающих агрегатов [41]:

а) в первой группе в работе:

██████████ – 2 ПНА, 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА.

б) во второй группе в работе:

██████████ – 2 ПНА, 2 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 3 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 2 МНА;

██████████ – 3 МНА.

В каждой группе режимы различаются по производительности. Изменение производительности достигается изменением частоты вращения вала МНА. Переход с одного режима на другой в рамках одной группы называется

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

«переходом на основной режим с изменением производительности [REDACTED]» и может выполняться с любого режима на любой другой согласно заложенного в контроллер ЕСУ алгоритма.

Переход с режима одной группы на режим другой группы без изменения производительности производится за счет изменения количества работающих агрегатов и называется «переходом на основной режим с изменением количества НА на [REDACTED]».

Для каждого режима может быть включена подкачка нефти от производителей на НПС-[REDACTED] и отбор нефти на [REDACTED] км.

Для раскочки РАС НПС №№ [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED] предусмотрены две группы режимов с набором работающих МНА, аналогичным первой и второй группам основных режимов. Дополнительно на НПС, где производится раскочка РАС, включается один ПНА [41].

В случае отключения одного или нескольких МНА отдельно взятой НПС предусмотрен автоматический переход на дополнительные режимы либо остановка [REDACTED] в соответствии с настройками защит ЕСУ второго уровня.

Включение подкачки на [REDACTED] «[REDACTED]» и отбора на [REDACTED] км производится оператором соответствующего ПСП по команде диспетчера ДП «Братск» после завершения штатного алгоритма пуска [REDACTED] и включения диспетчером ДП «[REDACTED]» разрешения на подкачку (отбор). Отключение подкачки на [REDACTED] «[REDACTED]» и отбора на [REDACTED] км производится диспетчером ТДП «[REDACTED]» путем снятия разрешения на подкачку (отбор) либо оператором соответствующего ПСП по команде диспетчера ДП «[REDACTED]» до начала штатного алгоритма остановки [REDACTED]. При выполнении штатных алгоритмов перехода с одного режима на другой прекращения подкачки (отбора) не требуется [41].

На рисунке 4 представлена структура режимов работы технологического участка «[REDACTED]» ([REDACTED]). Кодировка номера режима включает в себя:

I - X - x X

- Номер режима в группе (арабские цифры);
для **основных режимов** – номер режима в группе;
для **дополнительных режимов без одной НПС** – номер остановленной НПС;
для **дополнительных режимов без нескольких НПС** – отсутствует поле;
для **режимов раскочки РАС** – номер НПС раскачиваемого РАС.
- Тип технологического режима (буквенное поле);
отсутствует – для основных режимов;
д – дополнительный режим без одной промежуточной НПС;
а – дополнительный режим без нескольких промежуточных НПС;
р – режим раскочки РАС.
- Номер группы режимов (арабские цифры);
- Номер технологического участка.

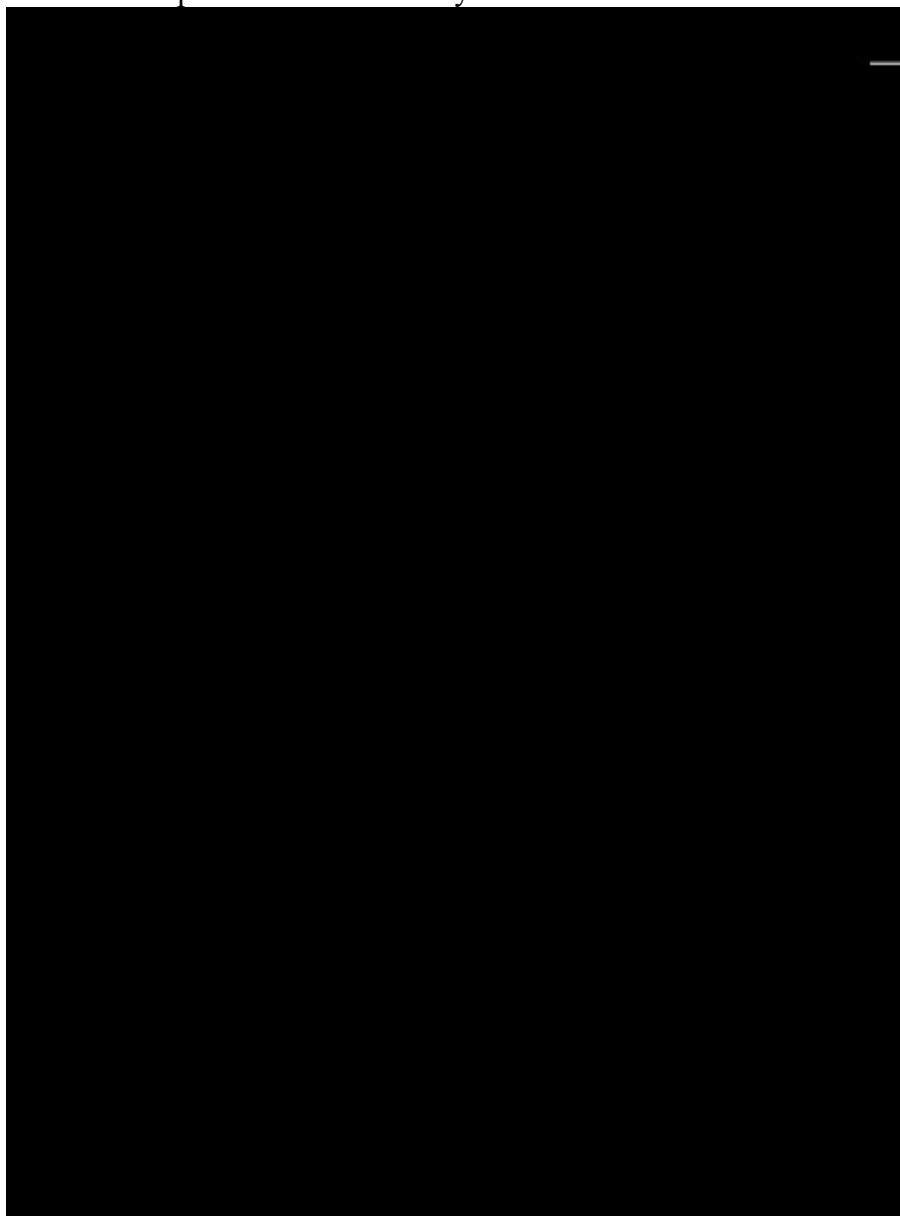


Рисунок 4. Структура и перечень основных режимов работы и режимов раскочки РАС технологического участка «XXXXXXXXXX» МН «XXXX».

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

2.3. Анализ технологических процессов НПС

2.3.1. Проведение работ по очистке и диагностике МН

Согласно инструкции ООО «[REDACTED]» по организации и проведению работ по очистке и диагностике внутренней полости МН «[REDACTED]» участок [REDACTED] - [REDACTED] - [REDACTED] и участок [REDACTED] - [REDACTED] сотрудникам [REDACTED] необходимо осуществить следующий ряд технологических операций [28]:

1. Не позднее, чем за 1 час до начала работ по запасовке СОД заполнить (переключить) камеру приема СОД.
2. Подготовить камеру приема-пуска СОД.
3. Проверить КП СОД на герметичность, осмотреть камеру на наличие возможных утечек нефти. Время выдержки рабочим давлением – не менее 10 минут.
4. После получения согласования (через оператора НПС) выполняемых переключений от диспетчера ТДП «Братск» выполнить переключения технологических задвижек.
5. Произвести операции приема-пуска СОД, доложить оператору о готовности к отсечению камеры СОД.
6. Произвести опорожнение камеры СОД в емкость ЕП-40, уровень поступления нефти в емкость контролировать, как по системе автоматики, так и визуально. При достижении max. допустимого уровня нефти в ЕП-40 дренирование прекратить.
7. Произвести раскачку нефти из ЕП-40 насосом 12НА9х4 в емкости утечек МНС [REDACTED].
8. Производить осмотр дренажного трубопровода на время раскачки ЕП-40.
9. После опорожнения камеры пуска СОД от нефти, ЕП-40 должна быть полностью раскачена.
10. Запрещается опорожнение КП СОД с одновременной раскачкой ЕП-40.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

11. После извлечения/запуска последнего СОД проверить камеру на герметичность в течение 2-х часов. Время выдержки рабочим давлением – не менее 10 минут. Осуществлять постоянный контроль давления в камере запуска СОД по показаниям манометра (класс точности не ниже 1,0).

12. Произвести раскачку емкости утечек МНС ЕП-40 насосом 12НА9х4 в РАС.

Технологическая схема КПП СОД ██████ приведена в приложении Г.

Анализируя данный технологический процесс, можно выделить следующие недостатки:

1) Емкость, установленная на КПП СОД ██████, имеет недостаточный объем для осуществления дренирования КПП СОД с 1 раза. Объем нефти, дренируемый с КПП СОД, согласно паспорту и раскладке труб, а также исходя из практики, равен 48 м³. Для емкостей ЕП-40 ██████ согласно карте уставок установлены следующие значения: предельно минимальный – 400 мм, предельно максимальный – 2000 мм, аварийно-максимальный - 2150 мм. Таким образом поддерживается уровень в ЕП от 400 до 810 мм. Согласно градуировочной таблице для ЕП-40 этим уровням соответствуют объемы: для 400 мм – ██████ м³, для 2000 мм – ██████ м³. Таким образом, получаем возможный объем дренированной нефти за раз, равный ██████ м³. Учитывая необходимый объем для дренирования, процедуру опорожнения нефти из КПП СОД, технологических переключений, раскачки ЕП-40 производят 2 раза на каждое очистное устройство.

2) Невозможность раскачки ЕП-40 КПП СОД в магистральную линию на вход в станцию в связи с тем, что при выходе на максимальный режим работы МН «ВСТО» давление на входе станции увеличилось с 0,3 до 0,5 МПа, а напора, развиваемого насосом, не хватает (H = 43 м). Раскачка ЕП-40 производится в емкость утечек МНС ЕП-40, из которой нефть качают в РАС. При этом возникает вероятность перелива сверх максимального уровня, что приведет к срабатыванию стационарной защиты «Максимальный уровень в емкости дренажа и сбора утечек МНС» и остановке станции.

					Технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) В связи с большим количеством очистных и диагностических устройств и раскачкой нефти из ЕП-40 МНС в РАС, после проведения работ по очистке и диагностике внутренней полости МН приходится производить раскачку РАС с помощью насосов откачки Sulzer VCRD 14x20x22В. Производство работ на КПП СОД проводится раз в квартал, количество приборов от 2 до 9 штук. Для расчета возьмем минимальное количество приборов – 2. Так как необходимо и принять, и отправить 2 устройства, а также проверить камеру приема после извлечения последнего устройства на герметичность, то получаем объем дренированной нефти, равной 5 объемам камер, т.е. $48 \times 5 = 240 \text{ м}^3$. Согласно карте уставок для РВС-5000 установлены следующие уровни: нижний нормативный = ■■■ мм – – 188 м^3 по градуировочной таблице и верхний нормативный = ■■■ мм – 206 м^3 . Помимо прочего согласно п.10.1.1 РД-23.020.00-КТН-053-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз» при достижении нормативного нижнего (нормативного верхнего) уровня нефтью/нефтепродуктом в резервуаре на операторном щите или АРМ оператора появляется светозвуковой сигнал, обязывающий оператора совместно с диспетчером принять меры к прекращению откачки/закачки. То есть свободный объем для раскачки нефти из ЕП-40 составляет $206 - 188 = 18 \text{ м}^3$. Учитывая, что резервуара 2, получаем 36 м^3 . Таким образом видно, что даже при проведении работ по очистке МН двумя устройствами необходимо производить раскачку РАС с помощью насосов откачки, что непосредственно влияет на режимы работы НПС.

2.3.2. Эксплуатация подводного перехода (резервная нитка) через ■■■■

На участке МН, закрепленной за ■■■■, существует резервная нитка – подводный переход через ■■■■ (приложение Д).

Согласно техническим мероприятиям по обеспечению безопасной эксплуатации отключенных ниток переходов МТ через водные преграды для

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

безопасной эксплуатации отключенных ниток на подводных переходах МТ необходимо обеспечить [33]:

- проверку задвижек отключаемой нитки на герметичность;
- опорожнение КПП СОД (для резервной нитки), при этом необходимо обеспечить перепад давления. Величина перепада давления на задвижке, имеющей высшую геодезическую отметку, должна составлять от 0,1 до 0,2 МПа;
- контроль давления на отключенном участке трубопровода. Значение величины давления на отключенном участке трубопровода должно соответствовать указанному в таблице нормативно-технологических параметров работы МТ. При отклонении давления на отключенном участке трубопровода от указанного значения должны приниматься меры по приведению данного показателя к норме;
- контроль отсутствия избыточного давления в отключенных КПП СОД (для резервной нитки). При наличии избыточного давления в КПП СОД должны приниматься меры по приведению данного показателя к норме.

При изменении климатических условий, погодных колебаний и прочее температура нефти в отсеченном участке колеблется, что приводит к расширению паров нефти при нагреве и его сжатию при остывании. Таким образом для выполнения пунктов мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации отключенных ниток переходов МТ через водные преграды необходимо производить сбрасывание давления при его повышении в трубе более 0,2 МПа и подъем давления при его опускании ниже 0,1 МПа. В связи с отсутствием другой запорной арматуры, сброс давления производится через магистральную задвижку 1Р в камеру пуска. Для подъема давления приоткрывают задвижку 3Р. В инструкции по проведению работ по сбросу и поднятию давления написано, что открытие задвижек необходимо производить сначала до 5% состояния открытия, а затем ступенчато по 0,5% до появления шума перетока. Несмотря на это, согласно РД-75.200.00-КТН-119-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-

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

технологического оборудования и сооружений НПС» п.7.1.25 «запрещается эксплуатация арматуры в промежуточном (между полностью открытым и закрытым) положении затвора, кроме периода его закрытия и открытия. При аварийных ситуациях на НПС, клиновые и шиберные задвижки могут эксплуатироваться непродолжительное время в режиме дросселирования в промежуточном положении затвора, при условии не превышения максимально допустимого перепада давления на затворе». Негативное воздействие такого дросселирование сказалось на работе задвижки ЗР 25.01.2020г., когда произошел отказ оборудования, а именно срез шпонок бугельного узла. В результате отказа произвели замену бугеля задвижки.

Таким образом можно сделать вывод, что текущий процесс подъема и опускания давления в отключенной нитке перехода МТ через водную преграду осуществляется неправильно и требует корректировок.

2.3.3. Работа автозаправочной станции НПС

Работа АЗС предусматривает прием топлива от топливозаправщиков через устройства для слива: для бензина – в емкость 12,5 м³ с топливораздаточной колонкой; для дизельного топлива – в промежуточную емкость 25 м³ с последующей перекачкой насосом в емкость 12,5 м³ с топливораздаточной колонкой через резервуары для хранения топлива РВС-200 м³. Схема АЗС [REDACTED] представлена в приложении Е. Выбор такого режима работы АЗС НПС обусловлен тем, что при вводе МН в эксплуатацию [REDACTED] являлась станцией первой очереди строительства, осуществляющей обеспечение топливом большого числа техники, работающей на ЛЧ. Однако после выхода МН на максимальный уровень, введя в эксплуатацию соседние станции [REDACTED] и [REDACTED], такая функция НПС пропала, и на станции хранится объем топлива, необходимый для заправки техники, проводящей эксплуатацию МН в порядке текущей эксплуатации. Исходя из практики было установлено, что ныне существующих подземных емкостей в полной мере хватает, чтобы удовлетворить потребности техники НПС в топливе без создания дополнительного запаса в РВС-200 м³.

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

Помимо прочего, в ООО «XXXXXXXXXX» используется 3 вида дизельного топлива: летнее, зимнее и арктическое. Каждый из резервуаров РВС-200 м³ для хранения топлива имеет «мертвый» остаток (расстояние от днища до ПРП), равный 5000 л., в то время как у емкости 12,5 м³ - всего 260 л. Учитывая, что перекачка топлива в емкость с раздаточной колонкой ведется исключительно через вертикальные резервуары, получается перемешивание различных продуктов. Данный процесс ведет к значительному ухудшению качеств получаемого топлива.

Анализируя вышеизложенное, можно смело утверждать, что такая схема работы АЗС является неоптимизированной и требует пересмотра.

2.4. Анализ существующих технических решений для проведения оптимизации.

Оптимизация технологических процессов НПС подразумевает выполнение целого комплекса строительных, монтажных работ, требующих детального проектирования каждого из них. Перед проектированием важно выбрать вид строительства, максимально подходящий под проведение оптимизации. Согласно градостроительному кодексу РФ (ФЗ-190 от 29.12.2004 г.) существуют 4 вида строительства:

- капитальный ремонт;
- новое строительство;
- реконструкция;
- техническое перевооружение.

2.4.1. Капитальный ремонт

Капитальный ремонт — комплект мероприятий по замене и восстановлению отдельных частей или целого ряда конструкций (за исключением полной замены конструкций, срок службы которых является наибольшим) и инженерно-технического оборудования в связи с их большим физическим износом или разрушением.

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

Капитальный ремонт включает устранение всех неисправностей изношенных элементов, их восстановление или замену (за исключением полной замены каменных и бетонных фундаментов, каркасов и несущих стен) на более экономичные и долговечные, улучшающие их эксплуатационные показатели. При этом осуществляются экономически целесообразная модернизация объекта или здания, их перепланировка, которая не вызывает изменений основных технико-экономических показателей объекта [6].

В зависимости от вида кап. ремонта сметные нормативы сгруппированы в следующие разделы:

- комплексный капитальный ремонт зданий и сооружений;
- выборочный капитальный ремонт;
- капитальный ремонт наружных инженерных коммуникаций и объектов благоустройства.

Комплексный капитальный ремонт – работы по всему зданию в целом или отдельным его секциям, при этом устраняется их физический и моральный износ.

Выборочный капитальный ремонт зданий и сооружений - ремонт отдельных элементов зданий или оборудования, при котором устраняется физический износ.

Капитальный ремонт наружных инженерных коммуникаций и объектов благоустройства - ремонт сетей канализации, водопровода, электроснабжения, тепло-газоснабжения, озеленению территорий, ремонту дорожек, тротуаров, проездов и т.д.

2.4.2. Новое строительство

Под термином «новое строительство» понимается строительство вновь создаваемых предприятий, сооружений и зданий на новых площадях, а также новых производств и филиалов, которые будут находиться на самостоятельном балансе после ввода в эксплуатацию [6].

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

Если строительство будет осуществляться очередями, то к новому строительству относят первую и последующие очереди до ввода в действие всех запланированных мощностей.

К новому строительству также относится строительство на новой территории предприятия той же или большей мощности вместо ликвидируемого.

При новом строительстве осуществляется возведение комплекса объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения вновь создаваемых предприятий, зданий и сооружений, а также филиалов и отдельных производств, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе. Новое строительство, как правило, осуществляется на свободных территориях в целях создания новых производственных мощностей.

2.4.3. Реконструкция

Реконструкция здания — комплекс строительных работ и организационно-технических мероприятий, связанных с изменением основных технико-экономических показателей (количества и площади квартир, строительного объема и общей площади квартир, строительного объема и общей площади здания, вместимость, пропускной способности и т.д.) или его назначения, в целях улучшения условий проживания, качества обслуживания, увеличение объема услуг [6].

Помимо работ, выполняемых при капитальном ремонте, при реконструкции могут осуществляться:

- изменение планировки помещений, возведение надстроек, встроек, пристроек, а при наличии необходимых обоснований — их частичная разборка;
- повышение уровня инженерного оборудования, включая реконструкцию инженерных сетей (кроме магистральных);
- улучшение архитектурной выразительности зданий.

					Технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При реконструкции объектов социально-культурного и коммунального назначения может предусматриваться расширение существующих и строительство новых сооружений и зданий подсобного и обслуживающего назначения [6].

Для действующих предприятий реконструкция подразумевает переустройство объектов и цехов основного, подсобного и обслуживающего назначения. При этом нет расширения имеющихся зданий в целом. Реконструкцию производят согласно комплексному проекту для увеличения производственных мощностей, изменения номенклатуры продукции и улучшения качества без изменения численности работников.

2.4.4. Техническое перевооружение

Для действующих предприятий техническое перевооружение проводится по сметам и проектам на отдельные виды и объекты работ. Они разрабатываются на основе технико-экономического обоснования в соответствии с планом повышения технико-экономических показателей отрасли в основном без увеличения производственных площадей.

Цель технического перевооружения - всемерная интенсификация производства, увеличение выпуска продукции и производственных мощностей, улучшение качества продуктов при росте производительности труда и сокращения рабочих мест, уменьшение себестоимости и материалоемкости продукции, экономия топливно-энергетических и материальных ресурсов, улучшения в целом технико-экономических показателей работы предприятия [6].

Техническое перевооружение действующих предприятий может осуществлять:

- установку дополнительно на существующих производственных площадях оборудования и машин, внедрение автоматизированных систем управления и контроля; применение радио, телевидения и других современных средств в управлении производством;

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

- модернизацию и техническое переустройство природоохранных объектов, вентиляционных и отопительных систем, присоединение предприятий, установок и цехов к централизованным источникам электро- и теплоснабжения.

При этом может быть расширение и частичная перестройка существующих производственных сооружений и зданий, обусловленные размерами нового оборудования, расширение существующих или строительство новых объектов назначения (например, объектов складского хозяйства, котельных, кислородных, компрессорных и других), если все это связано с осуществляемыми мероприятиями по техническому перевооружению.

2.4.5. Выбор технического решения

Для наглядного сравнения существующих видов строительства сведем их в общую таблицу.

Таблица 2 – Краткая характеристика видов строительства

Капитальный ремонт	Реконструкция	Новое строительство	Техническое перевооружение
замена и (или) восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства, замена и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения и сетей инженерно-технического обеспечения.	изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства.	возведение комплекса объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения вновь создаваемых предприятий, зданий и сооружений, а также филиалов и отдельных производств, которые после ввода в эксплуатацию будут находиться на самостоятельном балансе.	приводящие к изменению технологического процесса на опасном производственном объекте внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или его отдельных частей, модернизация или замена применяемых на опасном производственном объекте технических устройств.

Таким образом, анализируя таблицу 2 и исходя из определений видов строительства, можно утверждать, что оптимальным видом строительства из всех существующих является техническое перевооружение.

2.5. Рекомендации по оптимизации технологических процессов и режимов работы НПС

Учитывая все недостатки, описанные в п.2.3, можно сделать вывод, что объекты ████████ требуют проведения технического перевооружения с целью оптимизации технологических процессов. Для каждого из проанализированного объекта выработаем рекомендации по оптимизации технологических процессов и режимов работы станции.

2.5.1. Очистка и диагностика МН

Для предотвращения случаев двойной раскачки подземной емкости, проведения повторных операций переключения запорной арматуры необходимо увеличить объем емкости. Учитывая, что согласно карте уставок для емкостей по ████████ определены 3 уровня: предельно-минимальный – 200 мм над верхней образующей приемного патрубка насоса; предельно-максимальный – 500 мм от верхней образующей ёмкости; аварийно-максимальный - 250 мм от верхней образующей ёмкости – объем необходимой емкости выбираем с учетом, что согласно градуировочной таблице на данную емкость полезный объем (от предельно-минимального до предельно-максимального) будет составлять не менее 48 м³. Для реализации данной цели требуется расширение объема существующей емкости (добавление еще одной подземной емкости ЕП-40, соединенной с существующей по принципу сообщающихся сосудов) или замена существующей емкости на новую, более вместительную (не менее ЕП-100).

Помимо прочего, учитывая невозможность раскачки емкости в магистральную линию, необходима замена насоса на более высоконапорный. Давление на входе НПС согласно карте уставок не должно быть ниже 4,8 кгс/см² (аварийно-минимальный) или 5,0 кгс/см² (предельно-минимальный). Получаем,

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

что напор устанавливаемого насоса должен быть не менее 50 м. В качестве примера можно установить насос погружной ВНД-150-90 (используется на объектах ООО «██████████»).

Таким образом, проведя оптимизацию данного технологического процесса, получаем следующие результаты:

- ✓ сокращается время на проведение работ по очистке и диагностике МН;
- ✓ уменьшается влияние человеческого фактора, а также вероятность остановки станции по защите;
- ✓ появляется возможность раскачки емкости напрямую в магистральную линию без использования РАС и насосов откачки НО №№1,2,3 т.е. без переходов на другие режимы работы МН;
- ✓ снижение наработок оборудования, не участвующего в новой схеме раскачки (насосы откачки из емкостей ЕП-40 при МНС и насосы откачки из РАС)
- ✓ снижение затрат на электроэнергию за счет отсутствия в предложенной схеме раскачки запуска насосов откачки из емкостей ЕП-40 при МНС и насосов откачки из РАС.

2.5.2. Подводный переход (резервная нитка) через ██████████

Для решения проблемы эксплуатации резервной нитки подводного перехода через р. ██████, а также для соблюдения требований регламента предлагается установка обводных линий (байпас) с шаровыми кранами малого диаметра. Для выполнения операций по подъему давления обводная линия будет проходить в обход задвижки ЗР, для сброса давления – 1Р.

Обводная линия включает в себя подземный трубопровод Dn 150 мм с наземно установленной запорной арматурой – кран шаровой (Dn 150 мм, Pn 12,5 МПа).

Обновленная технологическая схема КПП СОД р. ██████ приведена на рисунке 5.

					Технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

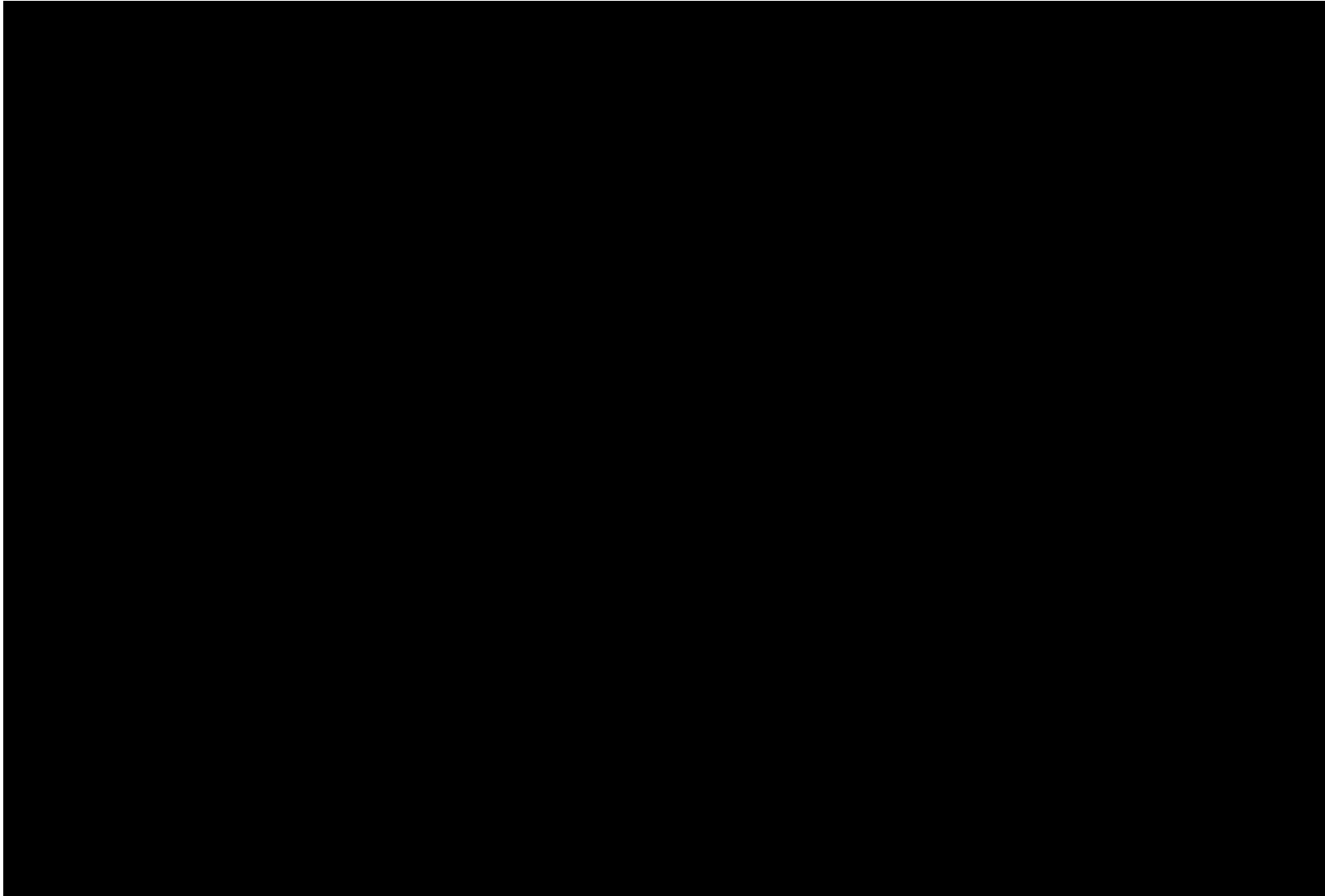


Рисунок 5. Оптимизированная технологическая схема подводного перехода через р. 

Таким образом, проведя оптимизацию данного технологического процесса, получаем следующие результаты:

- ✓ выполнение требования нормативных документов в плане недопущения дросселирования магистральных задвижек;
- ✓ упрощение процесса подъема и сброса давления в резервной нитке;
- ✓ уменьшение вероятности сработки защиты линейной части «Выход нефти на линейной части. Сигнал от СОУ» и, как следствие, остановки работы МН;
- ✓ уменьшение износа и наработки задвижек 1Р и 3Р.

2.5.3. Автозаправочная станция НПС

В мероприятиях по оптимизации работы АЗС необходимо предусмотреть перекачку топлива, минуя резервуары РВС-200 м³. Делается это для того, чтобы не происходило смешивание продуктов между собой. Для реализации данного проекта необходимо сделать тройниковую обвязку в ПРП одного из резервуаров (примем РВС-200 м³ №1). Для выполнения данных работ потребуется 2 равнопроходных тройника Dn 150 мм и шарового крана Dn 150 мм. Наземная прокладка трубопроводов ПРП облегчает данную задачу.

Оптимизация АЗС позволит производить перекачку топлива из промежуточной емкости непосредственно в емкость с топливораздаточной колонкой, минуя вертикальные резервуары. Учитывая тот факт, что объемы запаса топлива значительно сократился и резервуары потеряли свою первоначальную значимость, имеет смысл подать данные резервуары в программу [REDACTED] «[REDACTED]» по выводу их из эксплуатации. После вывода их из эксплуатации в местах фланцевого соединения кранов шаровых с ПРП установить заглушки.

Оптимизированная схема автозаправочной станции [REDACTED] приведена на рисунке 6.

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

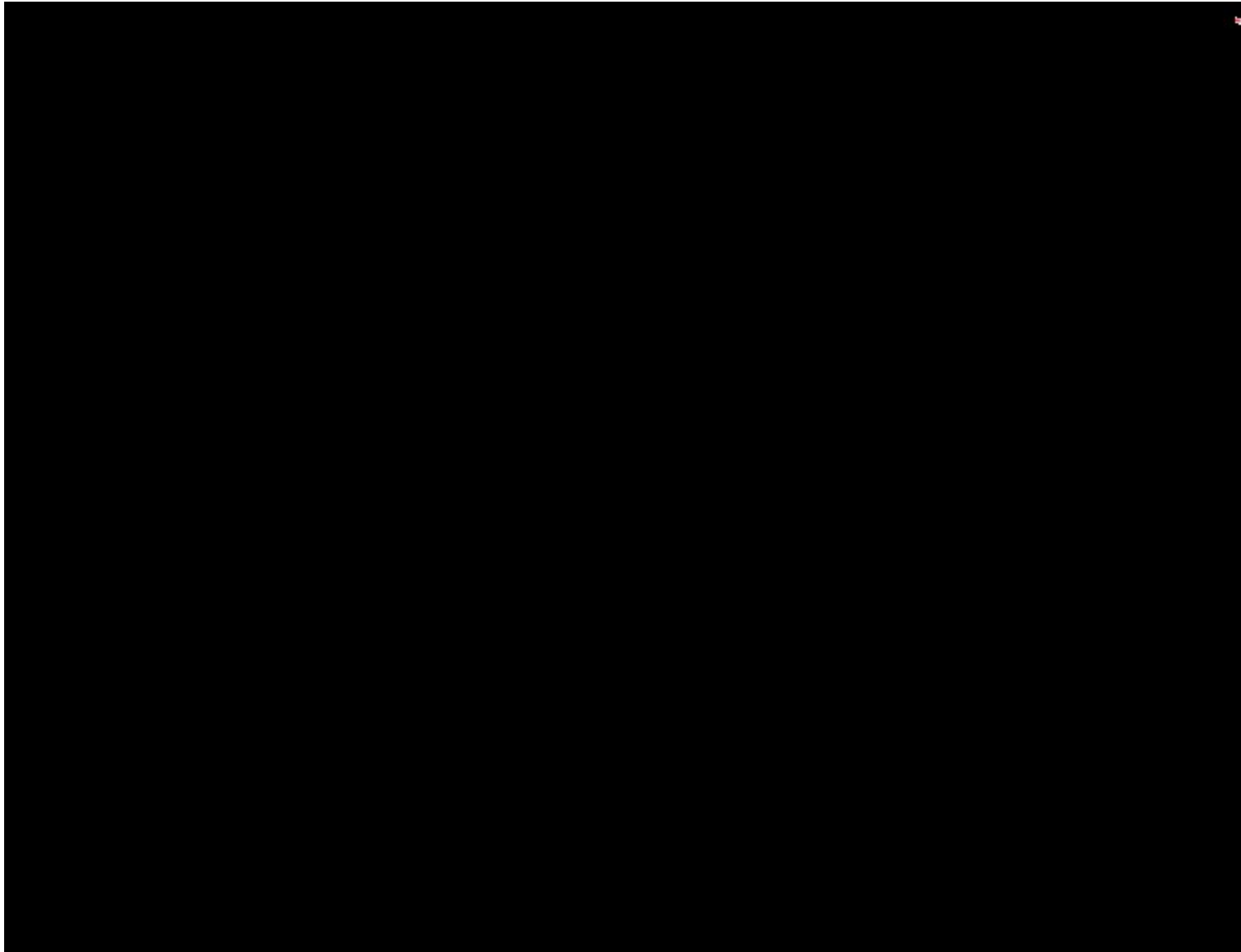


Рисунок 6. Оптимизированная схема автозаправочной станции XXXXXXXXXX

Оптимизация данного технологического процесса позволяет получить следующие результаты:

- ✓ значительное снижение смешивания разных видов дизельного топлива;
- ✓ возможность перекачки топлива как напрямую, минуя РВС, так и через них (при необходимости создания запаса; до момента вывода их из эксплуатации);
- ✓ возможность вывода из эксплуатации вертикальных резервуаров (снижение объема работ на обслуживание и ремонт ненужного оборудования).

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

3. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

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]».

3.1. Механический расчет участка трубопровода

3.1.1. Исходные данные

Технологический расчет участка трубопровода производится для проверки технической возможности перекачки требуемого количества нефти по магистральному нефтепроводу «[REDACTED]» на участке от [REDACTED] [REDACTED] км до Н [REDACTED] «[REDACTED]» [REDACTED] км.

Основные исходные данные:

- расчетная длина участка трубопровода..... $L =$ [REDACTED] км;
- геодезические отметки
[REDACTED] $H_1 =$ [REDACTED] м (БС)
[REDACTED] «[REDACTED]» $H_2 =$ [REDACTED] м (БС)
 разность геодезических отметок конечного и начального пунктов..... $\Delta Z =$ [REDACTED] м;
- кавитационный запас для насоса «[REDACTED]» .. $h_{кз} =$ [REDACTED] м [12];
- годовой объем перекачки после замены ротора..... $G_r =$ [REDACTED] т/г;
- расчетная температура перекачиваемого продукта..... $t_p = 16,3 - 17,2$ °С;
- физические свойства нефти марки ESPO:
 - плотность нефти при 20°С (тип. 2)..... $\rho(20^\circ\text{C}) = 870$ кг/м³;
 - плотность нефти при 15°С (тип. 2)..... $\rho(15^\circ\text{C}) = 873,5$ кг/м³;
 - вязкость перекачиваемой нефти..... от 1 до 35 сСт;

					Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть					
Разраб.		Черемисов Г.В.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.							61	163
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

- давление упругости насыщенных паров..... $P_y = \blacksquare$ кПа (500 мм.рт.ст).

Вспомогательные исходные данные:

- допустимое давление, развиваемое перекачивающей станцией, исходя из прочностных свойств корпуса насоса и запорной арматуры магистрального нефтепровода \blacksquare принято 10 МПа. Для обеспечения заданных объемов перекачки нефти расстановка НПС по трассе производилась при давлении на выходе НПС до 10,0 МПа.

- расчетное время работы трубопровода принимается равным 350 дням или 8400 часам в год;

- количество последовательно работающих магистральных насосов на одной перекачивающей станции – 3 в работе и 1 в резерве;

- механические характеристики труб, уложенных на выкиде \blacksquare ¹:

- диаметр труб наружный $D_n = 1220$ мм = 1,22 м

- толщина стенки трубы $\delta = 26$ мм = 0,026 м

- класс прочности.....К60

- временное сопротивление $\sigma_B = 590$ МПа

- предел текучести $\sigma_T = 460$ МПа

Трубы приняты в соответствии с ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04 "Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра".

3.1.2. Прочностные характеристики материалов

Принимаем механические характеристики стали напорного трубопровода на выкиде \blacksquare $D_n = 1220$ мм $\delta = 26$ мм из стали 09Г2С Выксунского металлургического завода (входит в состав группы предприятий ОМК-сталь)² в соответствии с требованиями ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04:

предел прочности $\sigma_B = 590$ МПа;

предел текучести $\sigma_T = 460$ МПа.

¹ () ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04 "Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра".

² () Прайс-лист ЗАО «Объединённая металлургическая компания».

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H принимаем равными, соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определим по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■} \cdot \text{■■■■}} = \text{■■■■} \text{ МПа}; \quad (1)$$

$$R_2 = \text{■■■■} = \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ МПа}; \quad (2)$$

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*), $k_1=1,47, k_2=1,15$;

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

3.1.3. Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки исходя из значения проектного давления в трубопроводе $P=10$ МПа, определим по формуле:

$$\delta = \frac{\text{■■■■}}{\text{■■■■}} = \frac{\text{■■■■} \cdot \text{■■} \cdot \text{■■■■}}{2 \cdot (\text{■■■■} + \text{■■■■})} = \text{■■■■} \text{ мм} \quad (3)$$

где: P - проектное давление, $P=10$ 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 700-1200мм при работе промежуточной НПС по схеме «из насоса – в насос»), $n_p= 1,15$.

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до большего значения $\delta_n = 24$ мм, подтверждаемого последующими проверочными расчётами.

3.1.4. 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 формулам:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}; \quad (4)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}; \quad (5)$$

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:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta T + \mu \frac{n_p P D_{вн}}{\delta_n} = -\alpha E \Delta T + \mu \frac{n_p P D_{вн}}{\delta_n} = -\alpha E \Delta T + \mu \frac{n_p P D_{вн}}{\delta_n} = -\alpha E \Delta T + \mu \frac{n_p P D_{вн}}{\delta_n} = \dots \text{ МПа} \quad (6)$$

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Определяем коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние труб, по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{\frac{\sigma_{\text{прN}}}{E}} - \frac{\alpha_t \Delta t}{E} = \frac{\sigma_{\text{прN}}}{E} - \frac{\alpha_t \Delta t}{E} = \dots, \quad (7)$$

где: α_t – коэффициент температурного расширения, $\alpha_t = 0,000012$ град⁻¹;

E – модуль упругости, для стали принимается равным $E = 206000$ МПа;

μ – коэффициент Пуассона, для сталей принимается равным $\mu = 0,3$.

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

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(R_1 \psi_1 + n_p P)} = \frac{\dots}{\dots} = \dots \text{ мм} \quad (8)$$

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

3.1.5. 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.

$$\sigma_{\text{прN}} = \sigma_{\text{нрt}} + \sigma_{\text{нрP}} = \dots \quad (9)$$

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

$$\Delta t^{X,T} = t_{\text{Э}} - t_{\text{Ф}}^{X,T} \quad (10)$$

$$\Delta t^X = 10 - (-40,6) = 50,6 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (11)$$

$$\Delta t^T = 15 - 27,8 = -12,8 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (12)$$

где: $t_{\text{Э}}$ – max или min возможная температура стенки трубопровода в процессе эксплуатации, определяется проектом $t_{\text{Э}} = 10^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C}$

$t_{\text{Ф}}^{X,T}$ – наименьшая и наибольшая температура, при которой фиксируется трубопровод, т.е. укладывается в траншею и засыпается грунтом, 0°C .

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

В свою очередь:

$$t_{\phi}^X = t_H^X - 6^{\circ}C = -34,6 - 6 = -40,6^{\circ}C; \quad (13)$$

$$t_{\phi}^T = t_H^T + 3^{\circ}C = +24,8 + 3 = +27,8^{\circ}C; \quad (14)$$

где: t_H^X, t_H^T - нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года, $^{\circ}C$, (принимаются в соответствии с температурой воздуха в Куранахе):

$$t_H^X = t_I - \Delta_I = -30,7 - 3,9 = -34,6^{\circ}C; \quad (15)$$

$$t_H^T = t_{VII} + \Delta_{VII} = 18,4 + 6,4 = 24,8^{\circ}C; \quad (16)$$

где: 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} .

$$D_{BH} = 1220 - 2 \times 26 = 1168 \text{ мм.}$$

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

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p p D_{BH}}{2 \delta_n} = - \blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare + \blacksquare \cdot \frac{\blacksquare}{\blacksquare} =$$

\blacksquare МПа

(17)

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 :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} = \sqrt{\blacksquare - \blacksquare} - \blacksquare =$$

\blacksquare

(18)

$$\delta = \frac{n_p p D_n}{2(R_1 \psi_1 + n_p P)} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \text{ мм} \quad (19)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$25,38 \text{ мм} > 24 \text{ мм} > 23,53 \text{ мм}$$

Данные расчета показали, что толщина стенки, равная 26 мм, по своим параметрам подходит для эксплуатации трубопровода в данных условиях, рассчитанной исходя из максимального значения температурного перепада (исходя из условий формулы 12 СНиП2.05.06-85*) и рассчитанной исходя из реального максимального значения температурного перепада.

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

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1,$$

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. 3.1.4:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -39,54 \text{ МПа}$$

где: 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:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \dots \quad (20)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{PD_{\text{вн}}}{2\delta_n} = \dots = \dots \text{ МПа} \quad (21)$$

где: δ_n - номинальная толщина стенки трубы, $\delta_n = 26 \text{ мм}$.

Проверяем выполнение условия неравенства

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1,$$

$$|-39,54| \leq 0,2494 \cdot 286,69$$

$|-39,54| \leq 71,50$, Условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.6. Проверка прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке

Требуемые условия соблюдены, общая устойчивость прямолинейных и упруго изогнутых участков нефтепровода обеспечена. Расчеты по проверке прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке приведены в приложении Ж.

3.2. Гидравлический расчёт участка магистрального нефтепровода

3.2.1. 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.

$$Q_p^ч = \frac{G_m}{Ч_p \cdot \rho_p}, \text{ м}^3/\text{час} \quad \text{или} \quad Q_p^с = \frac{Q_p^ч}{3600}, \text{ м}^3/\text{сек},$$

$Ч_p$ принимается равным 350 дней (для нефтепроводов для ТС « \blacksquare » D_p более 820 мм и протяженностью более 700 км.³), $Ч_p = 365 \times 24 = 8400$ час.

ρ_p принимается равным $\rho(15^\circ\text{C}) = 873,5$ кг/м³

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

$$Q_p^ч = \frac{80 \cdot 10^9}{8400 \cdot 873,5} = 10903,045 \text{ м}^3/\text{час} \quad (22)$$

$$Q_p^с = \frac{10903,045}{3600} = 3,029 \text{ м}^3/\text{сек} \quad (23)$$

Расчетное значение внутреннего диаметра трубопровода D_p определим по формуле $D_p = \sqrt{\frac{4Q_p^с}{\pi W_p}}$,

³ () «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов». Учебное пособие для ВУЗов. - Уфа: «Дизайн-Полиграф Сервис». 2002

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: W_p – рекомендуемая расчетная скорость перекачки продукта, м/сек ($W_p=2,65$

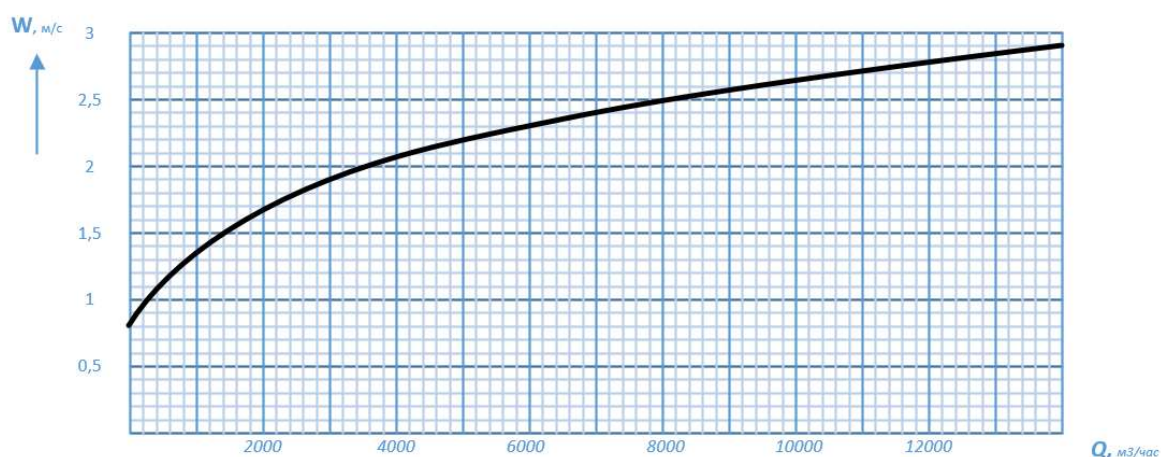


Рисунок 7. Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от пропускной

м/с)

$$D_p = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,029}{3,14 \cdot 2,65}} = 1,207 \text{ м, принимаем ближайший типоразмер трубы}$$

$$D_y=1,22 \text{ м}$$

Таким образом, существующий диаметр нефтепровода на участке █████ -

█████ «█████» диаметром $D_y=1,22$ м подтверждается расчетом.

3.2.2. Определение потерь напора в трубопроводе

Общий напор в трубопроводе равен

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

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

$h_{кп}$ – остаточный напор на конечном пункте трубопровода. Поскольку перекачка осуществляется по схеме «из насоса – в насос», $h_{кп}$ принимается равным минимальному кавитационному запасу для насоса «████████████████████» ($h_{кп} = 45$ м).

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

$$H = \Delta Z + h_{кп} + 1,02 \cdot i \cdot L_p, \text{ м,}$$

где: 1,02 – коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях линейной части трубопровода;

Гидравлический уклон определяется по формулам:

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

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:

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

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

δ – средневзвешенная толщина стенки по длине расчетного участка трубопровода, рассчитывается по формуле:

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

Сведения о толщине стенки и протяженности участков примем согласно ведомости раскладки труб.

$$\delta = \frac{(26 \cdot 40,65 + 30 \cdot 8,6 + 22 \cdot 70,39)}{119,64} = 23,9 \text{ мм} \quad (24)$$

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta, \text{ м.}$$

$$D = \text{xxxx} - \text{xxxxxx} = \text{xxxxxx} \text{ мм.}$$

$$W = \blacksquare = \blacksquare \text{ м/с.} \quad (25)$$

Параметр Re (число Рейнольдса):

$$Re = \frac{W \cdot D_{\text{вн}}}{\nu_p}$$

где: ν_p – расчетная кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$. Поскольку в расчет принимается фактическая вязкость перекачиваемой нефти 25 сСт в соответствии с характеристиками насоса «HPDM-600-680-1D» на полное развитие:

$$\nu_p = \blacksquare = \blacksquare / \text{с}$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re = \frac{2,81 \cdot 1,1722}{25 \cdot 10^{-6}} = 131755. \quad (26)$$

Определим режим течения.

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

- зона гидравлически гладких труб;
- зона смешанного трения;
- зона квадратичного трения.

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

При турбулентном режиме течения в зоне гидравлически гладкого трения:

$2320 \leq Re \leq \frac{10}{\bar{K}_3}$, коэффициент сопротивления определяется формулой

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$$

где: $\bar{K}_3 = \frac{K_3}{D_{вн}}$ – относительная эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб;

K_3 – эквивалентная шероховатость труб, для стальных сварных труб с незначительной коррозией принято $K_3 = 0,15$ мм.

$$\bar{K}_3 = \frac{K_3}{D} = \frac{0,15}{1172,2} = 0,00012796 \quad (27)$$

$$2320 \leq 131755 \geq \frac{10}{0,00012796},$$

$2320 \leq 131755 \geq 78149,42$ - условие не выполняется

При турбулентном режиме течения в зоне смешанного трения должно выполняться условие:

$$\frac{10}{\bar{K}_3} \leq Re \leq \frac{500}{\bar{K}_3}.$$

$$11808 \leq 131755 \leq \frac{500}{0,00012796},$$

$11808 \leq 131755 \leq 3907471$ - условие выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент гидравлического сопротивления в зоне смешанного трения определяется по формуле $\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{131755} + 0,00012796\right)^{0,25} = 0,017316 \quad (28)$$

Определим гидравлический уклон по формуле:

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

$$i = \frac{\lambda}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{W^2}{2g} = \frac{0,017316}{1,1722} \cdot \frac{2,81^2}{2 \cdot 9,81} = 0,005936 \quad (29)$$

Суммарные потери напора в трубопроводе:

$$H = \Delta Z + (h_{\text{кп}}) + 1,02 \cdot i \cdot L_p = 132,1 + 45 + 1,02 \cdot 0,005936 \cdot 119,64 \cdot 1000 = 901,4 \text{ м.ст.ж.} \quad (30)$$

$$H = 901,48 \cdot 9,81 \cdot 873,5 / 1000000 = 7,72 \text{ МПа,} \quad (31)$$

Для построения совмещённой гидравлической характеристики произведём все вышеперечисленные расчеты для различных объёмов перекачки, используя программное обеспечение Microsoft Excel. Результаты расчетов приведены в Таблица 3 - Потери напора в трубопроводе при различных объёмах перекачки.

Таблица 3 - Потери напора в трубопроводе при различных объёмах перекачки

Объём перекачки, м ³ /ч	W, м/сек	Re	Расчётная формула	Коэф. λ	i	Потери напора, м	Потери, МПа
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K}_s\right)^{0,25}$	■	■	■	■

■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K_s} \right)^{0,25}$	■	■	■	■
■	■	■	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{64}{Re} + \overline{K_s} \right)^{0,25}$	■	■	■	■

3.2.3. Расчет количества магистральных насосных агрегатов

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

$$Q_{\min} \leq Q_{\text{чр}} \leq Q_{\max},$$

где Q_{\min} , Q_{\max} – соответственно нижняя и верхняя границы рабочего диапазона производительности насоса. В соответствии с диаграммой $Q - H$ насоса «НМ-10000-380» (приложение 3) на полное развитие, для расчетной частоты вращения вала насоса $n=2990$ об/мин:

$$Q_{\min} = 5800 \text{ м}^3/\text{час},$$

$$Q_{\max} = 12800 \text{ м}^3/\text{час}.$$

$$5800 \leq 10903 \leq 12800$$

Рабочее давление, развиваемое перекачивающей станцией при последовательном соединении насосов:

$$P = \rho_p \cdot g \cdot m_p \cdot h_M \cdot 10^{-6} \leq \{P\}, \text{ МПа},$$

где h_M , – соответственно напор, м, развиваемый магистральными насосами при расчетной подаче $Q_{\text{чр}}$ и определяемый по рабочей характеристике насоса $h_M=335\text{м}$;

m_p – число последовательно работающих магистральных насосов.

$m_p = P / \rho_p \cdot g \cdot h_M \cdot 10^{-6} = 7,7248 / (873,5 \cdot 9,81 \cdot 335 \cdot 10^{-6}) = 2,54$. Округляем до 3, т.е. $m_p=3$.

$P = 873,5 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 335 \cdot 10^{-6} = 8,61 \text{ МПа} < 10 \text{ МПа}$ - условие прочности нефтепровода на выкиде НПС выполняется.

Расчетный напор, развиваемый основными агрегатами перекачивающей станции:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$H_{ст} = m_p \cdot h_m = 3 \cdot 335 = 1005, \text{ м} \quad (32)$$

Баланс напоров на участке МН можно представить уравнением:

$$H_{ст} = \Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_{тр} + h_{к.п.}$$

Поскольку напор, развиваемый насосными агрегатами превышает потери в линейной части, $H_{ст} > H$, 8,61 МПа > 7,72 МПа, необходимо рассчитать степень снижения давления для каждого насоса. Напор, развиваемый одним насосом, равен:

$$h_{мр} = \frac{H_{ст}^0}{T_p} = \frac{901,48}{3} = 300,49 \text{ м} < h_m = 335 \text{ м}. \quad (33)$$

Поскольку электропривод насоса осуществляется с применения частотного регулятора в широком интервале рабочих диапазонов от $n=1454$ об/мин. (60%) до $n=2544$ об/мин. (105%), обточка рабочего колеса не производится. Регулировка напора магистрального агрегата производится путем вывода на расчётный режим $h_{мр} = 300,49$ м.

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

$$H = A - B \cdot Q^2, \text{ м}$$

Коэффициент А примем равным:

$$A = H_{макс} - (h_{ст} - h_{мр}) = 465 - (335 - 300,49) = 430,49 \text{ м} \quad (34)$$

Коэффициент Б выбирается методом последовательных приближений, принимается равным $B=1,09358 \cdot 10^{-6}$

Используя данное уравнение, получим для $Q_p=10903$ м³/час:

$$H = A - B \cdot Q^2 = 430,49 - 1,09358 \cdot 10^{-6} \cdot 10903^2 = 300,49 \text{ м} \quad (35)$$

Для построения кривой характеристики совместной работы 3-х насосов, произведём аналогичные расчёты с помощью программного обеспечения Microsoft Excel. Результаты расчетов приведены в Таблица 4 - Расчетные значения напора, развиваемого одним насосом и тремя насосами, работающими последовательно.

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 - Расчетные значения напора, развиваемого одним насосом и тремя насосами, работающими последовательно

Объем перекачки Q, м3/ч	Напор, развиваемый одним насосом		Напор, развиваемый тремя последовательно работающими насосами	
	м.ст.ж.	МПа	м.ст.ж.	МПа
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████
██████	██████	██████	██████	██████

Используя данные таблиц 3 и 4 произведём построение совместных характеристик линейной части и насосной станции. Результаты построения приведены на Рисунок 8. Совместные характеристики линейной части и насосной станции

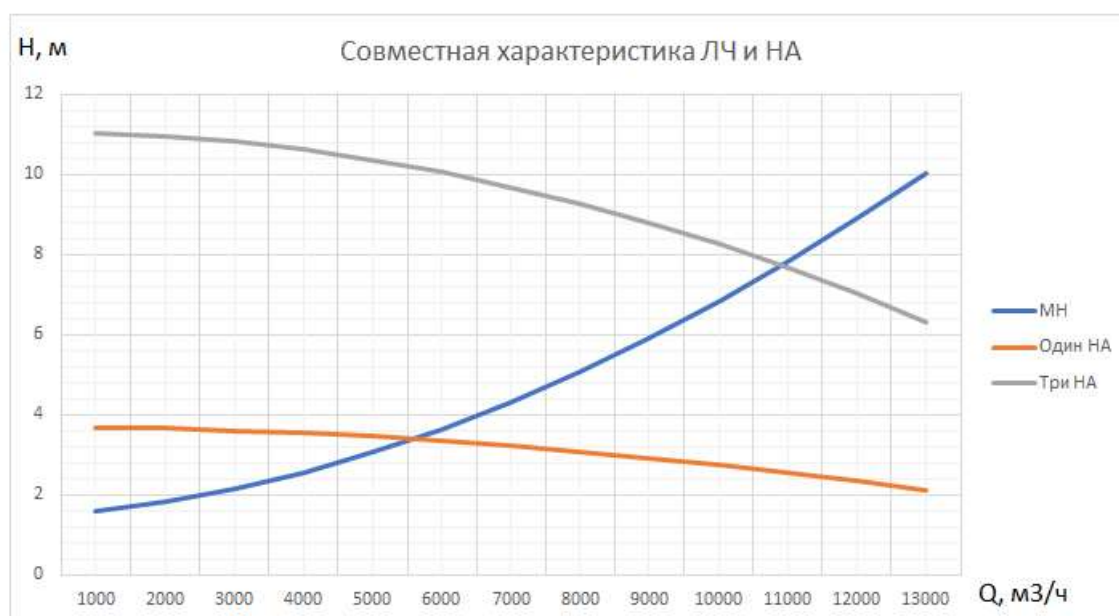


Рисунок 8. Совместные характеристики линейной части и насосной станции

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данной темы целевым рынком являются нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие и нефте/нефтепродуктоперекачивающие компании: [REDACTED] «[REDACTED]», [REDACTED] «[REDACTED]», [REDACTED] «[REDACTED]», [REDACTED] «[REDACTED]» и [REDACTED] «[REDACTED]».

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга) [45]. Применяются географические, демографические, поведенческие и иные критерии сегментирования рынка потребителей. Также может применяться их комбинация с использованием различных характеристик: возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. Из всех критериев целесообразно выделить два основных: размер компании и род деятельности. Первый критерий важен, так как именно для крупных компаний свойственно расширение и техническое перевооружение. Второй важен в связи с тем, что тематика больше заинтересует транспортировщиков нефти, чем нефтедобывающие предприятия.

Отообразим карту сегментирования рынка предоставляемых услуг:

					Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Черемисов Г.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					76	163
Консульт.		Клемашева Е.И.				ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 5 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности			
		Добыча	Переработка	Транспортировка	
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	« [] »		« [] »		« [] »
	« [] »		« [] »		

Как видно из карты сегментирования основными сегментами рынка являются крупные, средние и мелкие нефтедобывающие, крупные нефтеперерабатывающие и нефтеперекачивающие компании.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

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 соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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 (Таблица 6).

Таблица 6 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность			
		Б тп.	Б рек	Б нс	К тп.	К рек	К нс	
Технические критерии оценки ресурсоэффективности								
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5	
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75	
3. Надежность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6	
4. Безопасность	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6	
5. Энергоэкономичность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2	
Экономические критерии оценки эффективности								
1. Цена	5	5	3	0,75	0,75	0,45	5	
2. Конкурентоспособность продукта	5	5	4	0,5	0,5	0,4	5	
3. Финансирование научной разработки	5	5	5	0,25	0,25	0,25	5	
4. Срок выхода на рынок	5	5	4	0,25	0,25	0,2	5	
Итого	1	42	41	34	4,6	4,5	3,95	

Б тп – техническое перевооружение;

Б рек – реконструкция;

Б нс – новое строительство.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i,$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Конкурентоспособность технического перевооружения составила 4,6, в то время как реконструкции - 4,5 и нового строительства - 3,95. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта [46].

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

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.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (

Таблица 7).

Таблица 7 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Возможность</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Вывод оборудования из эксплуатации. Сл4. Большой срок поставки материалов.</p>
--	---	---

	продолжения эксплуатации объектов.	
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры « - »		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Появление конкуренции У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства		



После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который 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.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 8). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-» [47].

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	-
	B2	+	+	+	+
	B3	-	-	+	+
	B4	+	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	0	-	+	-
	У2	-	-	-	-
	У3	-	-	-	0
	У4	+	+	-	+
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	-	-
	B2	+	+	-	-
	B3	+	+	-	-
	B4	0	+	+	+
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	-	-
	У2	-	0	-	-
	У3	+	+	-	-
	У4	-	-	+	+

Таблица 9 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Возможность продолжения эксплуатации объектов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Вывод оборудования из эксплуатации. Сл4. Большой срок поставки материалов.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры « - »</p>	<p>Привлечение различных инновационных структур может увеличить экономичность проекта и использование новых технологий (В1С1С3, В4С1С2С3С4). Появление спроса на НИР позволит продолжение использования объектов без вывода их из эксплуатации (В3С3С4).</p>	<p>Инновационные структуры различных организаций могут оказать помощь в сроках поставки материалов, получения сертификации и разработки прототипов НИР (В1Сл1Сл2, В4Сл2Сл3Сл4). Появление спроса также помогает развивать НИР в данном направлении (В2Сл1Сл2)</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Появление конкуренции У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Основной угрозой НИР является несвоевременное финансирование работ, которое оказывает влияние на экономичность проекта, его экологичность, а также растянуть проведение работ на длительный срок, при этом эксплуатация объекта будет частично невозможна (У4С1С2С4). Помимо прочего, отсутствие спроса на новые технологии может создать проблемы с использованием новых технологий (У1С3).</p>	<p>Ввиду отсутствия спроса на новые технологии может осложниться процесс получения сертификации и создания прототипов (У1Сл1Сл2). На них же может оказать влияние факт введения дополнительных гос. требований (У3Сл1Сл2). Проблемы с финансированием могут повлиять на срок поставки материалов и процесс вывода оборудования из эксплуатации (У4Сл3Сл4).</p>

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (Таблица 10).

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, исполнитель
	9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

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

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

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

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

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.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в Таблица 11:

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ожг}}$, чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Студент	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель студент	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель студент	2,1	3
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	Студент	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Студент	11,6	17

Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель студент	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель студент	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Студент	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Студент	5,8	9
Итого, дн.						96

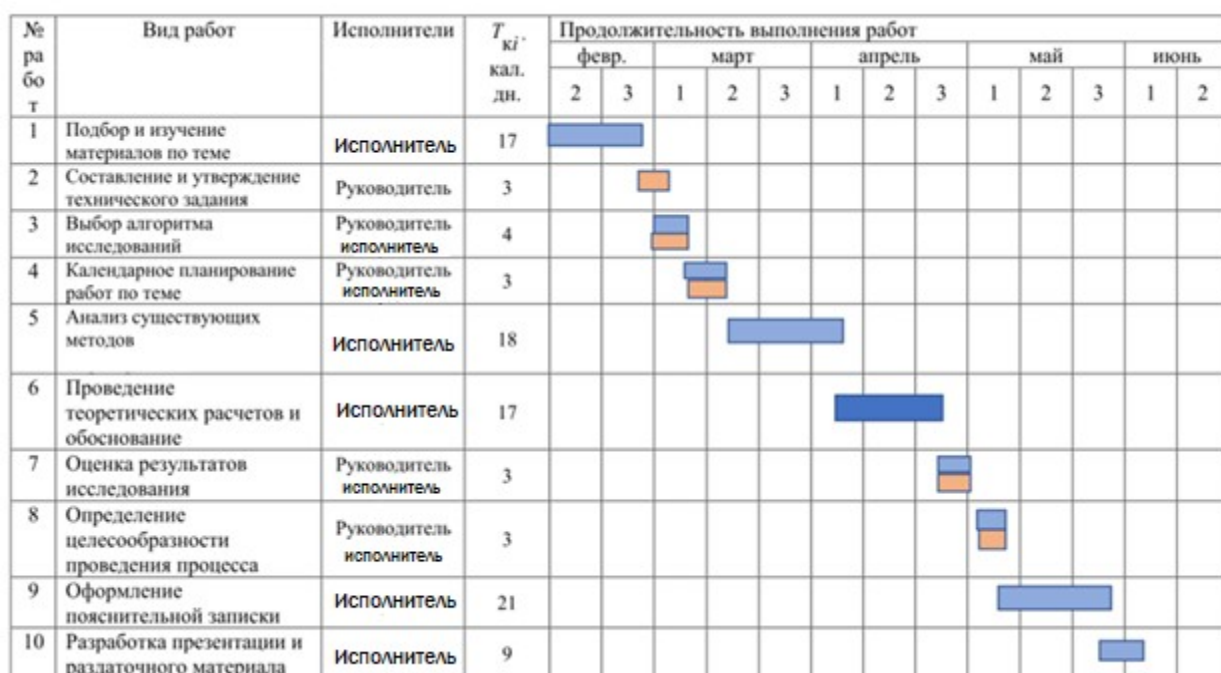


Рисунок 9. Календарный план-график проведения НИОКР по теме

4.3. Бюджет научно-технического исследования (НИ)

4.3.1 Расчет материальных затрат НИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены (таблица 12).

Таблица 12 – сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электроэнергия	КВт	200	3,5	700
Интернет	Гб	150	12	1800
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				2625
Итого				2625

4.4 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)

Данный раздел включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Необходимое оборудование представлено в таблице 13.

Таблица 13 – затраты на оборудование

№	Наименование	Количество	Цена, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
1	Персональный компьютер	2	35000	70000
Итого				70000

4.4.1 Основная заработная плата исполнителей темы

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

Таблица 14 – Основная заработная плата

Исполнители	З _б , тыс. руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1597,6	16	25561,6
Исполнитель	12792	1,3	-	1,3	32139,5	1597,6	65	103844

Где Z_6 – базовый оклад;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент;

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент ($k_p = 1,3$);

$Z_м$ – месячный должностной оклад работника;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата.

4.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

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

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

В таблице 15 указаны данные о дополнительной заработной плате.

Таблица 15 – дополнительная заработная плата

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	25561,6	103844
Дополнительная зарплата	3067,4	12461,3
Итого	28629	116305,3

4.4.3 Отчисления во внебюджетные фонты (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ($k_{внеб} = 0,302$).

Таблица 16 – отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата/Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Руководитель проекта	28629
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%
Отчисления, руб.	8646
Итого	37275

Исполнитель	Основная заработная плата/Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Исполнитель	116305,3
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%
Отчисления, руб.	35124,2
Итого	151429,5

4.4.4 Накладные расходы

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

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

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

Принимаем величину накладных расходов в размере 30 %.

Рассчитаем накладные расходы:

$$Z_{\text{накл.рук}} = 25834,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл.исп}} = 59425,7 \text{ руб.}$$

4.4.5 Формирование бюджета затрат НИ

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы 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.

При планировании бюджета НИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

Расчет затрат на проведение НИ при трех различных вариантах реализации: оформление НИ в письменном виде, оформление НИ в электронном виде и проведение НИ в электронном виде с проверкой результатов с двумя руководителями - приведен в приложении И.

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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Таблица 17– расчет бюджета затрат НИ

Наименование статьи	Сумма	
	исполнитель	руководитель
1. Материальные затраты НИ	1000	1625
2. Специальное оборудование для научных работ	35000	35000
3. Основная заработная плата	103844	25561,6
4. Дополнительная заработная плата	12461,3	3067,4
5. Страховые взносы	35124,2	8646
6. Накладные расходы	59425,7	25834,5
7. Бюджет затрат	246855,2	99734,5

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

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

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

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 18 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности пользователя	0,1	2	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	2	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	3	3	4
4. Энергосбережение	0,15	5	3	2
5. Надежность	0,2	4	4	5
6. Материалоемкость	0,2	2	5	3
ИТОГО	1	3	3,9	3,8

4.6 Расчет затрат проведения работ

4.6.1 Расчет материальных затрат выполнения работ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot T_{расхi}$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (20%).

Таблица 19 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Емкость подземная ЕП-100	шт.	1	450000	450000
Насос погружной ВНД-150-90	шт.	1	780000	780000
Кран шаровый Dn150	шт.	3	43000	129000
Труба стальная Dn150	м	60	4700	282000
Тройник равнопроходной Dn150	шт.	2	6200	12400
Электроды сварочные	упак.	10	1500	15000
Диск отрезной	шт.	50	300	15000
Краска цвет. 10л	шт.	10	2300	23000
Итого				1706400

4.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Таблица 20 Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для выполнения работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1.	Сварочный аппарат	1	45	45
2.	Дефектоскоп	1	360	360
3.	Автокран	1	8400	8400
4.	Экскаватор	1	9200	9200
5.	УШМ	1	6,2	6,2
6.	Электроэнергия	0	0	0
Итого:				18011,2

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i> 93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.6.3 Основная заработная плата исполнителей

Исполнители	Разряд	к _т	З _{тс} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дни.	З _{осн} , руб.
Руководитель	-	-	53580	0,3	0,2	1,7	58500	6760	10,6	71656
Инженер	12	-	36600	0,3	0,2	1,7	104481	12073	63,4	765451
Машинист крана	7	-	32000	0,3	0,2	1,7	62400	7210,7	3	21632
Машинист экскаватора	8	-	30000	0,3	0,2	1,7	70200	8112	5	40560
Трубопроводчик линейный(3 чел)	5	-	27000	0,3	0,2	1,7	52650	6084	3	54756
Дефектоскопист	8	-	34500	0,3	0,2	1,7	67275	7774	1	7774
Итого										961829,02

Таблица 21 - Расчет основной заработной платы

4.6.4 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 6) \cdot k_{\text{нр}}$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 30%.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение работ (таблица 19)

Состав затрат		Сумма затрат, руб
1	Расчет на приобретение сец. оборудования	18011,2
2	Материальные затраты	1706400
3	Оплата труда	961829,02
	Итого:	2686240,22

Таблица 22 – затраты на проведение работ

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по техническому перевооружению трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1) Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 16 декабря 2019 года).

2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. (с изменениями на 29 июля 2018 года).

3) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

4) ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения.

5) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

6) СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

7) СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;

8) ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы "██████████"»;

					Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Черемисов Г.В.			Социальная ответственность		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						96	163
Консульт.		Гуляев М.В.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							
					ТПУ гр. 3-2Б6А				

9) РД-13.110.00-КТН-031-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО " ██████████ »;

10) ОР-75.200.00-КТН-231-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки» и т.д.

5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе выше 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 СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения участка нефтепровода на трассе и дополнительное обследование элементов трубопровода;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- установление сроков проведения работ в зависимости от состава и обеспеченности бригад исполнителей;
- проведение работ согласно проекту производства работ;
- контроль отсутствия неисправностей, вывод бригад из рабочих мест, контроль за местом производства работ по окончании.
- оформление отчетной документации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

5.3. Охрана труда

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 г⁴. и №338 от 16.05.2005 г⁵. 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 г⁶.

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 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 объектов XXXXXXXXXX, 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.

⁴ () Приказ Минздрава России №83 от 16.08.2004 г

⁵ () Приказ Минздрава России №338 от 16.05.2005 г

⁶ () Постановление Минтруда России №45 от 04.06.2003 г.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

Таблица 23 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Персонал, обслуживающий кран-трубоукладчик	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3. Загазованность воздуха рабочей зоны 4. Повреждение в результате контакта с насекомыми. 5.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Пожаро-, взрывоопасность. 2.Движущие машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.019-17 ГОСТ 12.1.003-14 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.029-80

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 машины скорой помощи в течении всего периода производства работ.

На месте проведения ремонтных работ должна находиться нормативная и своевременно заполняться оперативная и исполнительная документация.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

В приложении К приведены требования безопасности при проведении:

- погрузо-разгрузочных и транспортных работ;
- сварочных, газорезательных и огневых работ;
- работ с электрическими приборами и ручным электроинструментом;
- работ на высоте

5.4. Промышленная безопасность

Федеральный закон⁷ определяет правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасности эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на них, обеспечение готовности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, к локализации и ликвидации последствий аварий.

Технические устройства (производственное оборудование), в том числе импортного производства, должны иметь сертификаты соответствия и разрешение на применение Ростехнадзора. Технические устройства должны проходить экспертизу и оценку соответствия установленным требованиям в системе сертификации. Технические условия должны быть включены в «Реестр технических требований и технических условий на основные виды оборудования и материалов, закупаемых группой компаний «XXXXXXXXXX».

Все применяемые строительные машины, механизмы, оборудование и приборы должны быть паспортизированы, сертифицированы и технически освидетельствованы, а на месте производства работ должны быть в наличии копии их паспортов и сертификатов. Кроме того, грузоподъемные машины должны пройти регистрацию в Управлении по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора и получить разрешение на пуск в работу.

Проектная документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта должна пройти экспертизу промышленной безопасности.

⁷ () Федеральный Закон Российской Федерации N 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Отклонения от проектной документации, без согласования с проектной организацией, в процессе работ по техническому перевооружению не допускаются.

Безопасность объекта обеспечивается соответствующими техническими решениями, принимаемыми и выполняемыми в процессе разработки проекта на техническое перевооружение данного объекта.

В рамках проектной документации «проводится анализ риска аварийных ситуаций и дается оценка риска.

Основные требования и мероприятия по промышленной безопасности при производстве работ:

- наличие свидетельства саморегулируемой организации (СРО) о допуске к выполнению данных видов работ;
- организация работ на объекте ООО «██████████ ██████████» с соблюдением требований нормативных документов;
- непрерывный контроль состояния безопасности объекта;
- поддержание в готовности систем оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий в ██████████ РНУ;
- взаимодействие с формированиями ГО и ЧС России;
- взаимодействие с органами государственного надзора и контроля;
- сертификация технических средств, применяемых при работах по техническому перевооружению на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке;
- при работах по техническому перевооружению отклонение от проектной документации не допускается;
- в процессе выполнения работ осуществлять авторский надзор;
- допускать к работе на объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям;
- обеспечить проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

- иметь на объекте нормативные правовые акты и нормативные технические документы, устанавливающие правила ведения работ на производственном объекте;
- организовать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на объекте;
- работники, занятые на работах по техническому перевооружению, должны соблюдать требования нормативных правовых актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на объекте;
- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;
- ответственность за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации, а также лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- все работы должны проводиться в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке;
- до начала работы должна быть проверена исправность применяемого оборудования; у места производства работ должны быть вывешены инструкции по безопасным методам производства работ;
- для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрено устройство защитного заземления.

Для обеспечения безопасности и качества выполняемых работ рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- выполнение работ специализированными бригадами (звеньями);
- использование машин и механизмов с наименьшим удельным давлением ходовой части на грунт и в исправном состоянии;

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применение инвентарных временных вспомогательных сборочных приспособлений;
- использование сварочных выпрямителей, электрифицированного монтажного оборудования;
- строительная площадка должна быть обеспечена средствами пожаротушения;
- при производстве работ необходимо соблюдать правила пожарной безопасности;
- строительная площадка очищается от строительного мусора.

5.5. Пожарная безопасность

Организационно-технические противопожарные мероприятия при производстве работ по техническому перевооружению должны выполняться с соблюдением требований РД-13.220.00-КТН-148-15 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы "██████████"»⁸, Федерального Закон Российской Федерации №123-РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»⁹, СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»¹⁰ и других, утвержденных в установленном порядке региональными строительными нормами и правилами, нормативных документов, регламентирующих требования пожарной безопасности.

Проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрыво-пожароопасных и пожароопасных объектах разрешается только после оформления наряда-допуска.

Для организации безопасного проведения работ приказом по ██████████ РНУ назначаются ответственные лица и лица, их замещающие, из числа руководителей и инженерно-технических работников (ИТР), прошедших аттестацию по промышленной безопасности, с участием представителя

⁸ РД-13.220.00-КТН-148-15 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы ██████████

⁹ Федеральный Закон Российской Федерации №123-РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 3 июля 2016 года).

¹⁰ СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ростехнадзора и проверку знаний правил и норм охраны труда и безопасного проведения работ.

При привлечении сторонней подрядной организации к проведению огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности издается совместный приказ [REDACTED] РНУ и подрядных организаций, в котором назначаются руководящие работники и ИТР эксплуатирующей организации, обязанные утверждать наряды-допуски, ответственные за организацию и безопасное производство работ, обязанные выдавать наряды-допуски и допускать к работам, ответственные за подготовку работ, а также ИТР подрядной организации, ответственные за проведение работ и лица, обязанные проводить анализ воздушной среды.

ИТР сторонних подрядных организаций, ответственные за проведение работ по наряду-допуску, должны пройти проверку знаний правил и норм безопасности в комиссии [REDACTED] РНУ с участием представителя Ростехнадзора и выдачей протокола.

Ответственный за проведение работ обязан приостановить работы, аннулировать (отменить) наряд-допуск, вывести людей с места проведения работ и известить о происшедшем оператора НПС и лицо, выдавшее наряд-допуск в случаях:

- возникновения угрозы жизни и здоровью, при несчастном случае, связанном с производством работ, выполняемых по наряду-допуску, а также при аварийной ситуации;
- при нарушении рабочими, выполняющими работы, правил пожарной безопасности;
- при отсутствии оформленных в установленном порядке разрешительной документации и наряд-допуска на производство огневых работ, отсутствии должностных лиц подрядной организации из числа ИТР, на месте проведения работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

- при обнаружении нарушений условий, предусмотренных нарядом-допуском, способных привести к травмированию работающих или к аварийной ситуации;

- запрещения проведения работ контролирующими и надзорными органами.

Работы могут быть возобновлены только после выявления и устранения причин их появления и выдачи нового наряда-допуска.

К проведению огневых работ разрешается допускать лиц (сварщиков, газорезчиков и т.п.), прошедших специальную подготовку и имеющих квалификационные удостоверение и талон по технике пожарной безопасности.

Работы должны осуществляться в соответствии с ППР, в котором должны отражаться: состав, последовательность и пожаровзрывоопасные режимы технологических операций.

Производитель работ обязан проверить выполнение мер пожарной безопасности в пределах рабочей зоны. Приступать к ремонтным и огневым работам разрешается только после выполнения всех мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность и предусмотренных в наряде-допуске.

Участок производства работ должен быть обеспечен надежной связью.

Комплектация мест проведения огневых и ремонтных работ пожарной техникой и (или) первичными средствами пожаротушения в зависимости от вида и объемов работ должна производиться исполнителем работ.

Расстановка пожарной техники (в т.ч. первичных средств пожаротушения) у мест проведения огневых и ремонтных работ должна обеспечивать возможность подачи огнетушащих веществ в течение не более трёх минут.

При перерывах в работе, а также в конце рабочей смены аппаратура должна отключаться, сварочный аппарат должен быть отключен от электросети, шланги отсоединены и освобождены от горючих жидкостей и газов, аппаратура и оборудование должны быть убраны в специально отведенное место.

Огневые работы должны немедленно прекращаться, а сварочная аппаратура выключаться при возникновении аварийной ситуации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

При выполнении газоопасных работ должен применяться инструмент, не дающий искр.

На месте проведения огневых работ подрядчиком должны быть обеспечены следующие первичные средства пожаротушения (сверх инвентарных противопожарных средств):

- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 - 2 шт.;
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Ответственный за пожарную безопасность объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 часов после их окончания.

Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлять. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом. Курение на территории объектов ██████ строго запрещено. Специальная зона для курения оборудована за пределами территории НПС.

5.6. Экологическая безопасность

В ООО «██████████» предусмотрен комплекс мер по сведению к минимуму воздействия на окружающую среду, реализуется программа мониторинга, принимаются меры по обеспечению минимального воздействия на окружающую среду.

ООО «██████████» осуществляет свою деятельность на основе соблюдения программы охраны окружающей среды, всех действующих законодательных и нормативных актов, условий разрешений и согласований, выданных российскими природоохранными ведомствами, а также собственных принципов в области охраны окружающей среды.

При этом учитываются следующие аспекты охраны окружающей среды и факторы воздействия:

- сведение к минимуму воздействия на водоемы;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- охрана уязвимых ресурсов живой природы;
- борьба с эрозией;
- минимизация вредных выбросов в атмосферу;
- организация сбора и удаления отходов;
- организация работ с опасными материалами;
- сведение к минимуму воздействие шума;
- тесное сотрудничество с местным населением с целью предотвращения конфликтов социального, национального характера и др.

При производстве работ по техническому перевооружению [REDACTED] необходимо соблюдать следующие требования по охране окружающей природной среды:

- обязательное соблюдение границ территорий, отводимых для производства строительно-монтажных работ и размещения строительного хозяйства;
- предотвращение захламления территории строительства строительными и бытовыми отходами;
- оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;
- постоянный контроль обслуживающим персоналом качества и химического состава выхлопных газов используемой строительной техники и автотранспортных средств. Запрет на выезд строительной техники на линию с неотрегулированными двигателями;
- слив горючесмазочных материалов и мойку машин осуществлять только на отведенных и соответствующе оборудованных площадках.

В приложении Л приведена детализация мероприятий по обеспечению экологической безопасности:

- по охране почвы;
- по охране поверхностных вод;
- по охране атмосферного воздуха;
- по снижению воздействия на растительный и животный мир;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- по обращению с отходами;
- по размещению отходов и способов их утилизации.

5.7. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах сварочно-монтажных работ. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

Организация строительных площадок, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ.

Основные технологические операции входят в перечень работ повышенной опасности, газоопасных работ и должны производиться после оформления соответствующих нарядов-допусков на организацию и производство работ.

Организация строительных площадок, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ.

На строительных площадках следует обозначить опасные зоны, в пределах которых постоянно действуют или потенциально могут действовать опасные производственные факторы.

В проекте производства работ должны быть разработаны конкретные мероприятия, обеспечивающие безопасность производства строительно-монтажных работ.

На месте производства работ должна быть организована устойчивая радиотелефонная связь оператора ЛПДС « » РНУ с участком строительства, а также постоянно должен дежурить автотранспорт.

В случае возможной аварии с разрывом технологического нефтепровода или случайным открытием технологических задвижек (ошибки оперативного персонала, самопроизвольная разгерметизация задвижек) необходимо:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

- сообщить оператору ████████ о возникновении аварийной ситуации. Меры по перекрытию задвижек и остановке перекачки нефти принимает диспетчер центрального диспетчерского пункта «██████»;
- остановить работы, заглушить технику и вывести людей за пределы опасной зоны;
- прекратить работы, вывезти технику и людей со смежных участков за пределы опасной зоны;
- оказать первую помощь пострадавшим;
- оградить место аварии сигнальными флажками и указателями: «С огнем не приближаться!», «Опасно, нефть!», выставить охранные посты;
- принять меры к недопущению растекания нефти и действовать по плану ликвидации аварий до прибытия аварийной бригады.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе проведения выпускной квалификационной работы был рассмотрен вопрос оптимизации технологических процессов и режимов работы [REDACTED] РНУ ООО « [REDACTED] » в рамках технического перевооружения. В ходе работы были описаны основные данные и задачи районного управления, произведено описание расположения объекта исследования, географические, навигационно-гидрологические, гидрометеорологические и экологические особенности района. Была рассмотрена нормативно-техническая документация, регламентирующая работу нефтеперекачивающей станции, а также основные виды деятельности НПС.

В ходе проведения технологической части исследования были описаны и проанализированы основные режимы работы НПС и технологические процессы, происходящие при постоянном функционировании станции, найдены слабые стороны каждого из них, а также предложены рекомендации по проведению оптимизации данных технологических процессов и режимов работы. Помимо прочего, произведен обзор и сравнение основных видов строителей, предусмотренных градостроительным кодексом РФ, и выбран оптимальный из них для реализации поставленной цели.

Рекомендациями по оптимизации технологических процессов было предложено по выполнению следующих мероприятий:

1. Замена емкости подземной ЕП-40 на КПП СОД НПС на емкость ЕП-100.
2. Замена установленного на ЕП-40 на КПП СОД насоса 12НА9х4 на более высоконапорный насос ВНД-150-90.
3. Монтаж байпасных линий в обход задвижек 1Р и 3Р на КП СОД ППМН через р. Лена.
4. Монтаж перемычки на ПРП РВС-200 м³ №1 для хранения ДТ на АЗС НПС.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения			
Разраб.		Черемисов Г.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					111	163
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Произведена расчетная часть для участка нефтепровода НПС: механические расчеты по определению толщины стенки трубопровода и его прочностных характеристик и гидравлические расчеты для нахождения потерь напора в трубопроводе и необходимого количества работающих агрегатов.

Также в работе приведен раздел по финансовому менеджменту, ресурсоэффективности и ресурсосбережению, произведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования, осуществлено планирование научно-технических работ, рассчитан бюджет проекта, а также определены ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность проекта.

В разделе социальной ответственности рассмотрены вопросы правовых норм трудового законодательства, организационных мер при подготовке рабочего места, требования охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности при проведении работ и требования безопасности при возникновении ЧС.

Таким образом, все задачи для выпускной квалификационной работы были выполнены в полном объеме, а поставленная цель достигнута.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ВСН 012-88 Часть I «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».
2. ВСН 012-88 Часть II «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».
3. ГОСТ 9.602-2005 Межгосударственный стандарт. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Введены 01.01.2007.
4. ГОСТ 27751-2014 Межгосударственный стандарт «Надежность строительных конструкций и оснований. Общие положения» Дата введения 01.07.2015.
5. Налоговый кодекс Российской Федерации часть 1 и часть 2.
6. Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 31.12.2017).
7. ОТГ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04 "Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра".
8. Официальный сайт █████ «████████████████████» www.████████.ru;
9. Официальный сайт █████ "████████████████████" www.vostoknefteprovod.transneft.ru.
10. Официальный сайт «Погода и климат» России www.pogodaklimat.ru.
11. Паспорт на установку по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2М» по ТУ 3113-020-40443658-2004. Москва 2003.
12. Паспорт нефтяного насоса НМ-10000-380.
13. «Правила по охране труда при работе на высоте» (с изменениями на 17 июня 2015 года). Утверждены приказом Министерства социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 года N 155н.

					<i>Оптимизация технологических процессов и режимов работы нефтеперекачивающей станции в Республике Саха (Якутия) в рамках технического перевооружения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Черемисов Г.В.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.					113	163
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

14. РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов». Утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.2003 №103.

15. РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов». Утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.2003 №101.

16. РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы», ВНИИСИТ, 1989 г.

17. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования». Введен 01.09.2001 постановлением №80 от 23.07.2001.

18. СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии». Зарегистрирован Росстандартом в качестве СП 72.13330.2011.

19. СНиП 2.02.04-88 Свод правил «Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах». Актуализированная редакция от 01.01.2013

20. СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*». Дата введения 20.05.2011.

21. СП 20.13330.2011 Приложение Ж «Карты районирования территории Российской Федерации по климатическим характеристикам».

22. СТТ-08.00-60.30.00-КТН-035-1-05 "Специальные технические требования на трубы для нефтепровода ВСТО".

23. СП 16.13330.2011 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*».

24. РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

25. РД-91.200.00-КТН-175-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования».

					Список использованных источников	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. ТПР-75.180.00-КТН-057-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Типовые проектные и технические решения».

27. РД-75.200.00-КТН-119-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС».

28. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов с изменением №1. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов».

29. ОР-75.180.00-КТН-194-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ».

30. ОР-23.040.00-КТН-128-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая эксплуатация объектов магистрального трубопровода. Порядок планирования и организации работ».

31. ОР-03.100.50-КТН-005-13 «Технологическое управление и контроль за работой магистральных нефтепроводов»

32. ОТГ-23.080.00-КТН-270-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы магистральные, подпорные и агрегаты на их основе. Общие технические требования».

33. РД-13.110.00-КТН-031-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «XXXXXXXXXX».

34. РД-23.020.00-КТН-053-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз».

35. РД-35.240.50-КТН-109-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения».

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

36. РД-13.100.00-КТН-048-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления охраной труда».

37. РД-1.3.100.00-КТН-160-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов «Система управления промышленной безопасностью [REDACTED] " [REDACTED]". Система управления промышленной безопасностью (СУПБ) [REDACTED] « [REDACTED]».

38. РД-13.220.00-КТН-148-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы « [REDACTED]».

39. ГОСТ 180 3001:2011 «Системы менеджмента качества. Требования».

40. ГОСТ Р 55048-2012 «Системы менеджмента качества. Особые требования по применению ГОСТ 180 9001-2011 в строительстве».

41. И-75.200.00-ВСМН-235-19 «Инструкция о порядке управления технологическим участком «Талакан-Сковородино» магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (пуск, перевод с одного режима работы на другой, остановка)».

42. Федеральный Закон Российской Федерации N 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

43. Федеральный Закон Российской Федерации №123-РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 3 июля 2016 года).

44. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и Атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101.

45. «Экономика предприятия». Учебник под ред. проф. Н.А. Сафронова. - М., Юристь, 2003г.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

46. «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.

47. «Организация и финансирование инвестиций». Я.С. Мелкумов. Учебное пособие. – М., Инфра – М, 2001г.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А. Нормативные документы, регламентирующие работу НПС

1. Законодательные и нормативные документы, регламентирующие производственно-хозяйственную деятельность ХХХ «[REDACTED]».
2. Нормативные и методические материалы [REDACTED] «[REDACTED]», ХХХ «[REDACTED]», филиала, касающиеся деятельности НПС.
3. Нормативные акты Российской Федерации в области обеспечения рационального природопользования, охраны окружающей среды и экологической безопасности РФ, нормативные документы Системы экологического менеджмента.
4. Федеральный закон «О пожарной безопасности» №69-ФЗ от 21.12.1994г. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22.07.2008 года.
5. Правила противопожарного режима в РФ, постановлением Правительства РФ «О противопожарном режиме» №390 от 25.04.2012г.
6. Законодательные и нормативные акты, методические материалы по направлению деятельности НПС.
7. Основы законодательства РФ в области энергоснабжения, регламентную документацию СЭнМ.
8. РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования».
9. РД-91.200.00-КТН-175-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования».
10. ТПР-75.180.00-КТН-057-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Типовые проектные и технические решения».
11. РД-75.200.00-КТН-119-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС».

12. ОР-13.220.10-КТН-066-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок эксплуатации систем пенного пожаротушения и водяного охлаждения на объектах организаций системы «[REDACTED]»».

13. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов с изменением №1. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов».

14. ОР-75.180.00-КТН-194-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ».

15. ОР-23.040.00-КТН-128-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая эксплуатация объектов магистрального трубопровода. Порядок планирования и организации работ».

16. ОР-03.100.50-КТН-005-13 «Технологическое управление и контроль за работой магистральных нефтепроводов»

17. ОТГ-23.080.00-КТН-270-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы магистральные, подпорные и агрегаты на их основе. Общие технические требования».

18. РД-13.110.00-КТН-031-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «[REDACTED]»».

19. РД-23.020.00-КТН-053-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз».

20. РД-35.240.50-КТН-109-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения».

21. РД-13.100.00-КТН-048-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления охраной труда».

22. РД-1.3.100.00-КТН-160-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов «Система управления промышленной безопасностью

■ "■". Система управления промышленной безопасностью (СУПБ) ■ «■».

23. ОР-13.310.00-КТН-153-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Руководство по организации охраны магистрального трубопровода.

24. РД-13.220.00-КТН-148-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «■».

25. «Система менеджмента качества строительства ■ «■».

26. ГОСТ 180 3001:2011 «Системы менеджмента качества. Требования».

27. ГОСТ Р 55048-2012 «Системы менеджмента качества. Особые требования по применению ГОСТ 180 9001-2011 в строительстве».

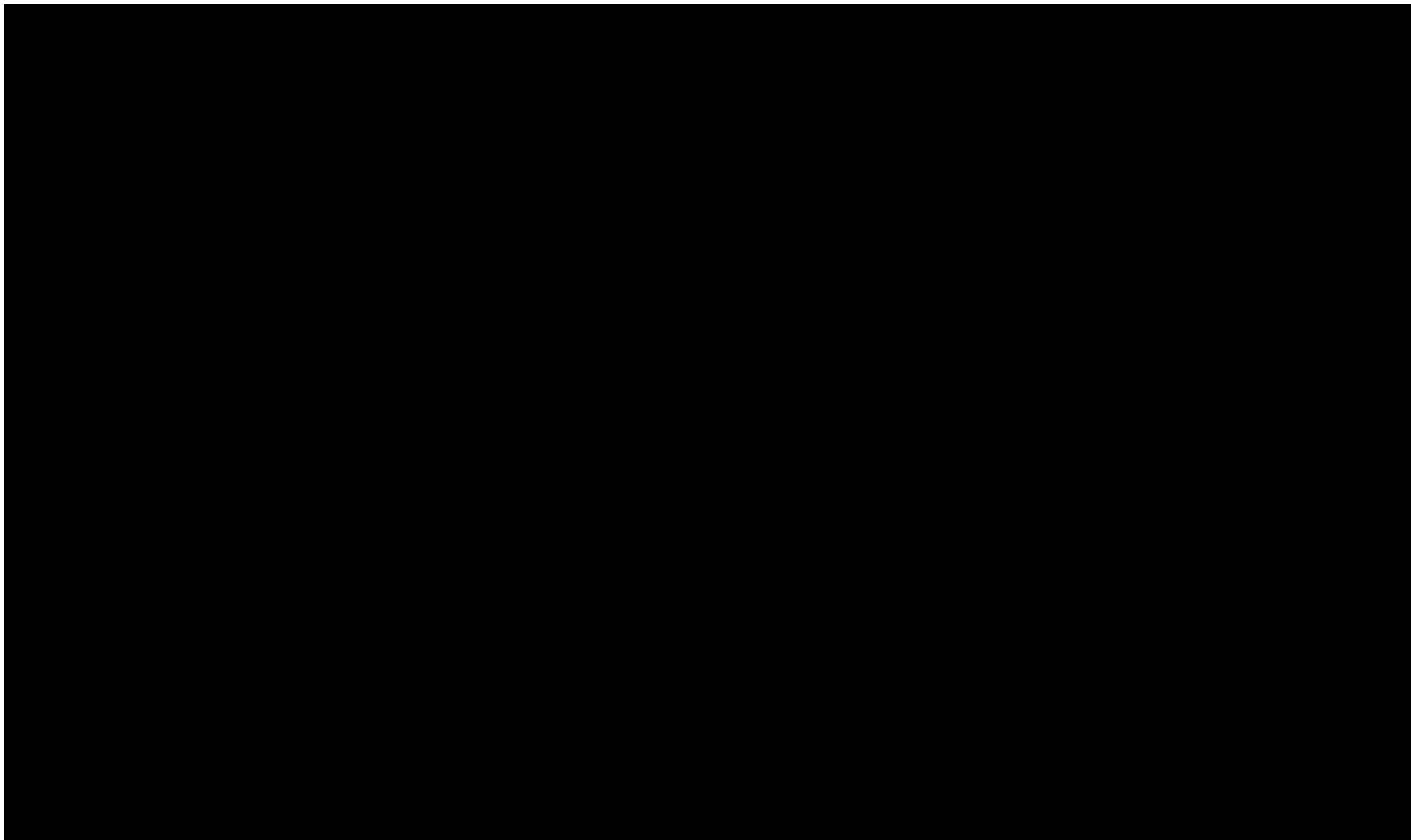
28. Политику ■ "■" в области охраны труда, энергоэффективности, промышленной и экологической безопасности.

29. И-75.200.00-ВСМН-235-19 «Инструкция о порядке управления технологическим участком «Талакан-Сковородино» магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (пуск, перевод с одного режима работы на другой, остановка)».

30. Производственные инструкции по видам работ.

31. Инструкции по пожарной безопасности.

Приложение Б. Технологическая схема 



Приложение В. Обзор характеристик основного оборудования ████████

N п/п	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности в соответствии с приложением 1 к Федеральному закону N 116-ФЗ	Наименование опасного вещества, тип; марка, модель (при наличии),	Проектные (эксплуатационные) характеристики технических устройств
1	2	3	4	5
1	Площадка МНС	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления	Насос центробежный магистральный HPDM 600-680-1D. Тех. №1 Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=11989 м ³ /час; напор: 375 м.
2	Площадка МНС	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления	Насос центробежный магистральный HPDM 600-680-1D. Тех. №2 Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=11989 м ³ /час; напор: 375 м.
3	Площадка МНС	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления	Насос центробежный магистральный HPDM 600-680-1D. Тех. №3 Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=11989 м ³ /час; напор: 375 м.

4	Площадка МНС	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления	Насос центробежный магистральный HPDM 600-680-1D. Тех. №4 Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=11989 м ³ /час; напор: 375 м.
5	Площадка МНС	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления	Технологические трубопроводы, труба стальная прямошовная. Наименование опасного вещества: нефть.	Ду 1220 мм – 2,00998км Ду 1020мм – 0,14859км
6	Площадка ██████████	Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа.	Воздухосборник. В-4-0,8-09Г2С-УХЛ1; рабочая среда – воздух.	Рабочее давление 0,8 МПа, объем 4,0 м ³
7	Площадка ██████████	Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа.	Воздухосборник. В-4-0,8-09Г2С-УХЛ1. рабочая среда – воздух.	Рабочее давление 0,8 МПа, объем 4,0 м ³
8	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар вертикальный стальной (для хранения топлива при топливо -заправочном пункте) РВС-200; тех. №1. Наименование опасного вещества: дизельное топливо.	Объем V=200 м ³
9	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные	Резервуар вертикальный стальной (для хранения топлива при топливозаправочном пункте)	Объем V=200 м ³

		самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	РВС-200; тех. №2. Наименование опасного вещества: дизельное топливо.	
10	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар горизонтальный стальной (для хранения топлива котельной УВТ-4). РГС-20; тех. №1. Наименование опасного вещества: нефть.	Объем V=20 м ³
11	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар горизонтальный стальной (для хранения топлива котельной УВТ-4). РГС-20; тех. №2. Наименование опасного вещества: нефть	Объем V=20 м ³
12	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№1Ф-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
13	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№1Ф-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа

		зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.		
14	Площадка [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№2Ф-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
15	Площадка [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№2Ф-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
16	Площадка [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№3Ф-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
17	Площадка [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№3Ф-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа

18	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-6,3-Др3,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
19	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-1200-10,0-Др5,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; тех.№ 3. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1200 PN 6,3 МПа
20	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№1М-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
21	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№1М-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
22	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества -	Задвижка шиберная УК 19101-	DN 1000 PN 10,0 МПа

		жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№2М-1. Наименование опасного вещества: нефть.	
23	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№2М-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
24	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№3М-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
25	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№3М-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
26	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также	Задвижка шиберная УК 19101- 1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см 2) ХЛ1; тех.№4М-1.	DN 1000 PN 10,0 МПа

		возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Наименование опасного вещества: нефть.	
27	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная УК 19101-1000DN1000Pn10,0МПа(100кгс/см ²) ХЛ1; тех.№4М-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 1000 PN 10,0 МПа
28	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Фильтр-грязеуловитель в блочном исполнении ФГГ-1200-6,3-8-С-Пр-О-Т-Б-ХЛ1; тех.№ Ф-1. Наименование опасного вещества: нефть.	Рабочее давление не более 6,3 МПа; внутренний объем 15,6 м ³
29	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Фильтр-грязеуловитель в блочном исполнении ФГГ-1200-6,3-8-С-Пр-О-Т-Б-ХЛ1; тех.№ Ф-2. Наименование опасного вещества: нефть	Рабочее давление не более 6,3 МПа; внутренний объем 15,6 м ³
30	Площадка ██████████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно	Фильтр-грязеуловитель в блочном исполнении ФГГ-1200-6,3-8-С-Пр-О-Т-Б-ХЛ1; тех.№ Ф-3. Наименование опасного вещества: нефть	Рабочее давление не более 6,3 МПа; внутренний объем 15,6 м ³

		гореть после его удаления.		
31	Площадка системы откачки утечек ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 40-2400-1200-3-С9-УХЛ1; тех. №1. Наименование опасного вещества: нефть.	Объем V=40 м ³
32	Площадка системы откачки утечек ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 40-2400-1200-3-С9-УХЛ1; тех. №2. Наименование опасного вещества: нефть.	Объем V=40 м ³
33	Площадка системы откачки утечек ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Емкость подземная горизонтальная (для сбора затворной жидкости) ЕП 16-2000-1-3; тех. № ЕП-16. Наименование опасного вещества: нефть.	Объем V=16 м ³
34	Площадка системы откачки утечек ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар горизонтальный стальной подземный (для сбора и хранения отработанного масла) РГС-8; тех. № ЕП-8. Наименование опасного вещества: отработанное масло ТНК Турбо 46.	Объем V=8 м ³
35	Площадка системы	Транспортирование опасных	Задвижка шиберная	DN 1200 PN 4,0 МПа

	защиты МН по давлению █████	веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	ЗШ-1200-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN1200 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1; тех. № 1. Наименование опасного вещества: нефть.	
36	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-1,6-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn1,6МПа (16кгс/см2) ХЛ1; тех. №5. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 1,6 МПа
37	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-300-4,0-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN300 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1; тех. №6. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 300 PN 4,0 МПа
38	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Система предохранительных устройств ПКПУ-400-4,0-3,13-Ф-СО-УХЛ4 DN400 Pn4,0МПа (40кгс/см2) УХЛ4; тех. №КПП1 Наименование опасного вещества: нефть.	DN 400 PN 4,0 МПа
39	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные	Система предохранительных устройств ПКПУ-400-4,0-3,13-Ф-СО-УХЛ4	DN 400 PN 4,0 МПа

		самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	DN400 Pn4,0МПа (40кгс/см2) УХЛ4; тех. №КПП2. Наименование опасного вещества: нефть.	
40	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Система предохранительных устройств ПКПУ-400-4,0-3,13-Ф-СО-УХЛ4 DN400 Pn4,0МПа (40кгс/см2) УХЛ4; тех. №КПП3. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 400 PN 4,0 МПа
41	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №3ПК-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 4,0 МПа
42	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №2ПК-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 4,0 МПа
43	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №1ПК-2. Наименование опасного вещества:	DN 500 PN 4,0 МПа

		зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	нефть.	
44	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №1ПК-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 4,0 МПа
45	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №3ПК-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 4,0 МПа
46	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-4,0-Др4,0-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №2ПК-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 4,0 МПа
47	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Насос погружной 12НА-9х4-Е-3510-А-ХЛ1; тех. № Н-1. Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=80 м ³ /час; напор: 43 м

48	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Насос погружной 12НА-9х4-Е-3510-А-ХЛ1; тех. № Н-2. Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=80 м ³ /час; напор: 43 м
49	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 12,5-2000-1300-А-С0-ХЛ1; тех. №5; Наименование опасного вещества: нефть.	Объем V=12,5 м ³
50	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Насос погружной 12НА9х4-Е-3200-А-ХЛ1; тех. № Н-3. Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=80 м ³ /час; напор: 43 м
51	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Агрегат электронасосный нефтяной подпорный вертикальный Sulzer VCRD 14x20x22В; тех. № ПНА №1. Наименование опасного вещества: нефть.	Ном. производит до Q=600м ³ /час; напор: 80 м
52	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества -	Агрегат электронасосный нефтяной подпорный	Ном. производит до Q=600м ³ /час;

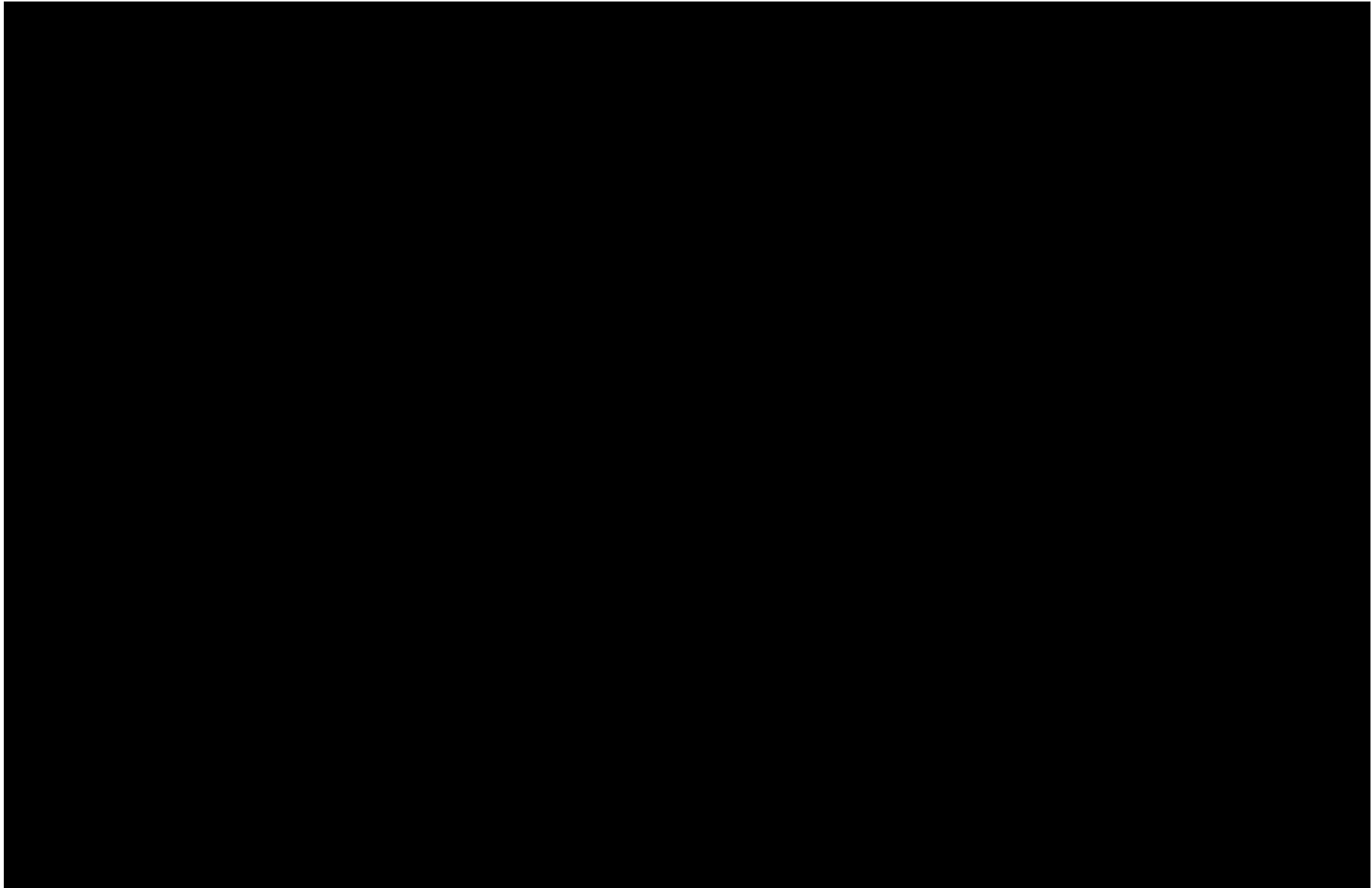
	давлению ██████	жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	вертикальный Sulzer VCRD 14x20x22B; тех. № ПНА №2. Наименование опасного вещества: нефть.	напор: 80 м
53	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-1,6-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn1,6МПа (16кгс/см2) ХЛ1 тех. №1П-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 1,6 МПа
54	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-500-1,6-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN500 Pn1,6МПа (16кгс/см2) ХЛ1 тех. №2П-1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 1,6 МПа
55	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-300-4,0-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN300 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №1П-2. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 300 PN 4,0 МПа
56	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также	Задвижка шиберная ЗШ-300-4,0-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN300 Pn4,0МПа (40кгс/см2) ХЛ1 тех. №2П-2.	DN 300 PN 4,0 МПа.

		возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Наименование опасного вещества: нефть.	
57	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Затвор обратный 3О-300-4,0-Б-Св-СО-ХЛ1; тех. №ОК-8. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 300 PN 4,0 МПа; год выпуска 2015; год ввода в эксплуатацию 2017.
58	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Затвор обратный 3О-300-4,0-Б-Св-СО-ХЛ1 Зав. №26, тех. № ОК-7. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 300 PN 4,0 МПа.
59	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Хранение опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар вертикальный стальной РВС-2000; тех. №1 Наименование опасного вещества: нефть.	V=2000 м ³
60	Площадка системы защиты МН по давлению █████	Хранение опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Резервуар вертикальный стальной РВС-2000; тех. №2 Наименование опасного вещества: нефть.	V=2000 м ³
61	Площадка системы	Транспортирование опасных	Задвижка шиберная	DN 350 PN 1,6 МПа.

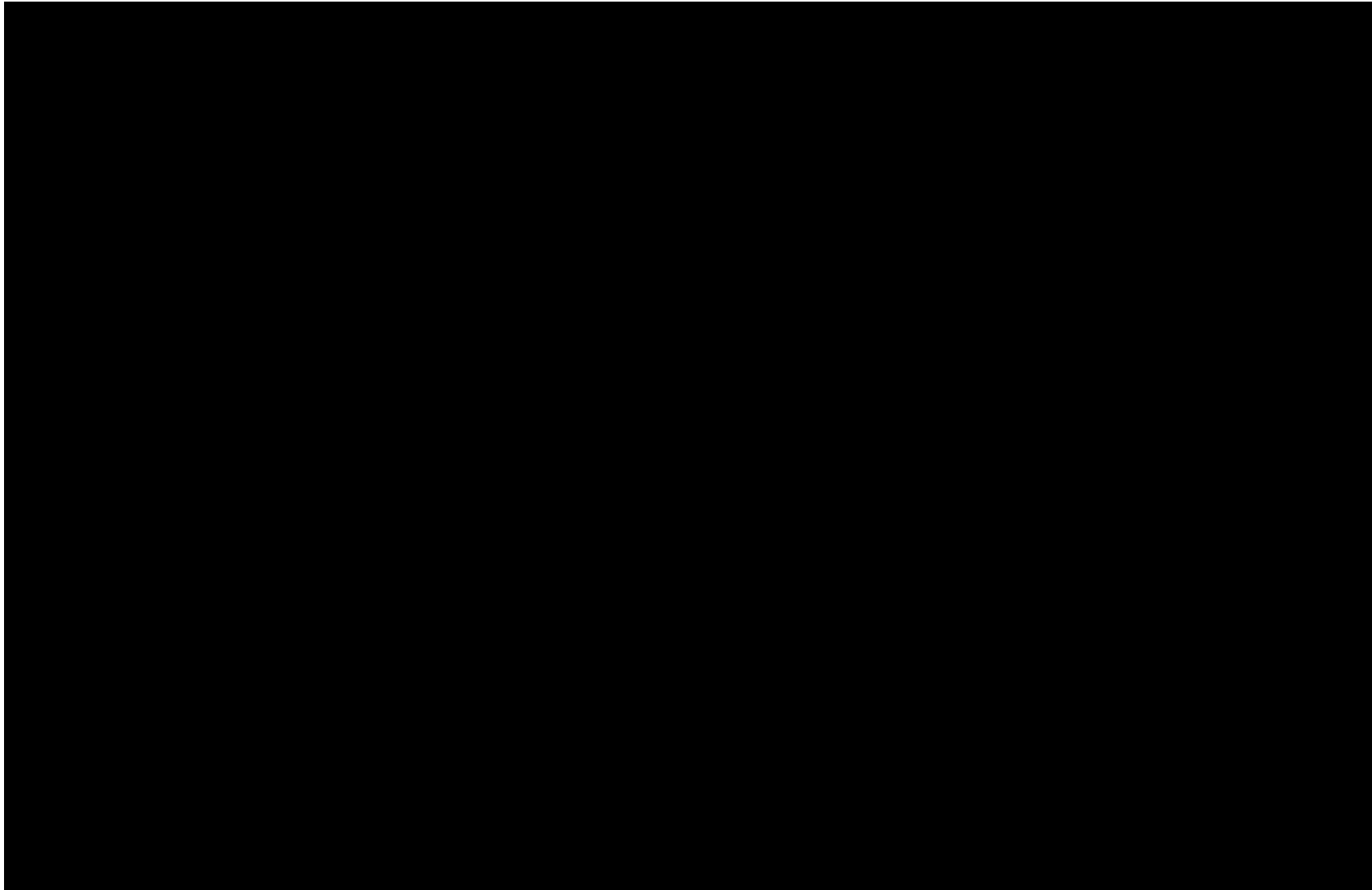
	защиты МН по давлению [REDACTED]	веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	ЗШ-350-1,6-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN350 Pn1,6МПа (16кгс/см2) ХЛ1 тех. №1Р. Наименование опасного вещества: нефть.	
62	Площадка системы защиты МН по давлению [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Задвижка шиберная ЗШ-350-1,6-Др1,6-Св-ЭП-СО-ХЛ1; DN350 Pn1,6МПа (16кгс/см2) ХЛ1 тех. №2Р. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 350 PN 1,6 МПа.
63	Площадка системы защиты МН по давлению [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Затвор обратный ЗО-700-1,6-Б-Св-СО-ХЛ14 тех. №ОК-10. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 700 PN 1,6 МПа.
64	Площадка системы защиты МН по давлению [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Затвор обратный ЗО-700-1,6-Б-Св-СО-ХЛ1 Зав. №38, тех. № ОК-9. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 700 PN 1,6 МПа.
65	Площадка системы защиты МН по давлению [REDACTED]	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные	Фильтр-решетка (ФР-500-1,6-СО-ХЛ1), тех. №ФР2. Наименование опасного вещества:	DN 500 PN 1,6 МПа.

		самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	нефть.	
66	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Фильтр-решетка (ФР-500-1,6-СО-ХЛ1), тех. №ФР1. Наименование опасного вещества: нефть.	DN 500 PN 1,6 МПа.
67	Площадка системы защиты МН по давлению ██████	Транспортирование опасных веществ: горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.	Технологические трубопроводы, вспомогательные трубопроводы труба стальная прямошовная. Наименование опасного вещества: нефть.	Ду 1220мм – 192,11м; Ду 1020 – 25м; Ду 720-2,8м; Ду 530-42,72м; Ду 426-58,56м; Ду 325-75,54м; Ду 159-2,33м; Ду 108 – 217,16м.

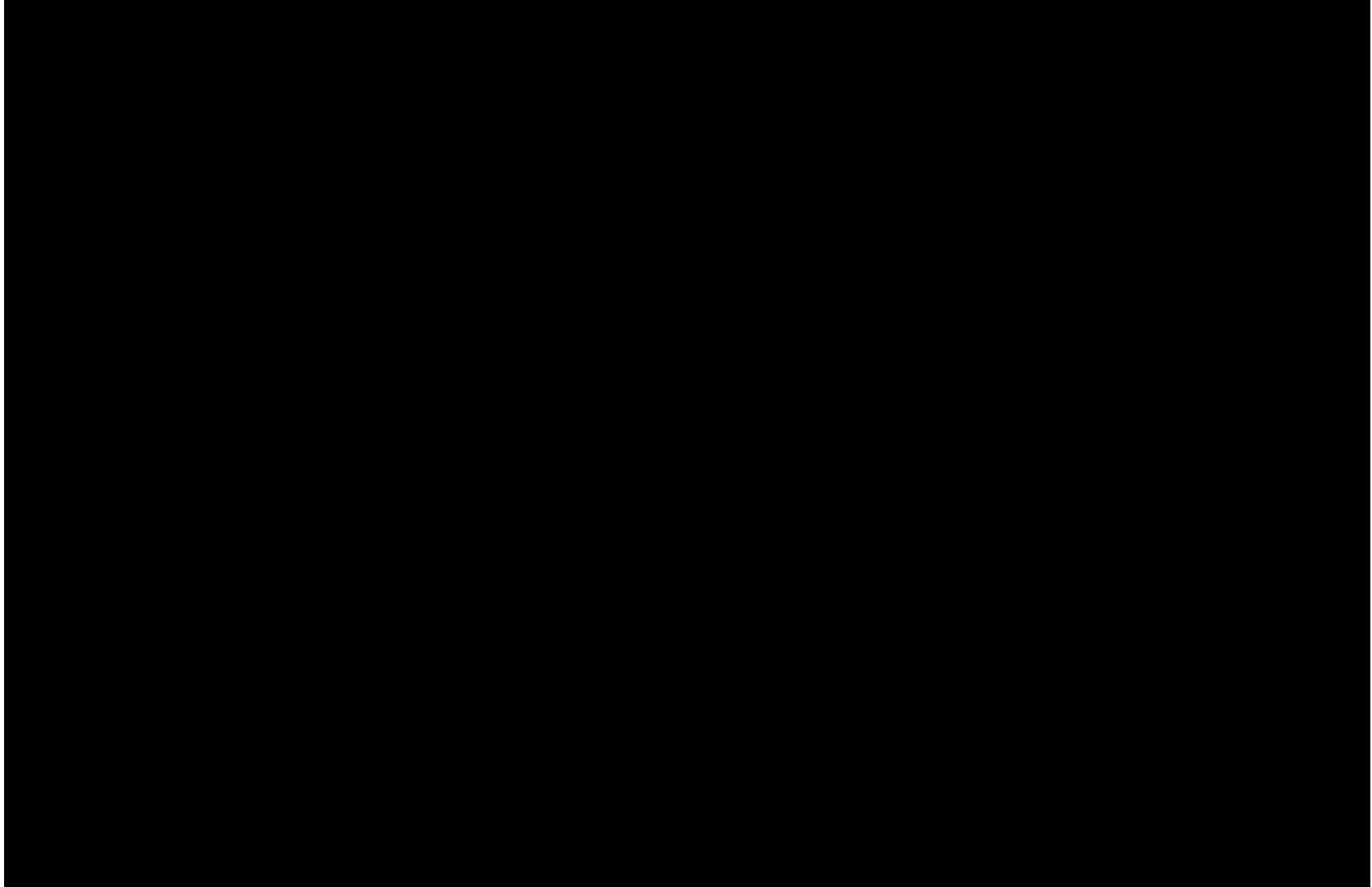
Приложение Г. Технологическая схема КПП СОД [REDACTED]



Приложение Д. Технологическая схема подводного перехода через [REDACTED]



Приложение Е. Схема автозаправочной станции



Приложение Ж. Расчеты по проверке прочности с учетом пластических деформаций при подземной прокладке

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

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H,$$

$$|-156,084| \leq 0,4808 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 460$$

$$|-156,084| \leq 175,52$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H;$$

$$244,6 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 460$$

$$244,6 \leq 365,079$$

Условие выполняется при растягивающих продольных напряжениях

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

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^H$, 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:

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2\rho}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H = 0,3 \cdot 244,6 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 50,6 - \frac{206000 \cdot 1,22}{2 \cdot 1220} = -156,08 \text{ МПа}$$

где ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м. Принимаем равным радиусу изгиба дна траншеи $\rho = R_{\text{доп}} \geq 1000 D_y$, таким образом $R_{\text{доп}} \geq 1220$ м.

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{PD_{\text{вн}}}{2\delta_H} = \frac{10 \cdot 1168}{2 \cdot 26} = 244,6 \text{ МПа}$$

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

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{244,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{244,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 460} = 0,4808$$

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

$$S \leq mN_{\text{кр}}$$

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.

$N_{\text{кр}}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода. $N_{\text{кр}}$ 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 осевое усилие в сечении трубопровода определяется по формуле

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{\text{кц}}^H + \alpha E \Delta t] F$$

$$S = [(0,5 - 0,3)244,6 + 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 50,6] \cdot 0,09 = 15,79 \text{ МН}$$

где F- площадь поперечного сечения трубы, м².

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2) = \frac{3,14}{4} (1,22^2 - 1,168^2) = 0,09 \text{ м}^2$$

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

$$N_{\text{кр}} = \frac{2\pi E \delta^2}{\sqrt{3(1 - \mu^2)}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 206000 \cdot 0,026^2}{\sqrt{3(1 - 0,3^2)}} = 450,99 \text{ МН}$$

$$15,79 \leq 0,75 \cdot 450,99$$

$$15,79 \leq 338,24$$

Условие $S \leq mN_{\text{кр}}$ выполняется

Находим осевой момент инерции:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (1,22^4 - 1,168^4) = 16,12 \cdot 10^{-3} (\text{м}^4)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{\text{св}} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,091 = 6721,49 \text{ (Н/м)}$$

где $n_{\text{св}}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость положения, равный 0,95;

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 $q_{\text{и}} = 672,1 \text{ Н/м}$

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

$$q_H = \rho_H \cdot g \cdot \frac{\pi D_H^2}{4} = 873,5 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,16^2}{4} = 9239,68 \text{ (Н/м)}$$

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

$$q_{\text{тр}} = q_m + q_u + q_H = 6721,49 + 672,1 + 9239,68 = 16633,31 \text{ Н/м}$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{zp} = \frac{2n_{\text{гр}}\gamma_{\text{гр}}D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_H} =$$

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{18}{2} \right) \right] + 16633,31}{3,14 \cdot 1,22}$$

$$= 21474 \text{ Па}$$

где $n_{\text{гр}}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8;

$\gamma_{\text{гр}}$ - 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;

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

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$P_0 = \pi D_H (C_{\text{гр}} + P_{zp} \cdot \text{tg} \phi_{\text{гр}}) = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (30000 + 21474 \cdot \text{tg} 18^\circ) = 141638 \text{ Па}$$

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

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{н}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{гр}}$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left(1 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 16633,31 = 35181 \text{ Н/м}$$

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

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}$$

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{(141638)^2 \cdot (35181)^4 \cdot (0,090131)^2 \cdot (206000 \cdot 10^6)^5 \cdot (16,122 \cdot 10^{-3})^3} \\ = 46,266 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Следовательно:

$$S \leq mN_{\text{кр}}^{(1)}$$

$$15,79 \leq 0,75 \cdot 46,266$$

$$15,79 \leq 34,699$$

Условие выполняется.

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

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2\sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J} = 2\sqrt{35 \cdot 1,22 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10,04 \cdot 10^{-3}} = 753,16 \text{ МН}$$

где k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии. Для глины тугопластичной принимается $k_0=35$ МН/м².

Следовательно:

$$m_0 N_{\text{кр}}^{(2)} = 0,75 \cdot 753,16 = 564,87 \text{ МН}$$

$$15,79 \leq 564,87$$

Условие $S \leq mN_{\text{кр}}$ 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:

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{R_{\beta} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} = \frac{1}{1220 \cdot \sqrt[3]{\frac{35181}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 16,12 \cdot 10^{-3}}}} = \frac{1}{1220 \cdot \sqrt[3]{10,59 \cdot 10^{-6}}} = 0,03732$$

где R_{β} - радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи. Минимальный радиус изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи, принимаем равным $R_{\beta}=1220$ м.

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{верт} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} = \frac{\sqrt{\frac{141638 \cdot 0,09013}{35181 \cdot 16,12 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{35181}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 16,12 \cdot 10^{-3}}}} = 216,019$$

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

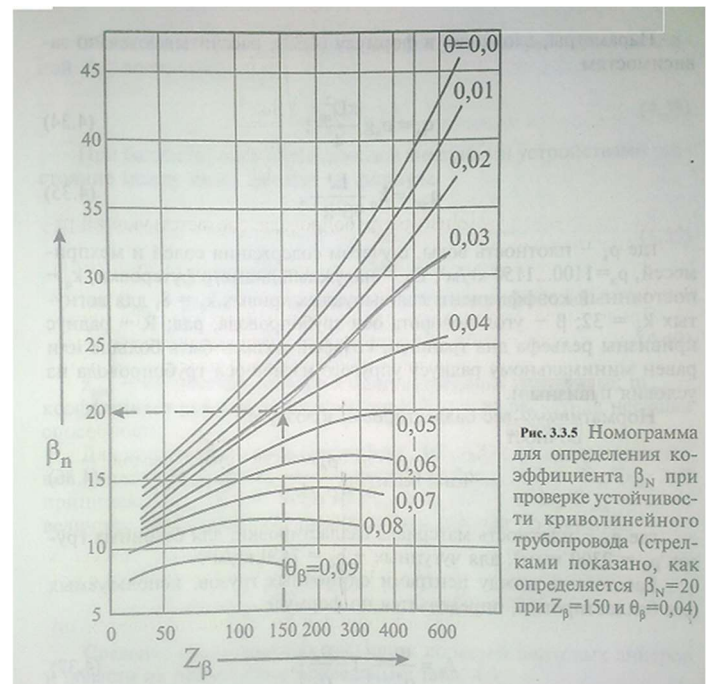
Вычислим критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{кр}^{(3)} = \beta_n \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 26 \cdot \sqrt[3]{35181^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 16,12 \cdot 10^{-3}} = 41,649 \cdot 10^6 H$$

$$m_0 N_{кр}^{(3)} = 0,75 \cdot 41,649 \cdot 10^6 = 31,237 \cdot 10^6 H$$

$$15,79 \leq 0,75 \cdot 41,649$$

$$15,79 \leq 31,237$$



Условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется.

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_{\beta} = 0,375 \cdot 35181 \cdot 1220 = 21,46 \cdot 10^6 \text{ H}$$

$$m_0 N_{кр}^{(4)} = 0,75 \cdot 21,46 \cdot 10^6 = 16,095 \cdot 10^6 \text{ H}$$

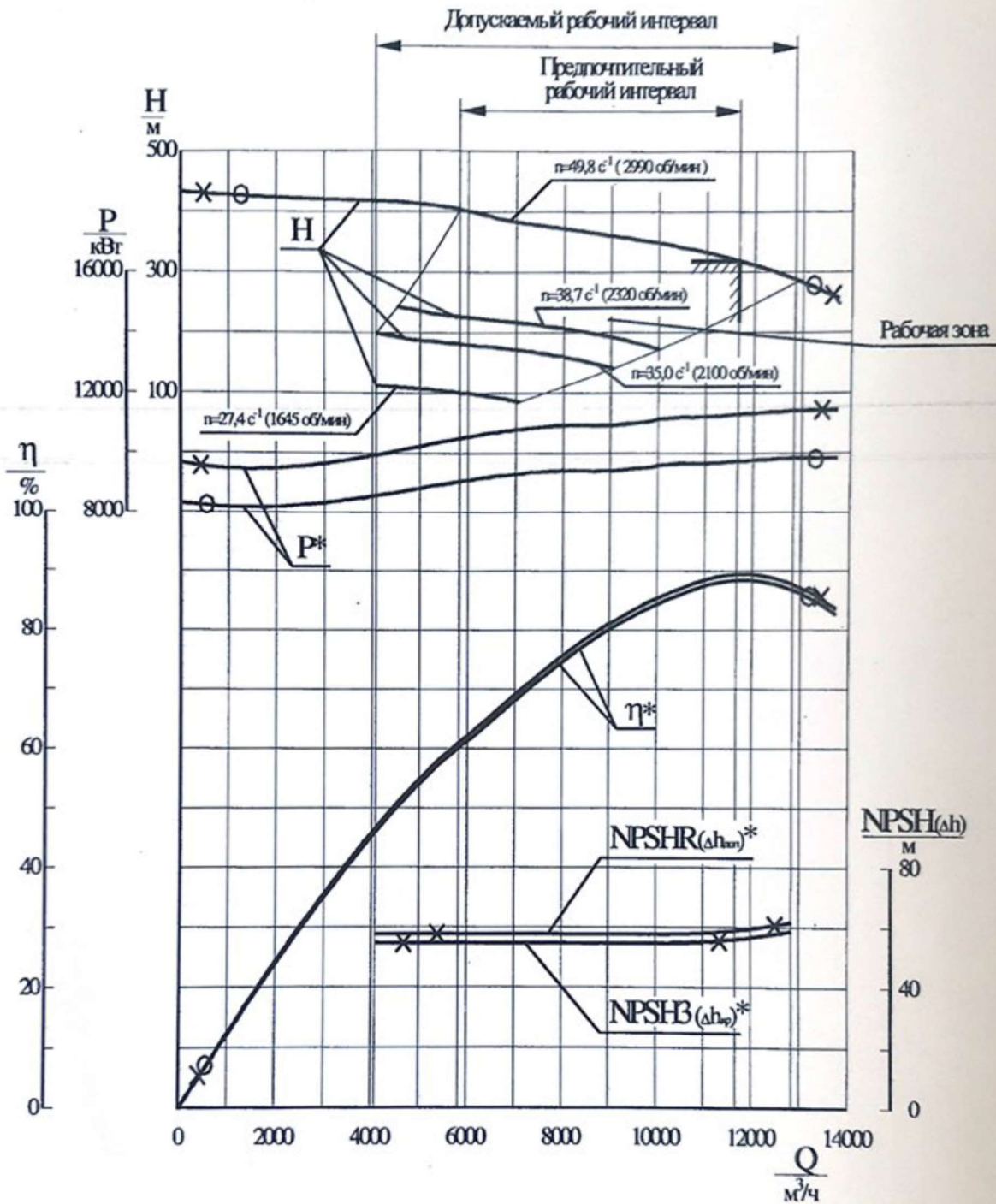
$$15,79 \leq 0,75 \cdot 21,46$$

$$15,79 \leq 16,095$$

Условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется.

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

Приложение 3. Q-N характеристика насоса



* P-Q, η -Q, NPSH(Δh)-Q приведены при $n=49,83 \text{ c}^1$ (2990 об/мин)

— X — вода: $\rho=998,2 \text{ кг/м}^3$; $\nu=1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

— O — нефть: $\rho=850 \text{ кг/м}^3$; $\nu=25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Приложение И. Требования безопасности при проведении работ

1. Требования безопасности при производстве погрузо-разгрузочных и транспортных работ.

Погрузо-разгрузочные работы проводятся с оформлением нарядов на работы повышенной опасности.

Строительные машины, транспортные средства, производственное оборудование, средства механизации, приспособления, ручные машины и инструмент должны соответствовать требованиям государственных стандартов по охране труда, а вновь приобретаемые – как правило, иметь сертификаты соответствия и протоколы испытаний.

Эксплуатация строительных машин должна осуществляться в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов.

Погрузо-разгрузочные работы следует выполнять механизированным способом при помощи грузоподъёмных машин и механизмов.

При необходимости поднимать и перемещать грузы вручную следует руководствоваться нормами, установленными действующим законодательством.

Площадки для погрузочных и разгрузочных работ должны быть спланированы с учётом стока поверхностных вод и иметь уклон не более 5°.

Эти площадки должны содержаться в чистоте и порядке, не загромождаться и не захламляться.

Грузоподъёмные машины, грузозахватные устройства, применяемые при выполнении погрузо-разгрузочных работ, должны удовлетворять требованиям государственных стандартов или технических условий на них.

К стропильным работам разрешается допускать только обученных и аттестованных стропальщиков.

Строповку грузов следует производить инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами. Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения поднимаемого груза.

Стропальщик обязан при выполнении погрузо-разгрузочных работ под роспись ознакомиться с технологическими картами.

Установка грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение груза при транспортировании и разгрузке.

При выполнении погрузо-разгрузочных работ не допускается строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

При загрузке транспортных средств следует учитывать, что верх перевозимого груза не должен превышать габариты высоты проездов под мостами, переходами и в тоннелях.

При погрузке и выгрузке грузов запрещается:

- находиться под стрелой с поднятым и перемещаемым грузом;
- поправлять стропы, на которых поднят груз.

Ответственный за погрузочно-разгрузочные работы обязан руководить и лично контролировать маневрирование автотранспорта на стационарных и временных площадках складирования материалов.

2. Меры безопасности при производстве сварочных, газорезательных и огневых работ.

Проведение огневых, газоопасных работ и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах МН, в том числе и в аварийных случаях, разрешается после оформления наряда-допуска¹¹.

При проведении огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности сторонними организациями на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах необходимо:

- издать совместный приказ ООО «XXXXXXXXXX» и привлекаемых подрядных организаций, в котором назначаются руководящие работники и ИТР эксплуатирующей организации, обязанные утверждать

¹¹ () Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и Атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101.

наряды-допуски, ответственные за организацию и безопасное производство работ, обязанные выдавать наряды-допуски и допускать к работам, ответственные за подготовку работ, а также специалисты подрядной организации, ответственные за проведение работ и лица, обязанные проводить анализ воздушной среды;

➤ начальнику структурного подразделения или лицу, его замещающему выдать наряд-допуск, провести подготовку объекта к проведению работ и допуск к работам;

➤ специалисты сторонней подрядной организации, ответственные за проведение работ по наряду-допуску, должны пройти проверку знаний правил и норм безопасности в комиссии филиала с участием представителя Ростехнадзора.

Назначение одного специалиста лицом, ответственным за подготовку или проведение работ, выполняемых одновременно по разным нарядам-допускам, а также исполнение других обязанностей, не связанных с выполнением работ по наряду-допуску запрещается.

Запрещается назначение лица, ответственного за подготовку к работам из числа специалистов другого структурного подразделения или подрядной организации.

Каждый рабочий может быть допущен к работе только после того, как прошёл:

- ✓ вводный инструктаж по охране труда;
- ✓ инструктаж по охране труда непосредственно на рабочем месте.

Члены монтажной бригады, а также операторы и подсобные рабочие должны быть обеспечены удобной, не стесняющей движений, спецобувью и спецодеждой, а также индивидуальными средствами защиты.

Сварочное оборудование должен быть в исправности, с своевременным техническим обслуживанием, применяемый на ОПО.

Передвижные электросварочные агрегаты должны быть надёжно заземлены.

Перед началом работы необходимо особо тщательно проверить целостность электроизоляции всех проводов.

Транспортировка газовых баллонов должна осуществляться с накрученными колпаками.

Совместная транспортировка кислородных баллонов и баллонов с горючими газами запрещается.

Запрещается нахождение людей в кузове автомашины при транспортировании баллонов.

Использование баллонов с истекшим сроком освидетельствования запрещается.

Расстояние от баллонов до источников открытого огня должно быть не менее 5 м.

Пользоваться редукторами, имеющими неисправные или с истекшим сроком поверки манометрами, запрещается.

Расстояние от сварочных кабелей до баллонов с кислородом должно быть не менее 0,5 м, до баллонов с горючими газами – не менее 1 м.

Общая длина рукавов для газовой резки должна быть не более 30 м, рукав должен состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой двухсторонними гофрированными ниппелями, закрепленных хомутами.

Рукава для газовой резки, редукторы, газовые горелки должны подвергаться периодическим испытаниям.

3. Меры безопасности при работе с электрическими машинами и ручным электроинструментом.

Работа электрических машин должна осуществляться при выполнении следующих требований:

- проверка комплектности и надёжности крепления деталей, исправности защитного кожуха, кабеля (рукава) должна осуществляться при каждой выдаче машины в работу;

- до начала работы следует проверять исправность выключателя и машины на холостом ходу;
- при перерывах в работе, по окончании работы, а также при смазке, очистке, смене рабочего инструмента и т.п. ручные машины должны быть выключены и отсоединены от электрической или воздухопроводящей сети;
- надзор за сменой рабочего оборудования, его смазкой, заточкой, ремонтом и исправлением, а также регулировку, смену частей или ремонт механизма следует поручать только специально выделенному для этого лицу.

Электрические машины должны соответствовать требованиям соответствующих государственных стандартов.

В соответствии с межотраслевыми правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей лица, допускаемые к управлению электрическими машинами, должны иметь I группу по электробезопасности, подтверждаемую ежегодно, и II группу при работе ручными электрическими машинами класса I в помещениях с повышенной опасностью¹².

Условия использования в работе электроинструмента и электрических машин различных классов устанавливаются межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей.

В соответствии с письмом [REDACTED] «[REDACTED]» №03-13/13128 от 27.07.2010г. применение электродрелей, шуруповертов и другого электроинструмента для сверления отверстий на всех объектах нефтепроводного транспорта запрещается¹³.

4. Требования безопасности при работе на высоте.

При работе на высоте должен оформляться наряд-допуск на работы повышенной опасности. Все работы выполнять в соответствии с требованиями

¹² () РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы», ВНИИСИТ, 1989 г

¹³ Письмо [REDACTED] «[REDACTED]» №03-13/13128 от 27.07.2010 г.

ПОТ РМ-012-2000 «Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте»¹⁴.

Леса и подмости высотой до 4 м допускаются в эксплуатацию только после их приемки производителем работ (бригадиром) или мастером и регистрации в журнале работ, а выше 4 м – после приёмки комиссией, назначенной руководителем ООО «XXXXXXXXXX», и оформления актом.

При приёмке лесов и подмостей должны быть проверены: наличие связей и креплений, обеспечивающих устойчивость, узлы крепления отдельных элементов, рабочие настилы и ограждения, вертикальность стоек, надёжность опорных площадок и заземление (для металлических лесов).

При выполнении работ с лесов высотой 6 м и более должно быть не менее двух настилов: рабочий (верхний) и защитный (нижний), а каждое рабочее место на лесах, примыкающих к зданию или сооружению, должно быть, кроме того, защищено сверху настилом, расположенным на расстоянии по высоте не более 2 м от рабочего настила.

Средства подмащивания в процессе эксплуатации должны осматриваться прорабом или мастером не реже чем через каждые 10 дней.

Дополнительному осмотру подлежат средства подмащивания после дождя, ветра, оттепели, которые могут повлиять на несущую способность основания под ними, а также на деформацию несущих её элементов.

¹⁴ Правила по охране труда при работе на высоте» (с изменениями на 17 июня 2015 года). Утверждены приказом Министерства социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 года N 155н.

Приложение К. Мероприятия по обеспечению экологической безопасности

1. Мероприятия по охране почвы.

Общими мероприятиями по охране почв при всех работах являются выполнение строительных работ, складирование и перемещение материалов и конструкций зданий и сооружений производить в границах участков, отведенных под строительство.

Передвижение транспортных средств производить по подготовленным дорогам, с соблюдением графиков перевозок, грузоподъемности транспортных средств.

Стоянка техники, ее ремонт и заправка ГСМ производятся в специально отведенных и оборудованных местах. Ликвидация разливов ГСМ выполняется снятием и удалением загрязненного грунта.

Выполнение защитно-укрепляющих мероприятий в соответствии с проектом.

2. Мероприятия по охране поверхностных вод.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия при проведении строительно-монтажных работ на подземные воды предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий:

- обязательное соблюдение границ участков, отводимых под строительство;
- запрещается проезд транспорта вне проездов и дорог;
- проводится гидравлическое испытание трубопровода/оборудования на прочность и герметичность после ввода его в эксплуатацию;
- после гидроиспытания технологических трубопроводов сброс воды осуществляется в промышленную канализацию;
- используется активная защита и изоляция труб;
- все монтажные сварные соединения подвергаются 100% контролю физическими методами: радиографированием, ультразвуком, ВИК;

– запрещается мойка и заправка машин и механизмов вне специально оборудованных мест. Специально оборудованные площадки размещаются за пределами водоохранной зоны водных объектов.

– рабочие места на площадке строительства оснащаются инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов.

Воздействие на водные ресурсы в период эксплуатации практически отсутствует. Все технологические трубопроводы имеют антикоррозионную защиту. Тем не менее, для исключения загрязнения нефтепродуктами поверхностных и подземных вод после завершения СМР проводятся мероприятия, направленные на охрану вод:

– обеспечивается контроль технического состояния трубопроводов.

Основным фактором техногенного воздействия на поверхностные водные объекты, является забор воды из р.Алдан..

Согласно второй части налогового кодекса РФ (Глава 25.2. Водный налог)¹⁵ такой вид пользования как забор воды из водного объекта облагается водным налогом.

По окончании строительно-монтажных работ временно занимаемая территория очищается от строительного мусора, неизрасходованных материалов и других загрязнителей.

Применяемые строительные материалы химически не агрессивны и соответствующими нормативными документами рекомендованы к использованию.

3. Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

Воздействие на атмосферный воздух происходит при производстве следующих работ:

- при работе транспортной, строительной техники;
- при проведении сварочных работ;
- при газовой резке металла;

¹⁵ () Налоговый кодекс РФ

- при работе дизельных электростанций;
- разгрузка и перемещение грунта;
- при нанесении лакокрасочных материалов на металлические конструкции.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при строительстве направлены на предупреждение загрязнения воздушного бассейна выбросами работающих машин и механизмов на территории проведения работ.

В непосредственной близости от площадки строительства нет населенных пунктов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ строительными машинами и механизмами являются в основном организационными, контролирующими топливный цикл и направленными на сокращение расхода топлива и снижение объема выбросов загрязняющих веществ.

К числу мероприятий, снижающих уровень негативного воздействия на окружающую среду выбросов вредных веществ в атмосферу, следует отнести следующее:

- приведение и поддержание технического состояния строительных машин и механизмов и автотранспортных средств, в соответствии с нормативными требованиями по выбросам вредных веществ;
- проведение технического осмотра и профилактических работ строительных машин, механизмов и автотранспорта, с контролем выхлопных газов ДВС для проверки токсичности не реже одного раза в год (плановый), а также после каждого ремонта и регулирования двигателей;
- недопущение к работе машин, не прошедших технический осмотр с контролем выхлопных газов ДВС;
- обеспечение оптимальных режимов работы, позволяющих снизить расход топлива на 10 -15 % и соответствующее уменьшение выбросов вредных веществ;

- осуществление заправки машин, механизмов и автотранспорта при обязательном оснащении топливозаправщиков специальными раздаточными пистолетами;

- подвозка и заправка всех транспортных средств горюче-смазочными материалами по «герметичным» схемам, исключающим попадание летучих компонентов в окружающую среду;

- осуществление экологического контроля по выполнению перечисленных пунктов.

Наиболее значительными воздействиями на атмосферу являются выбросы вредных веществ от стационарных (дизель-генераторы) и передвижных (строительная техника) источников.

4. Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир.

Для снижения и предотвращения отрицательных воздействий на растительность и животный мир в период строительства должны выполняться следующие природоохранные требования:

- производство строительно-монтажных работ должно быть строго ограничено площадями землеотвода;

- перемещение строительной техники допускается только в пределах специально отведенных дорог;

- проводить своевременную и тщательную ликвидацию порубочного материала, чтобы не создавать благоприятных условий для размножения вредителей леса;

- соблюдать правила противопожарной безопасности;

- исключить вероятность загрязнения горюче-смазочными материалами территории;

- предотвращение развития эрозионных процессов;

- строго регламентировать возможность содержания собак на строительных объектах и не допускать браконьерства;

- организация контроля группой специалистов за выполнением природоохранных мероприятий с момента начала строительства;

- не производить вырубку леса в конце апреля - начале мая, когда у большинства зверей появляется потомство.

В дополнение к охранному режиму, установленному для каждого охраняемого объекта, необходимо выполнить следующие организационные мероприятия, направленные на предотвращение отрицательного воздействия на природу. В контракты рабочих, обслуживающего персонала, ИТР и руководителей внести статью, запрещающую охоту, несанкционированную вырубку древесно-кустарниковой растительности, сбор дикоросов, а также посещение территории охраняемых объектов без производственной необходимости и разрешения руководства особо охраняемой природной территории.

Выполнение перечисленных мероприятий, а также проведение рекультивации участков, временных сооружений, позволит избежать отрицательного воздействия на природу и обитателей охраняемых территорий в период строительства.

5. Мероприятия по обращению с отходами.

Мероприятия по обращению с отходами направлены на предупреждение загрязнения территории проведения строительных работ и прилегающих участков отходами производства и потребления.

В ходе строительных работ предусматривается свести до минимума получение и накопление отходов за счет применения организационно-технических мероприятий и новых технологий.

Масла отработанные, образующиеся при техническом обслуживании строительной техники накапливаются на производственной базе, а затем вывозятся на специализированные предприятия.

Замена аккумуляторных батарей производится выездными бригадами по мере необходимости (выхода из строя или истечения гарантийного срока).

Хранение аккумуляторов производится в вентилируемом закрытом помещении на стеллаже с не слитым электролитом. Кислота перед утилизацией переливается в кислотостойкие пластмассовые канистры. Вывозятся на специализированное предприятие.

Обтирочные материалы накапливаются в металлических ящиках. Перед вывозом отхода на утилизацию обтирочные материалы помещаются в полиэтиленовые мешки.

Строительные отходы (железобетонные изделия, цемент, строительные растворы и др.), которые являются практически не опасными, предусматривается использовать для отсыпки и ремонта дорог и других строительных целях или собирать в бункеры и вывозить автотранспортом на санкционированные свалки для захоронения твердых отходов, с заключением договоров со специализированными предприятиями.

Отходы металлического лома (черный, цветной) накапливаются на площадке с твердым покрытием. Лом цветных металлов (кусковой и отходы кабеля и проводов) собираются в специально организованных местах. Отходы металлического лома подлежат реализации на базах «Вторчермета».

Отходы древесины по возможности используются, как дополнительный строительный материал или сжигаются.

При производстве работ предусматривается осуществление контроля за сбором, временным хранением и утилизацией отходов.

Рабочий персонал обучается и периодически инструктируется по вопросам сортировки отходов.

6. Общая характеристика мест размещения отходов и способов их утилизации.

Временное накопление и хранение отходов должно производиться на специально оборудованных площадках с твердым покрытием и эффективной защитой от ветра и атмосферных осадков.

Соблюдение правил техники безопасности и экологической безопасности при хранении отходов предусматривается следующим образом:

- отработанные люминесцентные ртутьсодержащие лампы хранятся в заводской упаковке на стеллаже в закрытом помещении;
- смет с территории собирается и хранится в металлическом контейнере.

Вывоз образующихся отходов на лицензированные специализированные предприятия по утилизации (переработке, обезвреживанию, захоронению) производится на договорной основе.

Периодичность вывоза отходов определяется классами опасности отходов, физико-химическими свойствами отходов, емкостью контейнеров для временного хранения отходов, нормами предельного накопления отходов, техникой безопасности, взрыво-, пожаробезопасностью отходов и грузоподъемностью транспортных средств, осуществляющих вывоз отходов.

В связи со значительной удалённостью объекта от объектов инфраструктуры, в том числе – полигонов ТБО и специализированных организации по утилизации отработанных ГСМ и ГСМ-содержащих отходов, на ████████ имеется специализированная установка по утилизации отходов типа «Формаж-2М».

Установка по утилизации отходов «Формаж-2М» предназначена для термической утилизации твердых бытовых и промышленных, в т.ч. нефтесодержащих отходов.

На установке могут быть утилизированы следующие виды отходов:

- отработанные фильтры;
- промасленная ветошь и опилки;
- отработанные сорбенты;
- бумажные изделия;
- нефтесодержащие отходы;
- другие горючие материалы.

Конструктивные особенности установки позволяют сжигать отходы калорийностью до 5500 ккал/час.

Установка «Форсаж-2М» может успешно применяться как при плановой периодической утилизации отходов, так и в процессе ликвидации последствий различных аварийных ситуаций. За счет высокой температуры горения (около 1100°C), в камере дожигания происходит полное разложение сложных органических соединений до простейших компонентов. Сводится к минимуму содержание загрязняющих веществ в отходящих газах. При этом в установке происходит практически полное сгорание отходов – остаток в виде золы составляет, в зависимости от состава отходов, 3–5% исходной массы отходов.

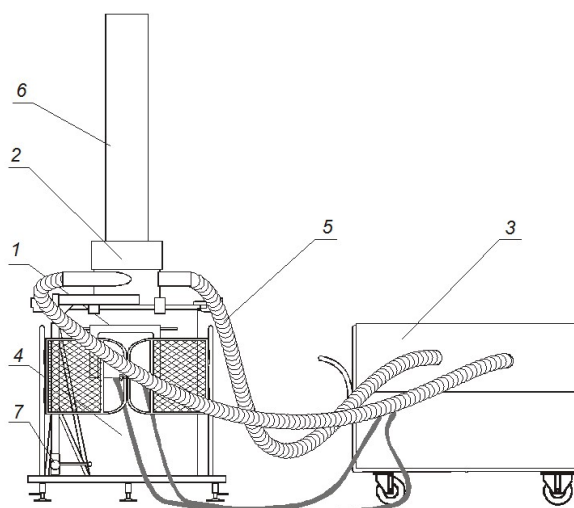


Рисунок 10. Общий вид установки «Форсаж-2М» в сборе: 1 - камера сжигания; 2 - крышка с камерой дожигания и трубой; 3 - пульт управления с ресиверными камерами, емкостью для топлива и топливоподводящими шлангами; 4 - горелка дизельная; 5 - рукава воздухопроводные; 6 – труба; 7- механизм подъема крышки

В установке не разрешается сжигать отходы, содержащие легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, растворители для красок), а также галогеносодержащие отходы и отходы, содержащие тяжелые металлы.

Установка «Форсаж-2М» может быть использована по назначению в любых климатических зонах при температуре не ниже -20°C .

Установка проста в обслуживании, ремонтнопригодна и обеспечивает срок службы до капитального ремонта в течение не менее 1500 часов.¹⁶

¹⁶ () Паспорт установки по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2М» по ТУ 3113-020-40443658-2004, Москва, 2003 г.