

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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»
Отделения нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.692.4.052-049.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мишуточкин В.В.		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А	д.э.н, профессор		10.01.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	—		10.02.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2022

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
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>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	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>
Р7	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>
Р8	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>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<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

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

28.02.2022 Брусник О.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Мишуточкин Владимир Викторович

Тема работы:

«Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№45-45/с от 14.02.2022

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: Резервуары вертикальные стальные цилиндрические ██████████; Давление насыщенных паров ██████████; Режим работы – непрерывный; Перекачиваемый продукт – нефть с высоким содержаниемасфальто-смолисто-парафиновых отложений; Рабочее давление – ██████████; Регион прокладки – восточно-сибирский, Красноярский край.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Произвести аналитический обзор конструктивных особенностей резервуаров для хранения товарной нефти. Найти наиболее общее конструктивное решение с целью безопасного хранения и перекачки жидкостных углеводородов. Провести анализ района строительства. Рассмотреть иные технологии строительства резервуаров. Провести технологические расчеты [REDACTED] со стандартной крышей. Обеспечить требуемые безопасные технологии на стадии сооружения резервуара на стадии многолетних мерзлых грунтах. Оценить финансовую актуальность данной темы и социальную составляющую данного вопроса. Сделать заключение и выводы по работе и рекомендации указанного технического объекта.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Факторы, влияющие на образование АСПО 2. Влияние условий на оптимальность методов борьбы 3. Методы борьбы с АСПО 4. Требования к технологическим свойствам химических реагентов 5. Обобщенная гидравлическая схема системы дозирования 6. Схема нефтесборных трубопроводов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов М.А. профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Мезенцева И. Л, старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мишуточкин Владимир Викторович		28.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Мишуточкину Владимиру Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1.. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2.. <i>Матрица SWOT</i> 3.. <i>Временные показатели проведения научного исследования</i> 4.. <i>График проведения и бюджет НИИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.э.н.		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мишуточкин Владимир Викторович		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7А		Мишуточкин Владимир Викторович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> является техника и технология строительства резервуаров, предназначенных для хранения нефти</p> <p><i>Область применения:</i> промышленные и магистральные нефтепроводы и их объекты</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия или промышленная площадка нефтегазового объекта.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1 экскаватор, 2 бульдозера с рыхлителем, 1 самосвал, 2 трактора, 2 сварочный пост передвижной, 1 передвижная насосная установка, 1 трубоукладчик, 2 автомобиль повышенной проходимости, 1 вакуум-бочка, 10 вагон-дом передвижной, 2 вагон-склад, 5 мобильная радиостанция.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> проведение строительных работ</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ EN 894-1-2012. Безопасность машин. Эргономические требования к оформлению индикаторов и органов управления. Часть 1. Общие руководящие принципы при взаимодействии оператора с индикаторами и органами управления.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поражение электрическим током; – Короткое замыкание; – Статическое электричество; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;

	<p>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части;</p> <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Неудовлетворительный микроклимат рабочей зоны; 2. Недостаточное освещение; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенная вибрация; <p>Психофизические факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Умственное переутомление; 6. Эмоциональное переутомление; 7. Монотонность труда. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, комплекс мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), противозумные наушники, предупредительные знаки и сигналы при работе оборудования, наличие ограждений, соблюдение правил безопасности.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение атмосферного воздуха и неблагоприятное воздействие физических факторов, превышение ПДВ, ПДУ</p> <p>Воздействие на литосферу: бытовые отходы, шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти</p> <p>Воздействие на гидросферу: шламосодержащие стоки производственных сточных вод</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы углеводородов C1-C10.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: Природные ЧС (наводнения, ураган, и тд); Техногенные ЧС (отказ систем обеспечения безопасности, пожар и тд)</p> <hr/> <p>Наиболее типичная ЧС: Пожар и взрывы</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Мишуточкин Владимир Викторович		28.02.2022

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:	06.06.2022 г
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
08.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
15.03.2022	<i>Характеристика района строительства</i>	5
26.03.2022	<i>Территория строительства и технические решения по организации строительства</i>	15
30.04.2022	<i>Выбор оптимальной технологии строительства резервуаров</i>	20
18.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
28.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
01.06.2022	<i>Заключение</i>	5
02.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Брусник О.В.	к.п.н		28.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 149 страниц, 22 рисунка, 37 таблиц, 32 источников литературы.

Ключевые слова: хранение нефти, резервуарный парк, строительство, резервуар, днище, стенка, крыша, трубопровод.

Объект исследования: является техника и технология строительства резервуаров, предназначенных для хранения нефти в районах вечномёрзлых грунтов.

Цель работы: выбор эффективной технологии безопасной организации хранения нефти в резервуарах вертикальных стальных на территориях нефтехранилищ.

Методология проведения работы: в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2016 были проведены прочностные расчеты резервуара вертикального стального объемом [REDACTED] на устойчивость, прочность, была рассчитана толщина стенки поясов. Были оценены технологические характеристики дыхательного клапана [REDACTED] согласно 6.5.5.3 ГОСТ 31385-2016 был произведен расчет, согласно полученным данным подобран подходящий по характеристикам воздушный клапан

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин В.В.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>10</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

В процессе исследования проведен: литературный обзор, дана общая характеристика объекта и района строительства. Также рассмотрены основные технические решения по обеспечению строительства и методы производства основных работ. Кроме того, рассмотрены вопросы производственной, экологической безопасности и охраны труда, проведены технологические расчеты, рассмотрены основные экономические показатели.

Область применения: Нефтехранилища резервуарных парков магистрального нефтепровода.

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

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе были применены следующие термины и определениями:

Резервуар: это стационарный или передвижной сосуд, используемый для хранения нефти или нефтепродуктов.

Сваи: стержневые элементы, погружаемые в грунт для передачи нагрузки от сооружений на основание.

Резервуарный парк: это группа разных типов или однотипных резервуаров.

Промысловый трубопровод: трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

Магистральный нефтепровод: предназначен для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ).

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков: включает использование по назначению, техническое обслуживание, диагностирование, текущий и капитальный ремонт.

Диагностика (обследование): комплекс работ по определению технического состояния резервуара.

Опасные условия эксплуатации: выявленные при эксплуатации резервуарного парка или проведении обследований оборудования и его частей, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварийных ситуаций либо утечки.

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

Пояс стенки резервуара: Цилиндрический участок стенки, состоящий из листов одной толщины. При этом высота пояса равна ширине одного листа.

Основание: Часть массива грунта, взаимодействующая с конструкцией сооружения, воспринимающая воздействия, передаваемые через фундамент и подземные части сооружения и передающие на сооружение техногенные и природные воздействия от внешних источников.

Окрайки днища резервуара: Утолщённые, по сравнению с центральной частью, листы, располагаемые по периметру днища в зоне опирания стенки.

Нормативный срок эксплуатации: устанавливаемый нормативными документами срок, в течение которого конструкция должна сохранять работоспособность, записанная в паспорте либо установленная нормативной документацией объекта.

«Большие дыхания»: потери нефти при заполнении резервуара нефтью с сопутствующим вытеснением паровоздушной смеси из газового пространства резервуара.

«Малые дыхания»: потери нефти от испарения при неподвижном хранении нефти в результате суточных изменений температуры и атмосферного давления

Испарение: переход нефтепродукта из жидкого в газообразное состояние при температуре меньшей, чем температура кипения, при данном давлении.

Сокращения

РВС – Резервуар вертикальный стальной

МН – Магистральный нефтепровод;

УВ – углеводороды;

УПН - Установки подготовки нефти

НПС - нефтеперкачивающая станция

КДС - клапан дыхательный с огнепреградителем

НПЗ - нефтеперкачивающий завод

ПДК - предельно-допустимая концентрация

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

НД – Нормативный документ

ГНПС – Головная нефтяная перекачивающая станция

НД - нормативный документ

СвЗ - свая бурозабивная

СвО - свая буроопускная

Нормативные ссылки

1. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
2. ГОСТ 27751 Надёжность стальных конструкций и оснований.
3. ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия»
4. ГОСТ Р 57991-2017 Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки
5. ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»
6. СНиП- II-7-81 Строительство в сейсмических районах
7. СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия
8. РД 23.020.00-КТН-079-09. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м
9. РД-25.160.00-КТН-034-11 Проведение сварочных работ при строительстве резервуаров в условиях низких температур. Производство и контроль качества работ.
10. СП 48.13330.2011 «Организация строительства»
11. СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ».

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

Оглавление

1	Теоретические основы строительства резервуарных парков	21
1.2	Классификация (РГС)	22
1.3	Вертикальные резервуары и их особенности.....	26
2.1	Основание резервуаров	30
2.2	Виды оснований для резервуаров	34
2.3	Системы для замораживания грунтов	40
2.4	Резервуары и резервуарные парки в условиях крайнего севера	44
3	Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	46
3.1	Климатическая характеристика района размещения	46
3.1.1	Температура воздуха	47
3.1.2	Снежный покров	51
3.1.3	Атмосферные явления	52
3.1.4	Ветер.....	53
3.1.5	Инженерно-геологические Условия	54
3.2	Общая характеристика головной нефтеперекачивающей станции	57
3.2.1	Технологическая схема нефтеперекачивающей станции	60
3.2.2	Особенности проектирования резервуаров нефтеперекачивающих станций в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов	63
3.3	Характеристика нефти, поступающей на хранение в резервуарных парк нефтеперекачивающей станции	67
3.4	Технологические операции на нефтеперекачивающей станции	68
3.4.1	Прием и учет нефти	68
3.4.2	Запуск очистных разделительных и диагностических устройств	69
3.4.3	Производственные операции. Наполнение, опорожнение и зачистка резервуаров	72
3.4.4	Подкачка и сброс нефти	74
4	Виды потерь при технологических процессах на ГНПС	75

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

4.1 Мероприятия по снижению потерь.....	78
4.2 Методы борьбы с потерями	82
4.3 Дыхательный клапан	86
5. Расчетная часть	90
5.1 Расчет стенки резервуара на устойчивость	90
5.2 Расчет ресурса стенки резервуара	94
5.3 Расчет дыхательных клапанов РВС 20000	96
5.4 Расчет малых дыханий резервуара.....	99
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	106
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения ..	106
6.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	108
6.1.2 SWOT-анализ.....	111
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	114
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	114
6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	115
6.2.3 Бюджет научно-технического исследования	119
6.2.4 Основная заработная плата исполнителей темы	122
6.2.5 Накладные расходы	124
7. Социальная ответственность	129
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	130
7.2 Производственная безопасность	131
7.3 Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов	132
7.3.1 Неудовлетворительный микроклимат рабочей зоны	132
7.3.2 Недостаточное освещение.....	133
7.3.3 Повышенный уровень шума	134
7.3.4 Повышенный уровень вибрации	135

7.3.5 Эмоциональное переутомление.....	136
7.3.6 Монотонность труда	136
7.3.7 Поражение электрическим током.	136
7.3.8 Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	137
7.3.9 Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	138
7.4 Экологическая безопасность	138
7.4.1 Защита селитебной зоны	138
7.4.2 Защита атмосферы	139
7.4.3 Защита гидросферы	139
7.4.4 Защиты литосферы	139
7.5 Безопасность в ЧС.....	140
Заключение	143
Список использованной литературы	145

Введение

Актуальность. Резервуары и резервуарные парки в системе трубопроводного транспорта занимают неотъемлемую часть всей системы трубопроводного транспорта.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов являются объектами повышенной экологической опасности, поскольку они работают в напряженно-деформированном состоянии, которое обусловлено одновременным действием гидростатического давления хранимого нефтепродукта, чередующимися: избыточным давлением, значительным перепадом температуры, ветровой и снеговой нагрузками, неравномерными осадками, сейсмическими явлениями, определяется условиями опорожнения и заполнения и другими эксплуатационными факторами воздействия.

Важно понимать, что на территории расположения резервуаров находится одновременно большое количество нефти или нефтепродуктов, поэтому необходимо обеспечить устойчивое проектное положение опасных производственных объектов и не допустить их разрушения в процессе эксплуатации. Если происходит нарушение герметичности резервуаров, то помимо потерь ценных углеводородов, на плечи предприятия лягут дополнительные финансовые затраты, связанные с штрафными санкциями за нарушение экологических требований и затраты с ликвидационными мероприятиями образующихся последствий, вплоть до нарушения графиков поставки готовой товарной продукции.

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин В.В.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>18</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Исходя из этого, все работы, направленные на решение указанных проблем, являются актуальными, и тема ВКР «Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов» **актуальна.**

Цель выпускной квалификационной работы: выбор эффективной технологии безопасной организации хранения нефти в резервуарах вертикальных стальных на территориях нефтехранилищ.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

1. определить основные требования к резервуарам для хранения нефти на основе аналитического обзора их конструктивного исполнения;
2. провести технологический расчет резервуара вертикального стального объемом ██████████ для хранения нефти в условиях криолитозоны;
3. разработать техническое решение для обеспечения устойчивости эксплуатируемого резервуара на территории распространения ММГ;
4. определить объем потерь паров нефти через дыхательный клапан под влиянием изменений термобарических условий в летний период эксплуатации.

Объект исследования: Выбор оптимальной устойчивой технологии строительства резервуаров в условиях вечномёрзлых грунтов.

Предмет исследования: Резервуар стальной со стационарной крышей.

Практическая значимость: представленные расчеты являются типовыми расчетами, проводимыми на стадии проектирования сложных технических объектов.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Теоретические основы строительства резервуарных парков

Нефть хранят в резервуарах на промыслах, нефтеперекачивающих станциях, сырьевых парках нефтеперекачивающих станций или в резервуарных парках крупных экспортных нефтебаз. В этих местах находится большая часть нефти что влечет за собой большую экологическую опасность. Поэтому надежность конструкций резервуаров важна и должна строго контролироваться на всех этапах строительства.

Причиной, существенно влияющей на снижение уровня эксплуатационной надёжности резервуаров, является неравномерная осадка наружного контура днища. Большинство РВС построено на искусственных основаниях и фундаментах, но неточности проектных изысканий приводят к образованию неравномерной просадки основания резервуаров. В результате этого образуются трещины в основании трубопровода с разной степенью глубин

В связи с этим ведется разработка новых типов оснований и фундаментов, отвечающих всем требованиям безопасной, безаварийной эксплуатации в условиях нашей местности. Предварительные расчеты и соблюдение всех норм, правил при изготовлении стальных резервуаров [1].

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин</i>			<i>Теоретические основы строительства резервуаров</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>18</i>	<i>148</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Типы резервуаров

По типу резервуары делятся на вертикальные и горизонтальные.



Схема 1. Типы резервуаров

Горизонтальные стальные резервуары (РГС) - это емкости цилиндрического типа, которые не заменимы при длительном и кратковременном хранении и выдачи различных промышленных жидкостей от 1-го до 4-го класса опасности, нефтяных продуктов, горюче-смазочных веществ, масел, сырья с учетом того что их плотность не должна превышать $1\text{тн}/\text{м}^3$.

1.2 Классификация (РГС)

Резервуар горизонтальный стальной наземный (РГСН)- одностенные емкости цилиндрической формы с коническими и плоскими днищами. Для монтажа необходимы специальные стойки или опоры, приваренные к корпусу. Для технического обслуживания или ремонта в верхней части

предусмотрена горловина. В наземных конструкциях могут быть использованы ребра жесткости или дополнительные кольца, обеспечивающие сохранение геометрии.

- Максимальная плотность хранимого продукта — 1300 кг/м³;
- Температура эксплуатации не должна превышать плюс 90 °С, минимальный ее показатель – минус 65 °С;
- Давление в ёмкости с пологими коническими днищами — не более 0,05 МПа (0,5 кг/см²), в ёмкости с плоскими днищами — не более 0,04 МПа (0,4 кг/см²);
- Сейсмичность площадки строительства — определяется по [3]
- Толщина наземного резервуара — от 4-5 мм.

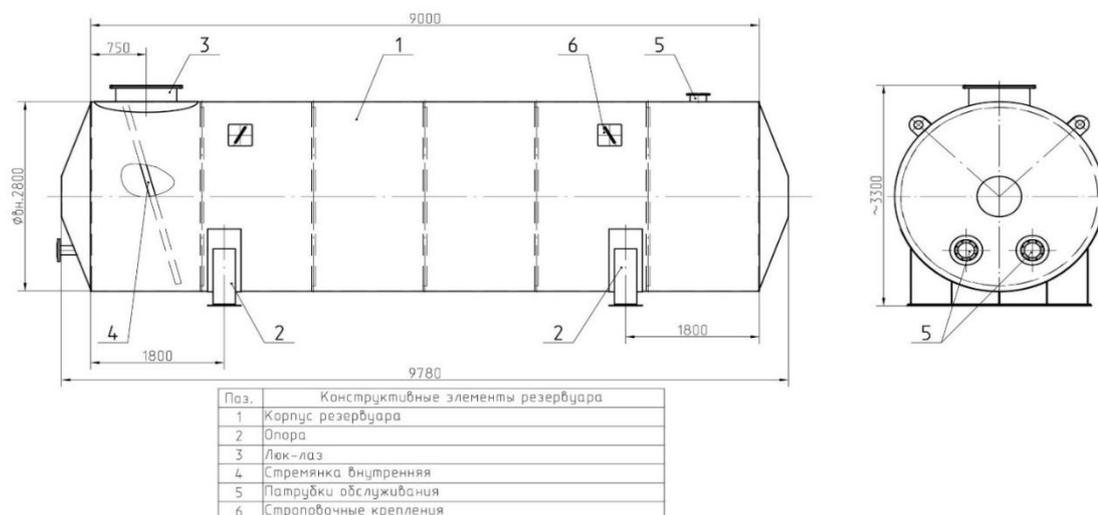


Рисунок 1 Резервуар горизонтальный стальной подземный РГСФ

Ёмкости горизонтальные цилиндрические изготавливают в соответствии с ГОСТ 17032-2010 [3], каждое изделие имеет сертификат и паспорт.

Изготавливаются из высококачественной стали марок 09Г2 и СтЗсп5. Основание состоит из железобетонной и металлической опор, замерного патрубка, люка штуцера- сигнализатора, дополнительным оборудуют согласно требованиям и условиям эксплуатации. Так же в зависимости от

требований применяется двухслойная обшивка РГСН. Минимальный срок эксплуатации 10 лет.

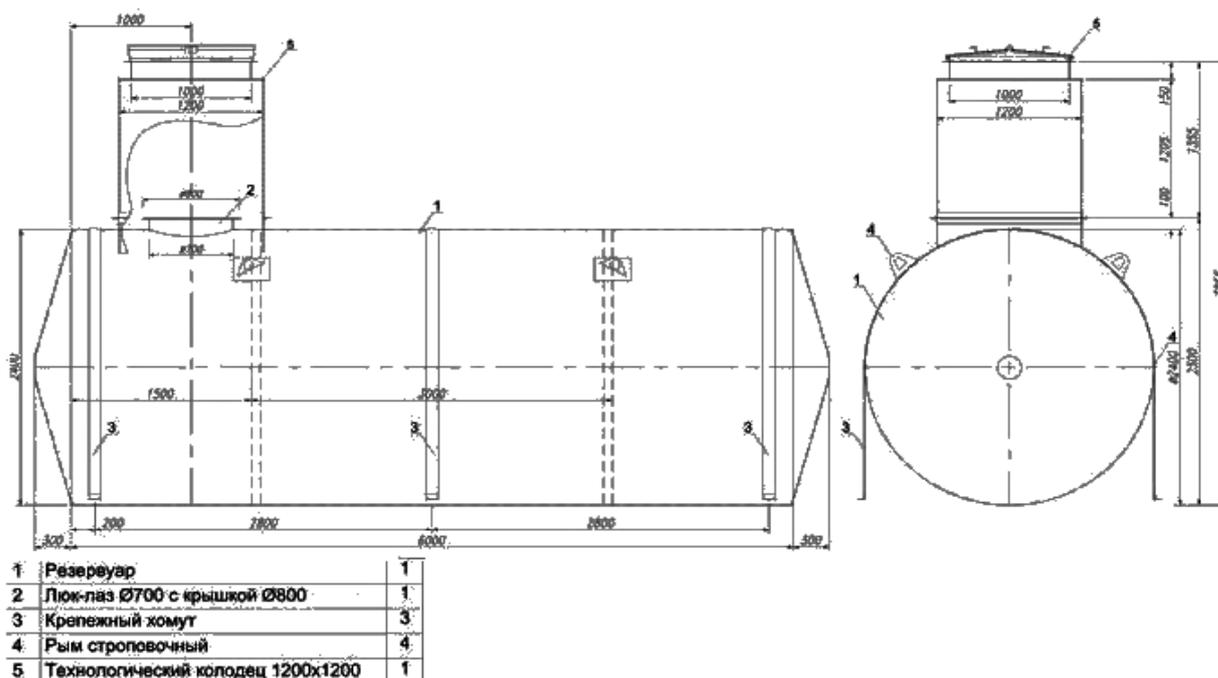


Рисунок 2 Резервуар горизонтальный стальной подземный РГСП

Подземные металлические резервуары обладают рядом преимуществ и конструктивных особенностей, что делает их востребованными в качестве емкостей для хранения жидкостей на предприятиях:

- топливного сектора и АЗС для заполнения смазочными материалами и топливом;
- в нефтепереработке для хранения нефтепродуктов, промежуточных сред ограниченной плотности, технологических жидкостей и производственных отходов;
- на общепромышленных предприятиях для хранения запасов технической, питьевой, пожарной воды и сходных с ней по плотности и свойствам веществ;
- на предприятиях и сельскохозяйственного сектора, фермах и на складах агрохолдингов для хранения и отпуска жидких удобрений и растворов для обработки продукции;

- в коммунальном хозяйстве и промышленности для сбора сточных вод

Распространенность подземных горизонтальных резервуаров типа РГСП объясняется возможностью создать защищенное от осадков и внешних воздействий грунтом хранилище, освободить производственные и складские площади от нагромождения конструкций, надежностью и выгодной с точки зрения заказчика ценой. С точки зрения конструкции резервуар для хранения нефтепродуктов горизонтальный подземный представляет собой стальную герметичную емкость с технологическими отверстиями, местами под установку оборудования для контроля, двумя стальными днищами и люком (колодцем) для доступа и заполнения.

Особые требования предъявляются к прочности конструкции, которая испытывает значительное давление грунта и может оказаться под воздействием грунтовых вод, промерзших слоев, стекающих с поверхности агрессивных составов.

Стандартом установлены показатели жесткости и прочности, превосходящие аналогичные параметры для наземных емкостей. Для придания конструкции достаточной прочности проектом предусматриваются внутренние ребра жесткости.

Порядок изготовления емкости РГСП предусматривает две технологии сборки. отличие между ними состоит в применении метода рулонирования (развертывания рулона стали с последующим приданием формы) или метода формирования стальных обечаек для последующего сваривания. При сборке резервуара РГСП методом рулонирования сначала свариваются ребра жесткости, после чего производится накатывание стального листа и сваривание стыков.

Конструкция может быть усилена распорками изнутри или кольцами снаружи. Материал изготовления резервуаров, эксплуатируемых при температуре до -40 – сталь СТЗ. Для более суровых условий применяется сталь 09Г2С.

1.3 Вертикальные резервуары и их особенности

Все общие правила проектирования и производства вертикальных цилиндрических стального резервуаров, которые должны обеспечить надежность (механическую безопасность) металлических конструкций в целях обеспечения надежности, механической безопасности и долговечности металлических конструкций прописаны в [1]

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары подразделяют:

- по вместимости - от 100 до 50000 м³;
- по расположению - наземные, подземные;
- по давлению в газовом пространстве
- без давления, с избыточным давлением до 0,002 МПа и повышенным давлением до 0,07 МПа;
- со стационарным покрытием и плавающей крышей.
- Наличие ливневых емкостей, отстойников, мест временного хранения стоков.

Стационарные покрытия вертикальных сварных резервуаров бывают конических, сферических и сфероидальных форм.

В сварных резервуарах используются соединения листов встык, нахлестку или частично встык. Клепаные стенки - внахлестку или внахлестку с накладками. Согласно условиям эксплуатации и виду хранящегося нефтепродукта, они могут иметь теплоизоляционные покрытия.

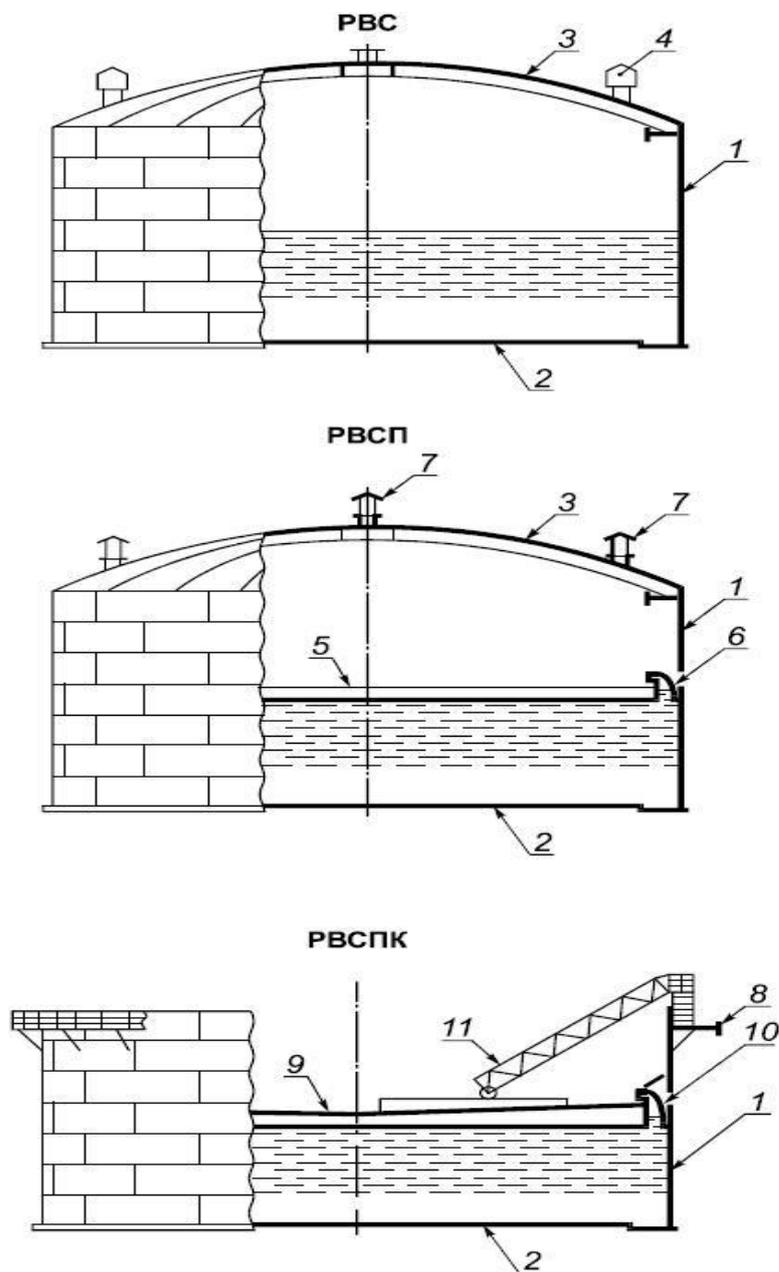


Рисунок 3 - Типы резервуаров

1 - стенка; 2 - днище; 3 - стационарная крыша; 4 - дыхательный клапан; 5 - понтон; 6 - уплотняющий затвор; 7 - вентиляционный проем; 8 - ветровое кольцо; 9 - плавающая крыша; 10 - уплотняющий затвор с погодозащитным козырьком; 11 – катучая лестница

Выбор типа резервуаров следует осуществлять в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2016 [1].

Вертикальные цилиндрические резервуары представляют собой емкость

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

с наличием одного или нескольких штуцеров и специальным люком. Они производятся из высокопрочной легированной стали и обладают высокой стойкостью к коррозии. В резервуарах могут быть разные подпорки, которые обеспечивают надежное крепление.

В зависимости от назначения на РВС следует установить следующее оборудование, соответствующее требованиям стандартов и обеспечивающее надежную эксплуатацию резервуаров. - вентиляционное оборудование;

- приемо-раздаточные патрубки;
- хлопушки;
- противопожарное оборудование;
- заземление;
- люки-лазы;
- люк световой;
- сифонный кран;
- пробоотборник секционный;

Количество и типы устройств, оборудование для хранения нефтепродуктов, размеры и комплектация должны соответствовать требованиям проектов в зависимости от хранимого топлива. Техническое оборудование приведено в таблице 1.

					<i>Теоретические основы строительства резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Таблица 1 – Технологическое оборудование для нормальной работы резервуара РВС 20000 м³, производительность закачки/выкачки нефти 1000-1500 м³ /ч.

Наименование оборудования	Марка оборудования	Количество, шт	Масса общая
Патрубки приемораздаточные	ППР-600	1	22,5
Хлопушка	ХП-600	1	7,5
Механизм управления хлопушкой	МУ-600	1	30
Пробоотборник секционный	ПСРП-17	1	136
Кран сифонный	КС-80	1	23
Люк световой	ЛС-600	4	114
Люк-лаз ЛЛ-600*900	ЛЛ-600*900	3	870
Генератор пены	ГПСС-2000	4	90
Люк замерный	ЛЗ-150	4	105
Патрубок зачистной	ПЗ-150	1	10
Клапан дыхательный.	КДС-1500/200	4	

					<i>Теоретические основы строительства резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

днищ (рулонизируемой или листовой) с кольцевыми крайками. Нахлесточные соединения днищ сваривают сплошным односторонним угловым швом только с верхней стороны. В зоне пересечения нахлесточных соединений днища с нижним поясом стенки должна быть образована ровная поверхность днища, как это показано на рисунке 7 [1].

А также стыковые соединения днища:

Двусторонние стыковые соединения применяют для сварки рулонизируемых полотнищ днищ или днищ листовой сборки, при монтаже которых возможна кантовка для сварки обратной стороны шва.

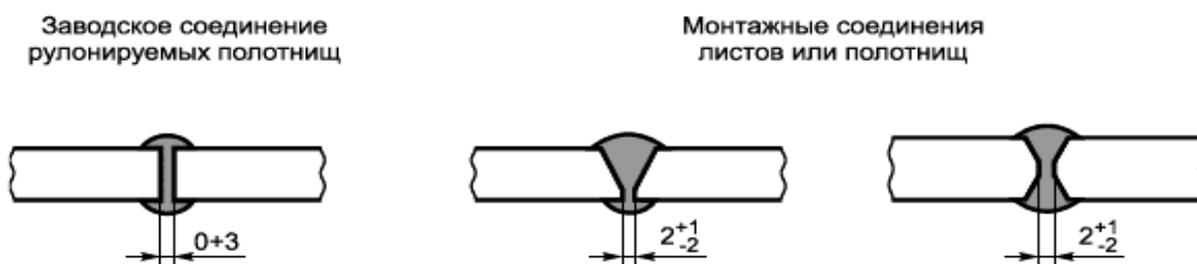


Рисунок 8 - Рекомендуемые виды вертикальных сварных соединений стенки

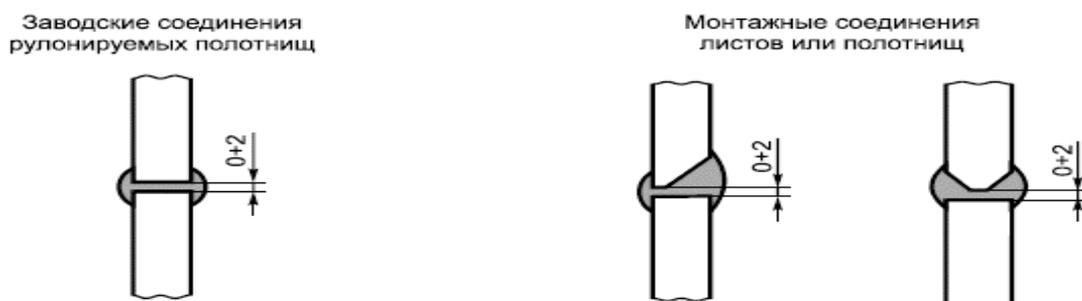


Рисунок 6 - Рекомендуемые виды горизонтальных сварных соединений стенки

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

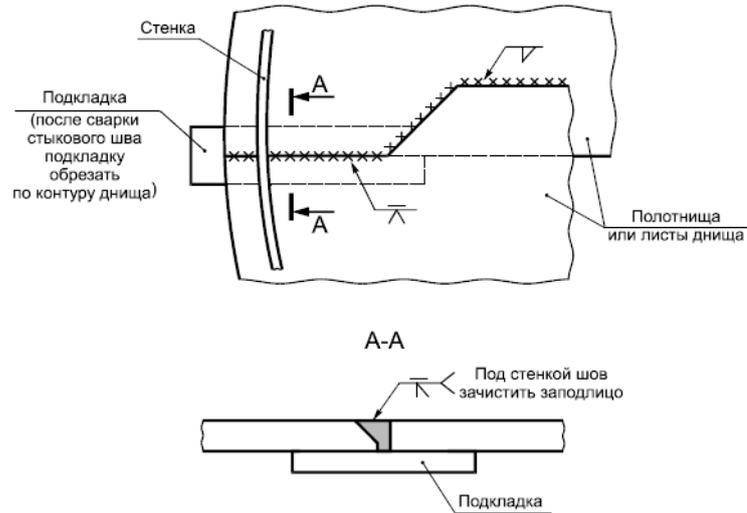


Рисунок 7 - Переход от нахлесточного к стыковому соединению полотнищ или листов дна в зоне опирания стенки

Односторонние стыковые соединения на остающейся подкладке применяют для соединения между собой кольцевых окраек, а также при листовской сборке центральной части днищ или днищ без окраек. Остающаяся подкладка должна иметь толщину не менее 4 мм и присоединяться прерывистым швом к одной из стыкуемых деталей. При выполнении стыкового соединения на остающейся подкладке без разделки кромок зазор между кромками стыкуемых листов толщиной до 6 мм должен быть не менее 4 мм; для стыкуемых листов толщиной более 6 мм - не менее 6 мм. При необходимости следует использовать металлические распорки для обеспечения требуемого зазора.

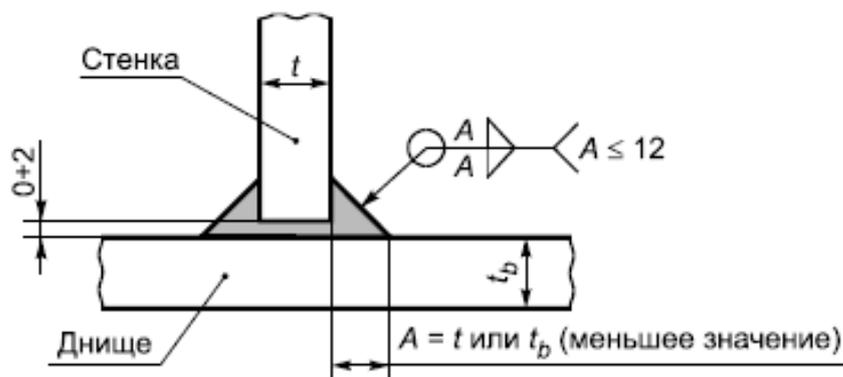


Рисунок 8 - Соединение стенки с днищем при толщинах листа стенки и листа дна 12 мм и менее

					Технология строительства резервуаров вертикальных стальных	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		32

Разработка оснований и фундаментов под резервуар является одним из самых важных этапов в процессе проектирования, строительства или реконструкции. От этого зависит его дальнейшая работоспособность, срок эксплуатации и многое другое. Следует заметить, что при эксплуатации под воздействием собственного веса резервуара, а особенно наполненного, основание может деформироваться (оседает, уплотняется), что может привести к нежелательным последствиям, нарушению геометрии и разрушению основания. Из-за этого возникает необходимость в строительстве фундамента.

Монтаж нового резервуара считается законченным при соблюдении следующих условий: Строительные элементы резервуара, основание и фундамент его выполнены в соответствии с типовым проектом;

Основание – это слой земли, имеющий достаточное количество несущих свойств для того чтобы выдержать нагрузку от возводимого резервуара. Делятся на естественные и искусственные. Для резервуаров 20000 м³ необходимо использовать листы бмм с учетом коррозии, а также допускает углубление к середине резервуара, с учетом усиленного основания под ним.

При проектировании проектов основания необходимо рассматривать все возможные ситуации для выбора строительства резервуара еще до его начала строительства так и во время строительства.

Общий срок службы резервуаров должен обеспечиваться выбором материала, учетом температурных, силовых и коррозионных воздействий, нормированием дефектов сварных соединений, оптимальных конструктивных решений металлоконструкций, оснований и фундаментов, допусками на изготовление и монтаж конструкций, способов защиты от коррозии и назначением регламента обслуживания.

К техническим решениям, обеспечивающим длительную безопасную эксплуатацию резервуаров применяют специальные конструкции, позволяющие проводить ТО и контроль его состояния. Для однотипных

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

резервуаров из одного парка, достаточно выборочно проводить технический осмотр одного из них, но не более 20 лет работающих в одинаковых условиях.

2.2 Виды оснований для резервуаров

Основания для резервуаров делаются на:

- Естественные
- Естественные с подсыпкой
- искусственные

Поверхностные основания под резервуары — это грунты, которые находятся под подошвой фундамента в их естественном залегании. Натуральные грунты под естественные основания должны обладать достаточным сопротивлением сжатию, а конкретно грунтам необходимо соответствовать следующие свойства:

- Малая и равномерно сжимаемость, то есть большая плотность, обеспечивает малую и равномерную осадку сооружения;

- Грунтовые, дождевые и т.д. воды не растворяются в воде.

На протяжении всего срока эксплуатации резервуара по мере уплотнения грунтов его основания происходит осадка фундаментов. Чтобы определить степень влияния осадок на сооружение, проводится расчет оснований и фундаментов. Построение основания резервуара состоит в расчете давлений на грунты под подошвой фундаментов и величин осадок грунтов основания, которые могут быть получены при этом давлении. Не допускайте слишком больших осадков, применяйте соответствующие меры с целью снижения напряжений и ограничения осадок до допустимых пределов. Первое возможно достичь уширением подошвы фундамента или переходом к искусственному основанию.

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Окружение естественного основания с подсыпкой - переходная конструкция между естественными и искусственными основаниями (естественное основание с песчаной или грунтовой почвенной смесью), которая выполняется в виде подушки на основании.



Рисунок 9. Основание с использованием насыпи РВС

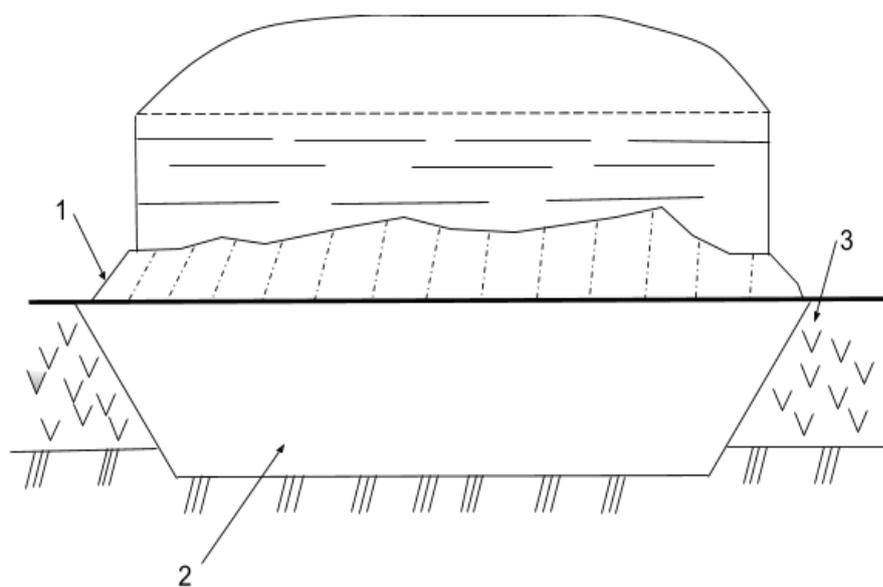


Рисунок 10. 1 - Щебеночная или песчаная насыпь, 2 - Песчаная подушка, 2 - Слабый грунт

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

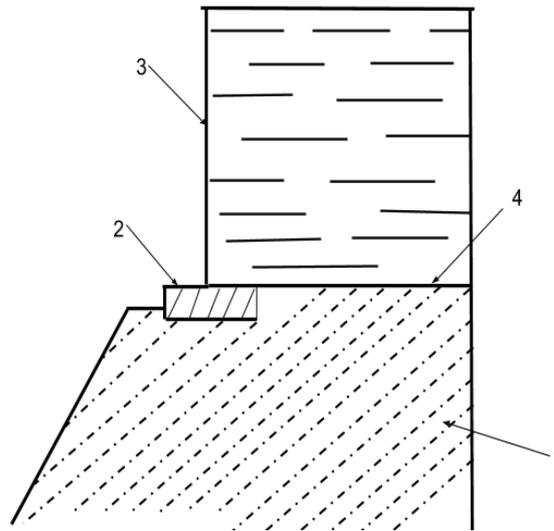


Рисунок 11. 1 - Щебеночная или песчаная насыпь, 2 - Железобетонное кольцо, 3- Стенка РВС, 4 - Днище РВС

Подсыпка на основание выполняет следующие функции:

- распределить давление от металлоконструкций резервуара на основание;
- осуществить дренаж днища;
- обеспечить антикоррозийную защиту днища.

Для подсыпки используют следующие материалы:

- уплотненный крупный песок;
- щебень;
- гравий;
- гравийно-песчаную смесь.

При строительстве в районах распространения многолетнемерзлых грунтов при использовании грунтов основания по принципу с сохранением грунтов в мерзлом состоянии в период строительства и эксплуатации предусматривают их защиту от воздействия положительных температур хранимого в резервуарах продукта. Это достигается устройством проветриваемого подполья («высокий ростверк») или применением

					Технология строительства резервуаров вертикальных стальных	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		36

теплоизоляционных материалов в сочетании с принудительным охлаждением грунтов – «термостабилизацией»

На свайных фундаментах концы свай заглубляются в малосжимаемые грунты, обеспечивая требования к предельным деформациям резервуаров. Поверхность может быть, как под всей площадью резервуара – «свайное поле», так и «кольцевой» - вокруг стенки резервуара. Если при использовании данных мероприятий существует вероятность превышения предельных деформаций основания или нецелесообразности их применения, предусматривают специальные устройства (компенсаторы) в узлах подключения трубопроводов, обеспечивающие прочность и надежность узлов при осадках резервуаров. На ГНПС может производиться подкачка нефтепродукта из других источников поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов.

Тип, размеры и число свай принимаются по общепринятым принципам. Ростверк может выполняться в различных вариантах. По верху ростверка для создания технологического уклона днища резервуара устраивается набетонка из тощего бетона. Верх бетонки обмазывается горячим битумом за два раза.

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

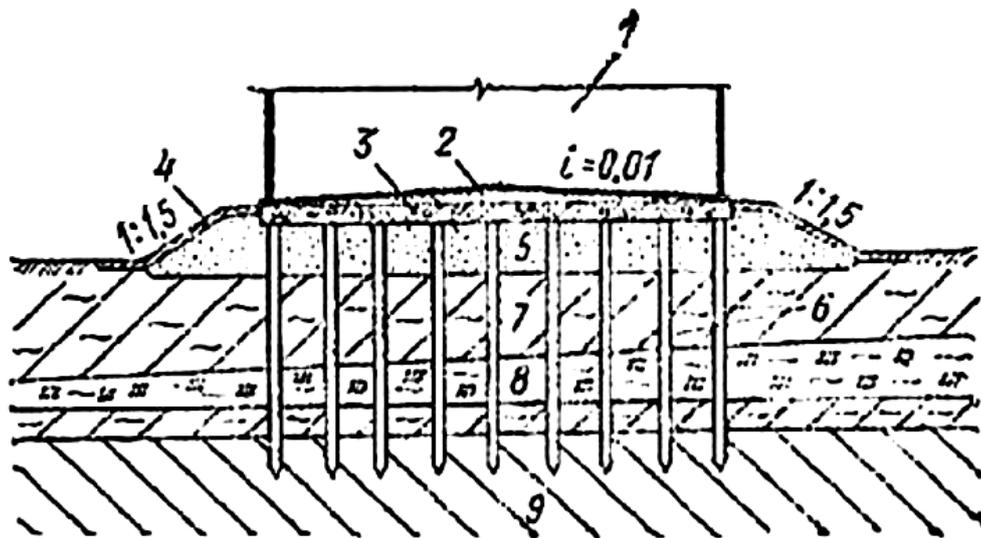


Рисунок 12. Резервуар на свайном фундаменте

1 — резервуар; 2 — набетонка из тощего бетона; 3 — железобетонный ростверк, 4 — отмостка; 5 — песчаная засыпка; 6 — железобетонные сваи; 7 — слабый слой грунта; 8 — торф; 9 — несущий слой грунта

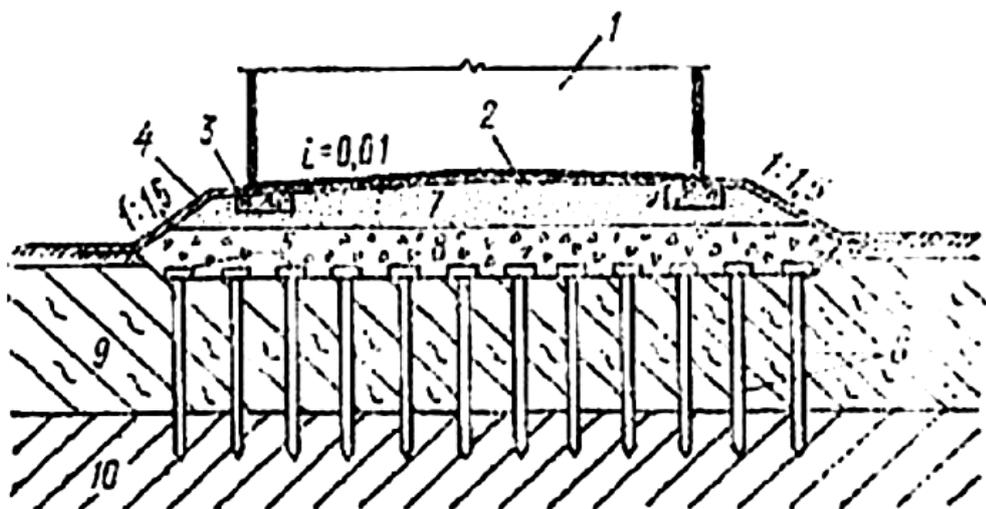


Рисунок. 13. Резервуар на свайном фундаменте с промежуточной подушкой

1 — резервуар; 2 — гидроизоляционный слой; 8 — кольцевой железобетонный фундамент; 4 — отмостка; 5 — железобетонные оголовки; 6 — забивные железобетонные сваи; 7 — песчаная подушка; 8 — щебеночная подушка; 9 — слабый слой грунта; 10 — несущий слой грунта

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

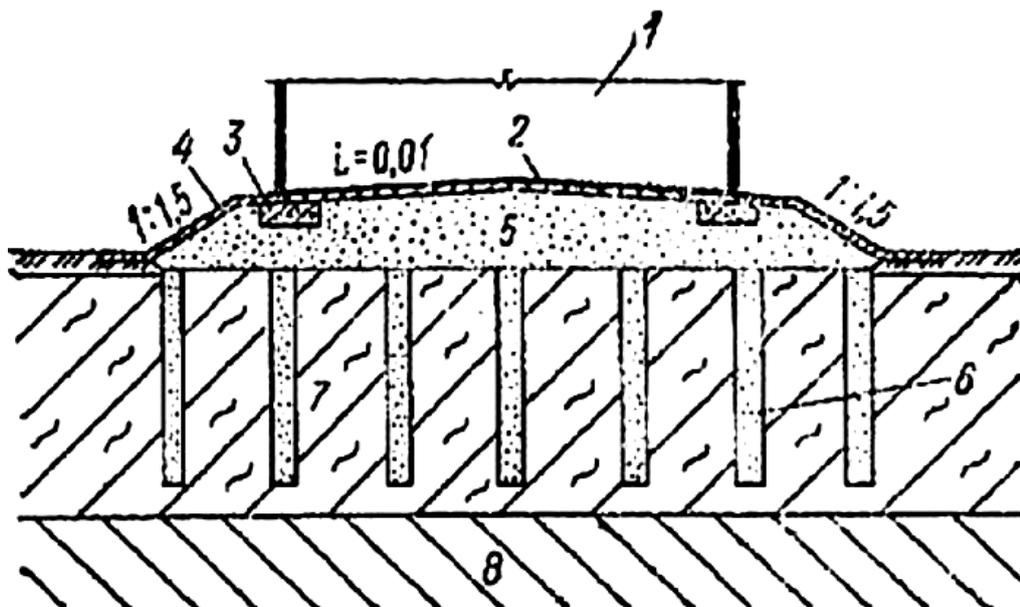


Рисунок 14. Резервуар на основании, уплотненного вертикальными дренами

1 — резервуар; 2 — гидроизоляционный слой; 3 — кольцевой железобетонный фундамент; 4 — отмостка; 5 — песчаная подушка; 6 — песчаные дрена; 7 — слабый слой грунта; 8 — несущий слой грунта

Стальные вертикальные резервуары принимаются в эксплуатацию согласно требованиям Указаний по изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и настоящей Инструкции 5.3.2. Продолжительность гидравлического испытания резервуаров определяется в зависимости от их емкости:

- для резервуаров вместимостью менее 5 тыс.м³ - 5 сут,
- тыс.м³ - 10 с
- 10 тыс.м³ - 20 сут,
- 20 тыс.м³ - 30 сут

При залегании под резервуаром слабых грунтов или при устройстве грунтовой насыпи заполнять резервуар водой (увеличивать нагрузку на основание) при гидравлическом испытании следует ступенями -0,25; 0,5; 0,25 и 1,0 вместимости резервуара. Испытания необходимо проводить только при

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

размороженных грунтах, а просадка не будет превышать допустимые результаты.

2.3 Системы для замораживания грунтов

В условиях крайнего севера, важно учесть, что прочные многолетнемерзлые грунта в случае потепления могут прийти в движение, что приведет к крайне трагичным последствиям. При строительстве в условиях крайнего севера необходимо учитывать много факторов, один из них, цикл климатического потепления и похолодания, которые повторяются в среднем каждые 30-35 лет. Климат топит верхние слои грунта влияя на несущие свойства фундамента. В некоторых случаях можно сократить количество свай или их глубину, а возможно и вовсе от ни отказаться. Для этого в строительстве применяется замораживание, и температурная стабилизация грунта которая обеспечивая необходимую температуру сохраняющую несущую способность фундамента.

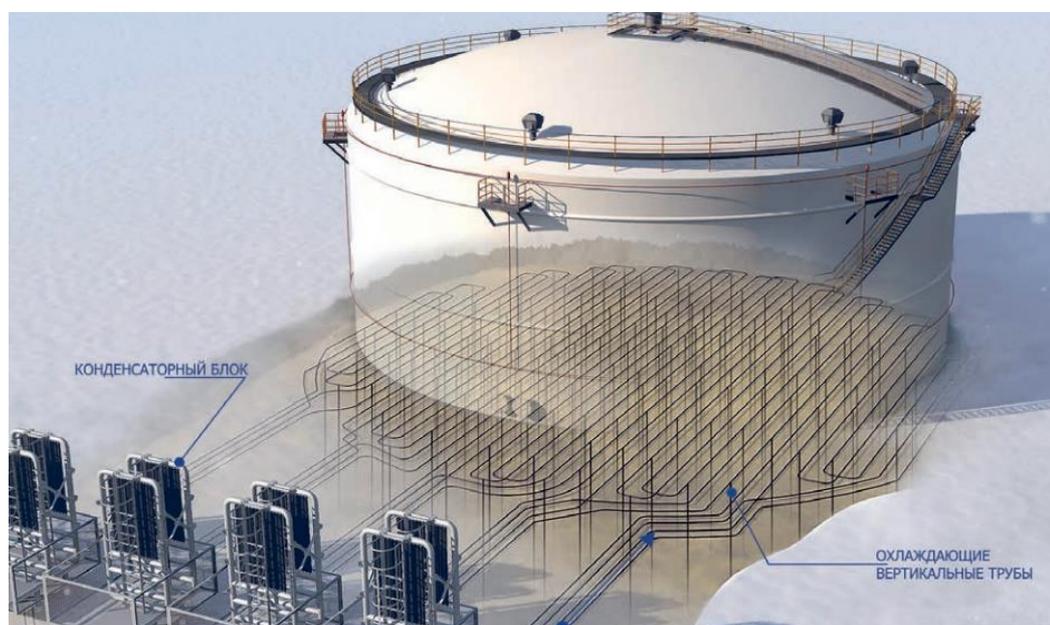


Рисунок 15. Вертикальная охлаждающая система

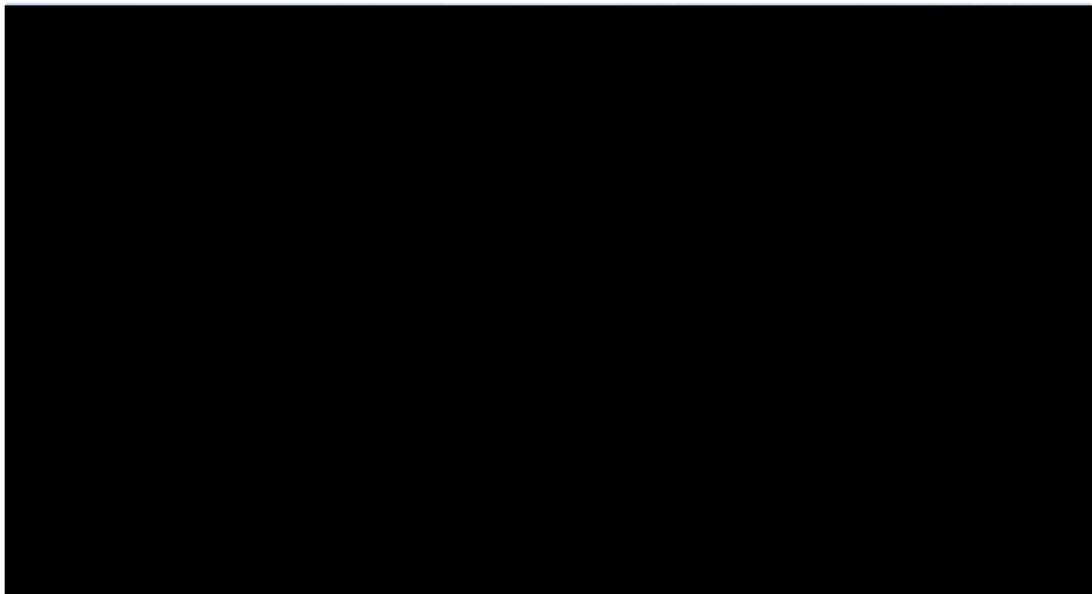


Рисунок 16. РВС 20000 м³ с системами охлаждения

Системы замораживания и температурной стабилизации грунтов состоят из подземных охлаждающих труб (горизонтальных или вертикальных), расположенных под сооружением, и надземного теплообменника, расположенного за пределами сооружения в месте, не препятствующем эксплуатации объекта. Для их работы не требуется электроэнергия и обслуживание, работают естественным образом, циркуляция хладагента происходит в зимний период за счет разности температур воздуха и грунта. Таким образом, системы аккумулируют холод наружного воздуха в основание сооружения в течение зимнего периода.

При проектировании охлаждаемого основания обязательно выполняется прогнозный расчет температуры грунта на весь период эксплуатации объекта, учитываются увеличение снежных заносов после строительства, потепление климата и влияние дополнительных отепляющих техногенных факторов. Такая технология уже применяется на многих крупных производственных объектах Бованенковском, Ванкорском, Харасавейском, Юбилейном, Ямбургском, Заполярном, Самбургском, ЮжноХыльчюуском и другие.

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

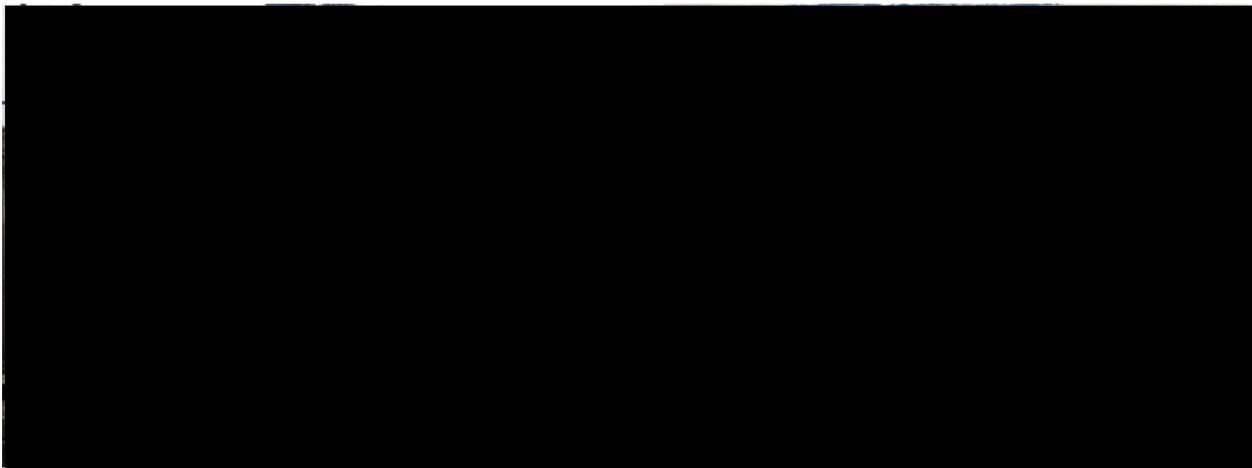


Рисунок 13. Замораживание устьев скважин вертикальными система
на месторождении

Для более широкого применения на производстве, аммиачный хладагент заменен на углекислоту, что более безопасно, высокая теплопроводность, более низкая стоимость и глубина охлаждения почвы до 100м.

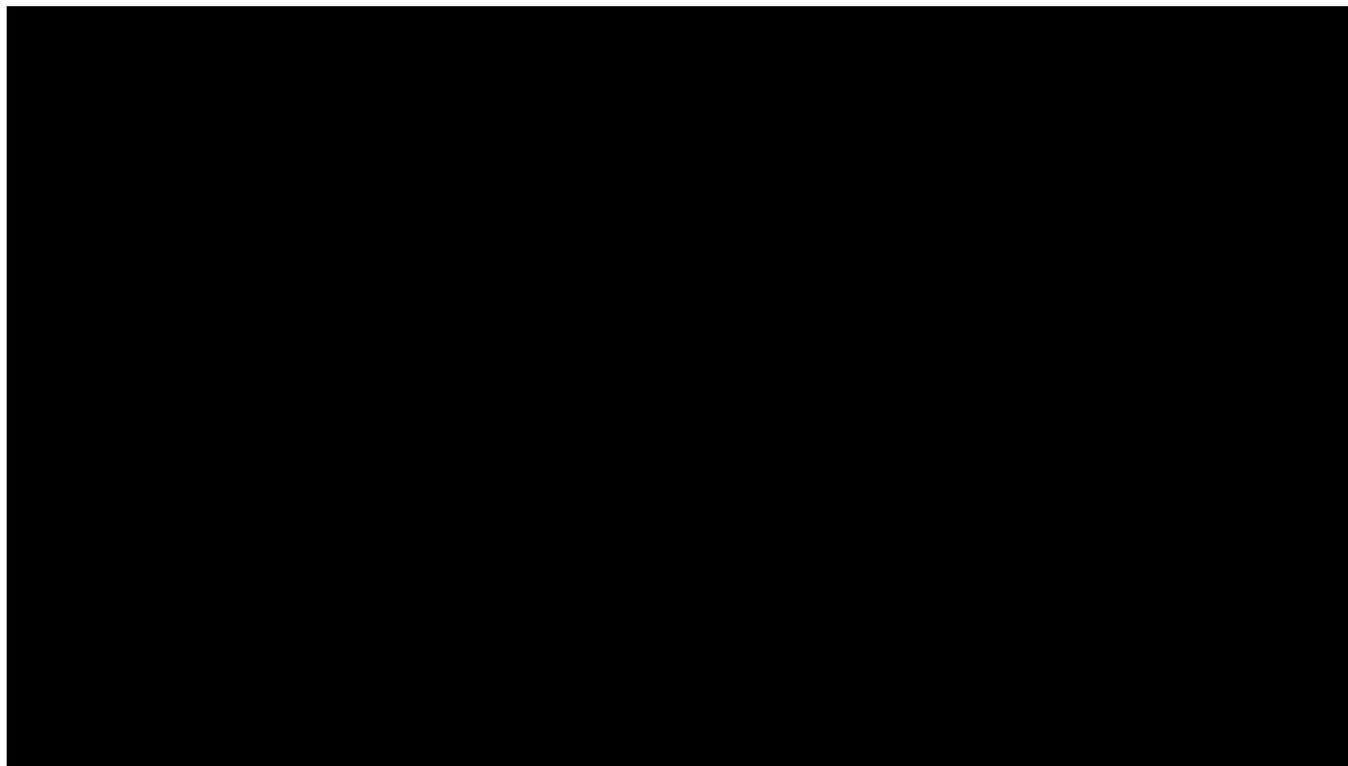


Рисунок 14. Вариант устройства основания вертикального резервуара
с использованием термостабилизаторов

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

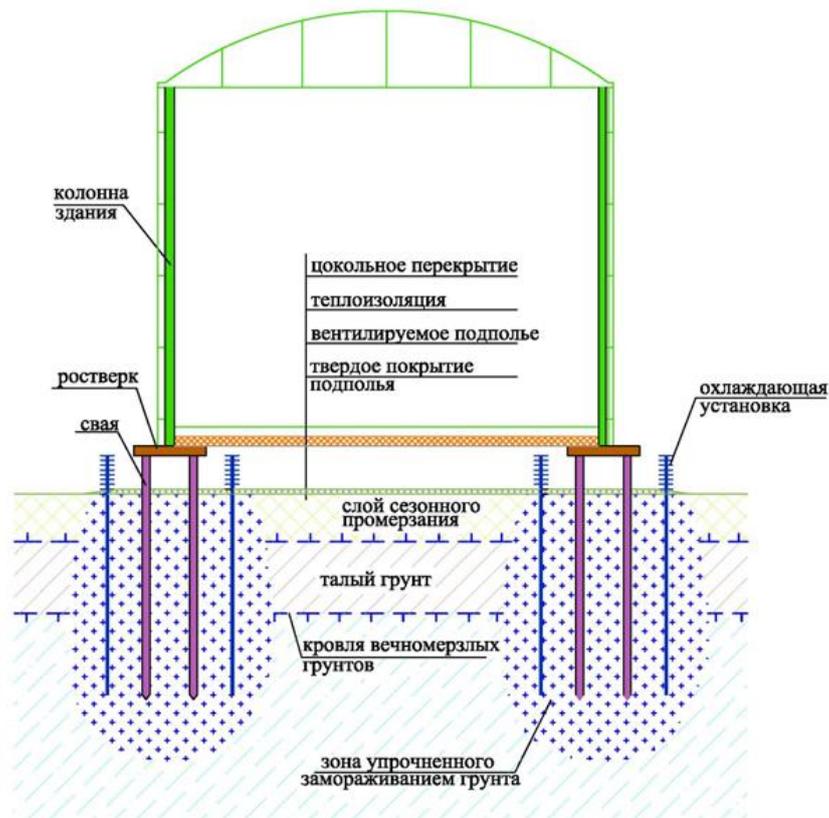


Рисунок 15. Вариант устройства основания вертикального резервуара с использованием термостабилизаторов

Мерзлый грунт, прочное основание, установленные в нем сваи по прочности намного прочнее чем в обычном проветриваемом грунте. Так же на 30-50% экономичнее если предусматривать их применение еще на этапе проектирования. Экономия достигается в первую очередь в отсутствии необходимости возводить проветриваемое подполье – наиболее старое и традиционное техническое решение, когда здание приподымается на сваях, чтобы тепло от него не влияло на мерзлый грунт.

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

2.4 Резервуары и резервуарные парки в условиях крайнего севера

Перекачивающие станции необходимы для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефтепродуктов. Основное предназначение каждой нефтеперекачивающей станции - это забирать нефтепродукт из трубы с низким напором, увеличить этот напор и затем ввести нефтепродукт в трубопровод. В зависимости от назначения каждого нефтеперекачивающего предприятия: Наиболее важными элементами НПС являются насосные агрегаты, резервуара и системы подводящих трубок для подачи и пуска очистных устройств. А также устройства приема очистки очистительных установок или поточных средств диагностики; а также системы смазки, вентиляции, отопления, водоснабжения, автоматики и телемеханики и т.д.

Нефтеперерабатывающие (насосные) станции делятся по типу на головных (ГНПС), промежуточные (ПНПС) и головные (ГНПС) Головной насосный завод предназначен для приема нефти с установок ее подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефтепродуктов в трубопровод. Небольшие промежуточные станции обеспечивают поддержание давления в трубопроводе, достаточного для дальнейшей перекачки.

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно подразделить на две группы:

I. Объекты основного (технологического) назначения, к которым относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- узел учета нефти с фильтрами;

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

- магистральная насосная;
- узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами;
- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

Объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения, к которым относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции;
- комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков;
- котельная с тепловыми сетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов
- гараж;
- административно-хозяйственный блок и т.д.

На головных нефтеперекачивающих станциях осуществляются следующие технологические операции:

- прием и учет нефтепродукта;
- краткосрочное хранение нефтепродукта в резервуарах;
- внутристанционные перекачки нефтепродукта (из резервуара в резервуар);
- закачка нефти в магистральный трубопровод;
- пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств.

					<i>Технология строительства резервуаров вертикальных стальных</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Максимум осадков наблюдается в июле и в августе (62 мм), минимум в июне - 46 мм. Осадков за год выпадает 394 мм, из них с ноября по март 109 мм а с апреля по октябрь 285 мм, соответственно за теплый период осадков выпадает больше чем за холодный.

Среднее количество дней с осадками - 180. Дата наступления средних суточных температур выше и ниже 0 С 31 мая и 1 октября соответственно. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова 10 октября, а его разрушение 2 июня соответственно. Среднегодовое максимальная высота снежного покрова 30 см при плотности 0,26 г/см³ на открытом пространстве. Число дней с метелью – 83 дня, с туманом – 46 дней.

При этом режим ветра в течение года зависит от циркуляционных факторов и местных условий. При направлении ветра на отдельные пункты большое влияние оказывают местные условия: неровности рельефа, направление долин рек и другие препятствия. В течение года преобладающими направлениями ветра в течение года являются южное, юго-западное, северо-западное и северное направления.

Средняя годовая скорость ветра составляет 6,2 м/с, за январь - 6,9 м/с, за июль - 5,3 м/с.

3.1.1 Температура воздуха

Расчётные температуры воздуха в холодный период:

1) наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 (повторяемостью один раз в 50 лет) - минус 54°С, обеспеченностью 0,92 (один раз в 12,5 лет) - минус 53°С;

2) наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 - минус 50°С, обеспеченностью 0,92 -минус 49°С;

3) Среднегодовая температура воздуха составляет 0,94 (повторяемость один раз в 16-7 лет) и соответствует температуре самого холодного периода зимы. Зимняя вентиляционная) минус 33°С;

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		47

4) средняя суточная амплитуда температуры наиболее холодного месяца 9,2°C;

5) продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0°C - 235 дней, средняя температура периода - минус 17,8°C;

6) продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 8°C - 285 дней, средняя температура периода - минус 13,9°C;

7) продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ниже 10°C - 303 дня, средняя температура периода - минус 12,6°C.

Расчётные температуры воздуха, МС Байкит (тёплый период):

1) температура воздуха обеспеченностью 0,95 (повторяемостью один раз в 20 лет) - 17,9°C, обеспеченностью 0,98 - 22,4°C;

2) средняя максимальная температуры воздуха наиболее тёплого месяца 20,3°C;

3) средняя суточная амплитуда температуры наиболее тёплого месяца 9,9°C.

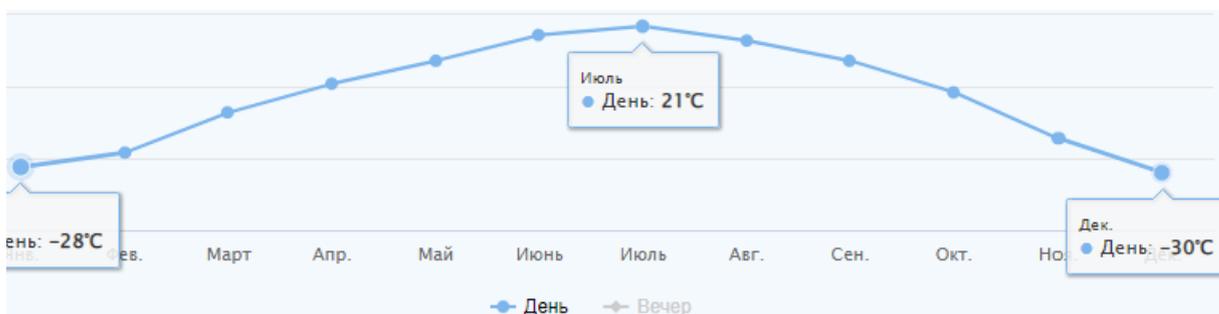


Рисунок 4. Средняя температура [redacted] в течении года, днем

Таблица 2.1 – Характеристика годовой температуры воздуха

№ п	Характеристика		Метеостанция
1	Температура воздуха, °С	Среднегодовая	-8,4
2		Среднемесячная самого холодного мес. (январь)	- 28,1
3		Среднемесячная самого теплого мес. (июль)	+15,1
4		Абсолютный минимум	-60
5		Абсолютный максимум	+ 33,0
6	Первые заморозки осенью, средняя дата		03.X
7	Последние заморозки весной, средняя дата		26.V
8	Продолжительность периода со среднемесячными температурами ниже 20°С		5 месяцев (ноябрь - март)

Таблица 2.2 – Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-28,1	-26,3	-20,0	10,8	-2,0	-8,5	15,1	11,5	5,1	-6,5	-20,8	-26,2	-8,4

Таблица 2.3 – Средняя максимальная температура воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
-23,5	-21,8	-14,1	-4,7	2,3	13,2	20,3	16,1	8,7	-3,7	-16,8	-22,1	-3,8

Таблица 2.4 – Средняя минимальная температура воздуха

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперерабатывающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		49

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
-32,7	-31,0	-25,8	-16,8	-6,5	4,2	10,4	7,4	2,1	-9,5	-25,0	-30,5	-12,8

Таблица 2.5 – Даты первого и последнего заморозка

Дата последнего заморозка			Дата первого заморозка		
Средн.	Ранняя	Поздн.	Средн.	Ранняя	Поздн.
26.05	-	-	03.05	-	-

Таблица 2.6 – Средние даты наступления среднесуточных температур воздуха выше и ниже 0°C, 5°C и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Период	Выше 0 °С	Выше 5 °С	Ниже 0 °С	Ниже 5 °С
Весной	26.05	08.06	-	-
Осенью	-	-	03.10	13.09
Число дней	129	96	236	269

Наименьшее месячное количество осадков приходится на февраль - 20 мм в, наибольшее - на сентябрь (70 мм).

Наибольшая суммарная продолжительность осадков наблюдается в холодное время года (385 часов в январе), наименьшая - в теплое время (66 часов в июле); годовое количество жидких осадков в среднем равно 235 мм, твердых - 224 мм, смешанных - 61 мм.

В отдельные годы месячное количество осадков в зависимости от условий атмосферной циркуляции может значительно отклоняться от многолетнего значения.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 2.7 – Среднее месячное и годовое количество осадков с поправками к показанию осадкомера, мм

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
30	20	27	29	31	48	62	65	70	61	41	34	522

Таблица 2.8 Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха, %

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
77	77	75	71	71	68	69	77	82	89	80	79	76

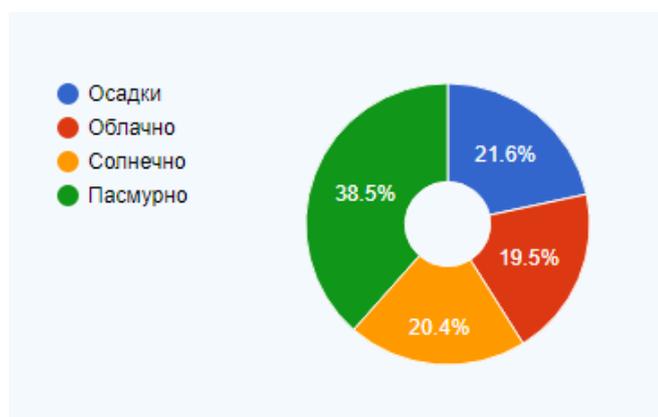


Рисунок 5. Среднегодовое количество осадков в районе ██████████

3.1.2 Снежный покров

Характерной особенностью местного снежного покрова является небольшая его плотность. Снег выпадает очень сухой и мало уплотняется в течение зимы. Нормативное значение веса снегового покрова для участка изысканий принято равным 2,0 кПа согласно СНиП 2.01.07-85* [7] для V зоны (по карте 1 районирования территории РФ по весу снегового покрова).

Снег на всём протяжении трассы залегает неравномерно. На возвышенных открытых местах высота его может достигать всего несколько сантиметров. В то же время в оврагообразных понижениях высота его может достигать нескольких метров.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица 2.9 – Средние даты образования и разрушения устойчивого снежного покрова и число дней со снежным покровом

Число дней со снежным покровом	Дата образования устойчивого снежного покрова			Дата разрушения устойчивого снежного покрова		
	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя
240	06.10	25.09	23.10	03.06	18.05	22.06

3.1.3 Атмосферные явления

Зимы на территории трассы сопровождаются гололёдно-изморозевыми явлениями. Метель в зимний период (январь - март) бывает почти ежедневно (до 27-30 дней в месяц). Туманы бывают в среднем 43 дня в году. А вот град и грозы – это довольно редкое явление для данного региона. В среднем в период с мая по сентябрь в среднем 8 дней за год, а град – 0,4 дня. скорость ветра может достигать 20 м/с.



Рисунок 6. Атмосферное давление по годам

3.1.4 Ветер

Для изыскиваемой трассы характерно преобладание ветров юго-восточного и южного направления. Ветры данного направления наиболее часто повторяются в зимний и переходные периоды года; в теплую часть года здесь преобладают северные и северо-западные ветры. (Розы ветров по [REDACTED] на рис. 2-1 - 2-10)

Среднегодовая величина скорости ветра на протяжении трассы незначительно уменьшается (до [REDACTED]).

Согласно данным карты районирования территории страны по давлению ветра (СНиП 2.01.07-85*, приложение 5) трасса относится к району III.

Таблица 2.10 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
4,3	3,8	4,0	4,0	4,3	4,2	3,5	3,5	4,0	4,4	3,9	4,1	4,0

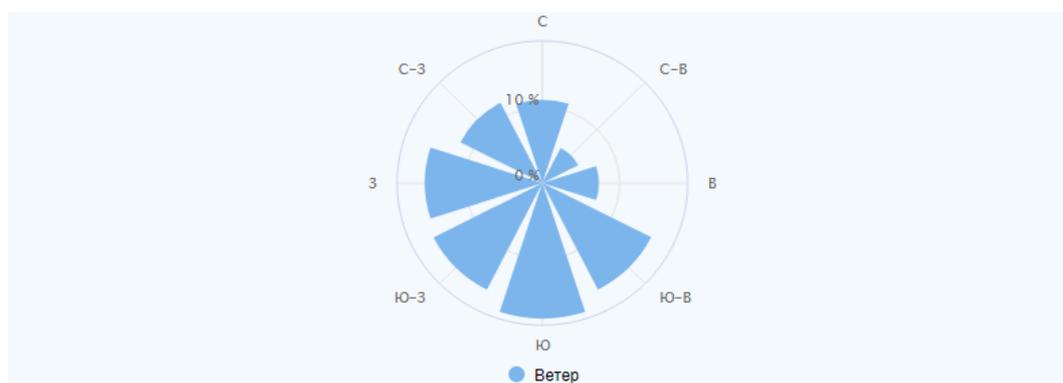


График ветра (направление - откуда дует ветер) [REDACTED] с усредненными значениями согласно нашим данным.

С ▼ Северный	С-В ▲ Северо-Восточный	В ◀ Восточный	Ю-В ▼ Юго-Восточный	Ю ▲ Южный	Ю-З ◀ Юго-Западный	З ▶ Западный	С-З ▲ Северо-Западный
11%	5.2%	7.3%	15.8%	17.9%	15.8%	15.2%	11.9%

Рисунок 7. Роза ветров Роза ветров района [REDACTED]

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.1.5 Инженерно-геологические Условия

При проектировании фундамента цилиндрического резервуара необходимо изучить геологическое строение площадки, отведенной под застройку, и гидрогеологические условия. Трасса проходит в условиях почти сплошного распространения многолетнемерзлого грунта. Он представляет собой пример плоской и слабо расчлененной аккумулятивной равнины, которая была образована с поверхности мощным слоем рыхлых четвертичных отложений. Два генетических типа рельефа на территории: абразионно-аккумулятивный и эрозионно-аккумулятивный.

Залегающие четвертичные отложения на размытой поверхности палеогеновых и меловых грунтов принимают участие в геологическом строении территории полосы трассы.

Участок, где проводились раскопки, не был исследован палеогеновыми отложениями.

Представлены следующие стратиграфо-генетические комплексы: среднеплейстоценовыми морскими и ледниково-морскими, верхнеплейстоценовыми озерно-аллювиальными, верхнеплейстоцено-голоценовыми озерно-болотными, аллювиальными, голоценовыми болотными образованиями.

Долговременные морские и ледниково-морские отложения салехардской группы (m, m_q Ilsh) имеют широкое распространение в большинстве описываемых территорий и находятся на размытой поверхности палеогеновых грунтов. Долины рек перекрыто чехлом молодых осадков озерно-аллювиального, озерно-болотного и болотного генезиса.

В отложениях преобладают суглинки, глины, пески и супесями. Как правило, в некоторых районах по данным ранее проведенных работ в отложениях прослеживаются валунно-галечниковые и гравийные прослои с песком.

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

Глинистые разности преобладающие в разрезе салехардской группы. Самые частые из них это суглинки, далее идут супеси и редко - глины.

Песчаные породы в основном составляют регрессивные куски рассматриваемых отложений, а также находятся на верху свиты. В большинстве случаев они также залегают в виде линзообразных пластов и прослоев в глинистых грунтах.

Верхневолжские озерно-аллювиальные и верхневолжские аллювиальные отложения казанцевских горизонтов(Ia IIIkz). Пески мелкие и пылевые с горизонтальной или косой слоитсостью, прослоями и линзами растительных остатков. Примечателен тот факт, что в песках нередко встречаются залежи железа, а также суглинки и супеси. Бывает, что верхняя часть разреза представляет собой тонкослоистый светло-коричневый суглинок.

Отложений казанцевской свиты 10-15 метров, редко до 20 и более метров. Верхнеплейстоценовые аллювиальные образования второй надпойменной террасы каргинского горизонта(a IIIkr)

Аллювиальные отложения, которые образуют вторую надпойменную террасу в долинах наиболее крупных рек развиты в долинах крупнейших рек. Отложения представлены преимущественно песчаной и супесчаной почвой.

Выше уровня террас песчаные грунты образуют верхние части разреза или встречаются в виде прослоек в средней и нижней частях.

Верхнеплейстоцен-голоценовые озерно-болотные отложения (Ib III-IV). Распространены как на водораздельных пространствах, так и на поверхности надпойменных террас. Представлены в основном торфами средне- и сильно разложившимися и глинистыми заторфованными грунтами. Мощность отложений изменяется от 0,2 - 0,5 до 6,8 м.

Современные аллювиальные отложения (a IV).

На рассматриваемой площади аллювиальные отложения занимают большую площадь, занимая центральные части долины крупных рек и их основных притоков. Волнистая поверхность поймы имеет большое количество

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

прирусловых валов и старых понижений, которые расположены на поверхности. Высота поверхности реки над урезом воды в речных долях от 1,5 до 6,1м.

Талые грунты приурочены к слою сезонного оттаивания и участкам не сквозных таликов, развитых под большими озерами и крупными реками.

Сейсмичность территории в соответствии с картой Общего сейсмического районирования - 5 баллов (ОСР-97-В).

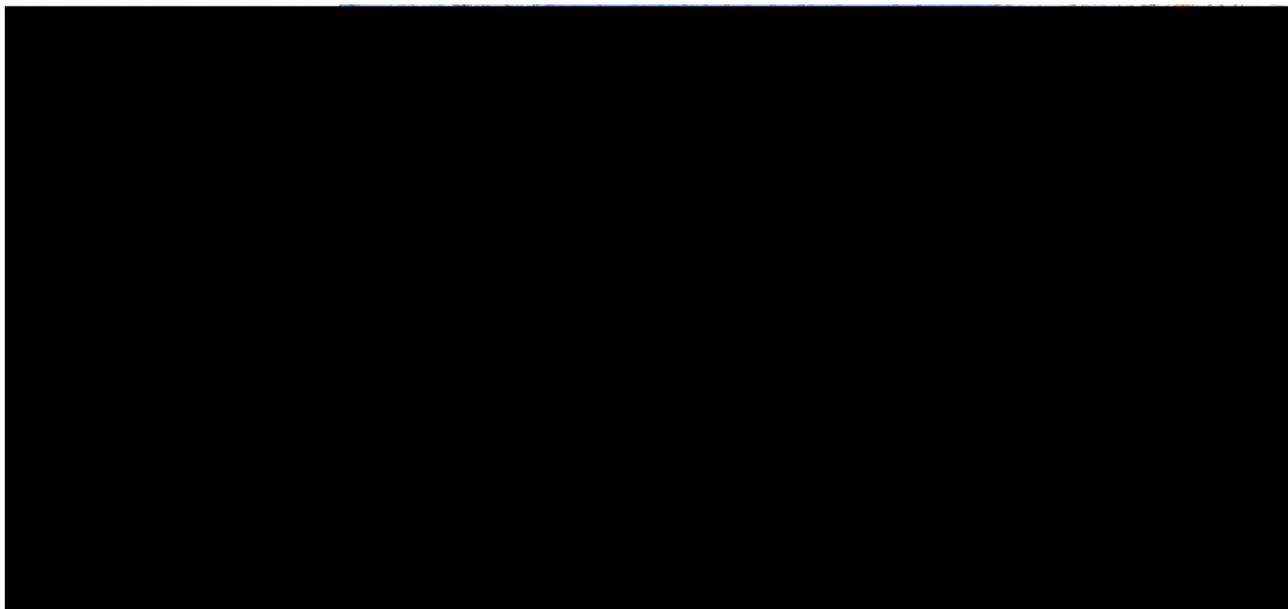


Рисунок 16. Сейсмическое районирование [redacted]

В основном, гидрогеологические особенности территории во многом определяются существующими мерзлотными условиями.

Исследуемый участок располагается в поясе преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов, для которого характерно наличие следующих форм скопления надмерзлотных подземных вод:

- надмерзлотные воды деятельного слоя;
- воды надмерзлотных таликов.
- надмерзлотные воды деятельного слоя.

Наполнителями водоносного горизонта надмерзлотных вод являются песчано-супесчаные и песчаные отложения слоя сезонного замерзания различного генезиса. Надмерзлотные воды встречаются также на торфяниках.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		56

Водоносный горизонт измеряется размером слоя сезонного оттаивания, который может изменяться в пределах 0,5 да 2,5 м. В песчаных разностях наибольшие глубины сезонного оттаивания. В качестве водоупорного основания для вод этого типа используется верхняя граница многолетнемерзлых грунтовых массивов. Высокая мощность горизонта воды обычно не превышает 0,5-0,7м: водонасыщенный слой находится на самой нижней части слоя сезонного оттаивания.

На горизонте надмерзлотных вод деятельного пласта происходит питание за счет атмосферных осадков. Питание подземных вод прекращается с началом зимнего промерзания.

3.2 Общая характеристика головной нефтеперекачивающей станции

На ГНПС может производиться подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов или попутных нефтепромыслов.

Для того чтобы разбивать магистральные нефтепроводы, их обычно разделяют на так называемые эксплуатационные участки с протяженностью 400-600 км. Они состоят из 3 - 5 участков ПНПС, работающих в режиме «из насоса в насос», и гидравлически связанных друг с другом. Все эксплуатационные участки соединены между собой через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от других участков (рисунок 20).

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

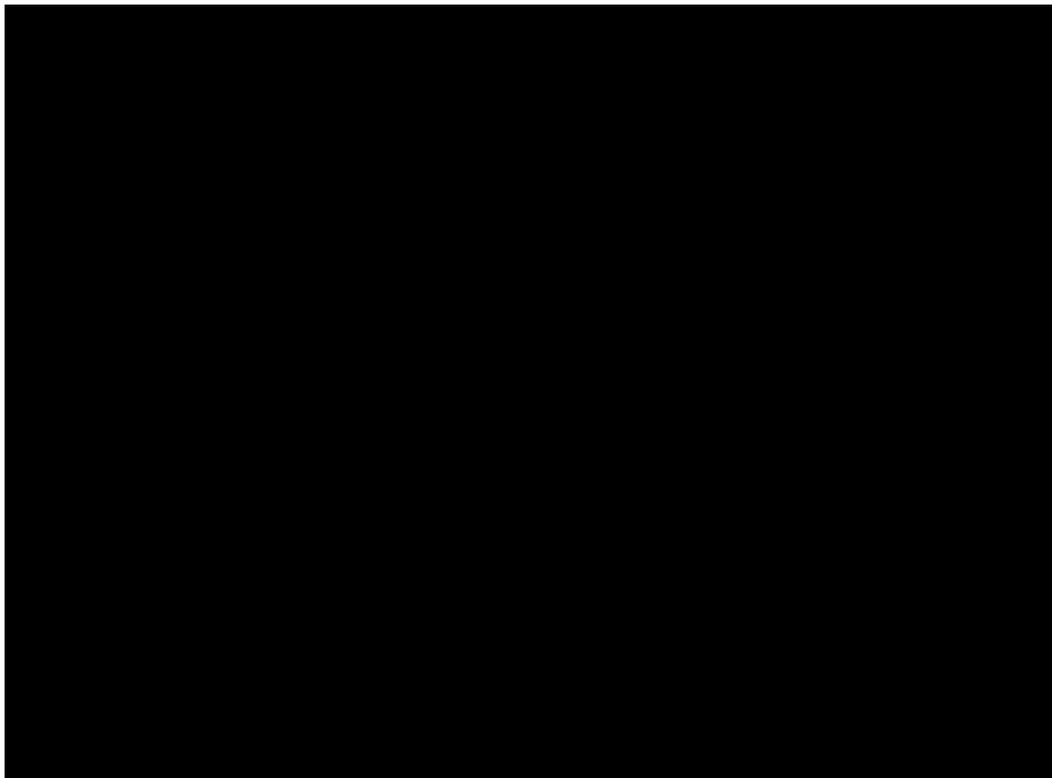


Рисунок 17. Головная нефтеперекачивающая станция в летний период времени

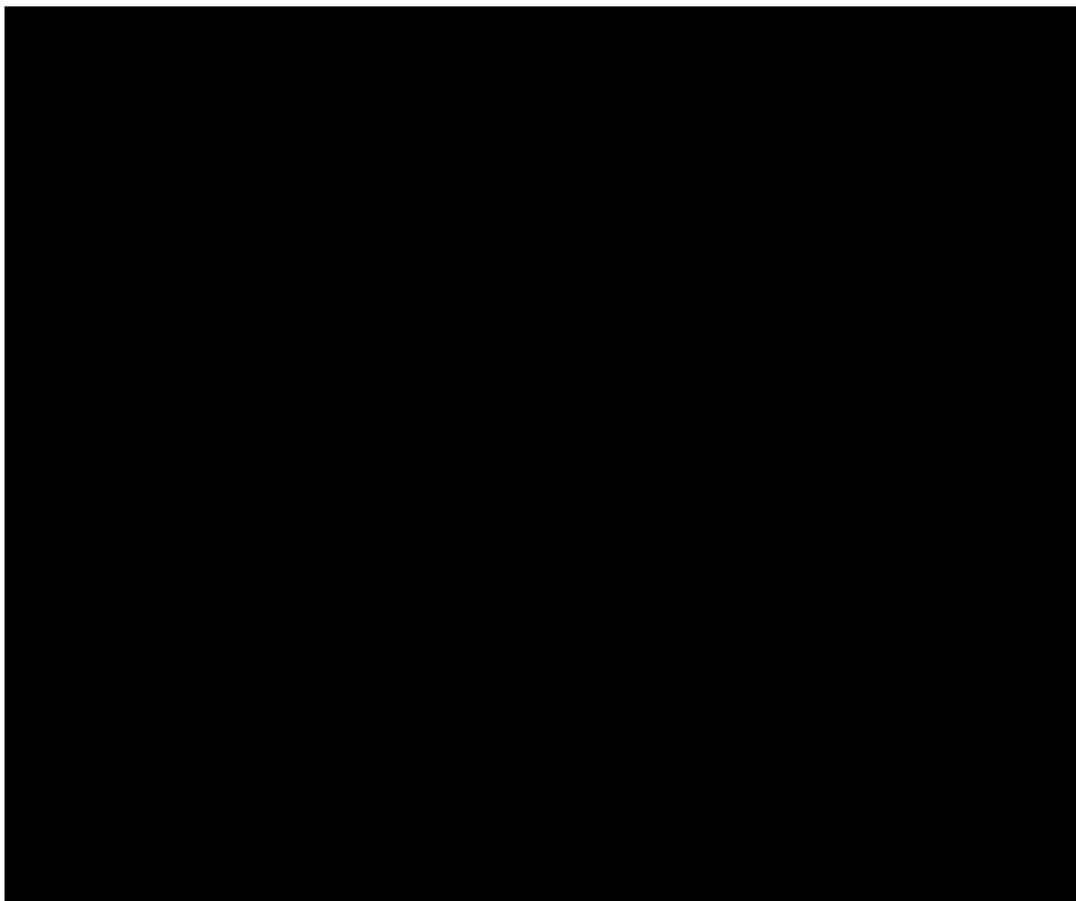


Рисунок 18. Головная нефтеперекачивающая станция в зимний период

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

ГНПС является молодой станцией, которая введена в эксплуатацию на производственных мощностях чуть более 5 лет назад. В строительстве ГНПС принимало участие множество инженеров и были реализованы новые технологии и проекты, ранее не применяемые.



Рисунок 19. МН «Куюмба — Тайшет» - «ВСТО»

ГНПС входит в состав нескольких приемно-перекачивающих станций семисоткилометрового магистрального нефтепровода, относящегося к участку общей трубопроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан», что позволяет обеспечить поставку нефти в страны АТР от месторождений Красноярского края к Тихому океану.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		59

3.2.1 Технологическая схема нефтеперекачивающей станции

Технологической схемой НПС называют безмасштабный рисунок, на котором представлена схема размещения ее объектов, а также внутриванционных коммуникаций (технологических трубопроводов) с указанием диаметров и направлений потоков.

Общая технологическая схема головной НПС представлена на рисунке 20.

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Все сооружения НПС могут быть разделены на две группы: производственного и вспомогательного назначения (ВЖК, гаражи, склады и т.д.).

К производственным относятся: подпорная насосная, магистральная насосная, резервуарный парк, площадка фильтров-грязеуловителей, технологические трубопроводы, узлы учета, узел регуляторов давления, камеры приема и пуска средств очистки и диагностики, совмещенные с узлом подключения к магистральному трубопроводу, узел предохранительных устройств, емкость сбора утечек с погруженным насосом.

ГНПС включает в себя следующие объекты основного технологического назначения:

1. Резервуарный парк, предназначенный для обеспечения бесперебойной работы перекачивающей станции при авариях на трубопроводе и регулирования производительности станции в большую или меньшую сторону.
2. Подпорная насосная станция служит для обеспечения безкавитационной работы основных магистральных насосов
3. Основная насосная станция создаёт необходимый напор при перекачке нефти с заданной пропускной способностью, определяемый при гидравлическом расчете нефтепровода.
4. Узел предохранительных устройств нужен для защиты трубопроводов и технологического оборудования от повышения давления путем сброса части нефти в резервуарный парк, в случае если давление становится больше предельно допустимого.
5. Узел учета нефти предназначен для измерения количества нефти, поступающей на станцию и направляемой в магистральный нефтепровод. При этом узел учета ГНПС МН используется для контроля процесса перекачки.
6. Узел регулирования давления стабилизирует производительность и

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

давление на выходе станции.

7. Узел подключения магистрали нефтепровода представляет собой узел приема-пуска очистных и диагностических устройств.

3.2.2 Особенности проектирования резервуаров нефтеперекачивающих станций в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов

Чтобы не тревожить мерзлоту, практически все объекты и сооружения станции установлены на свайных фундаментах с вентилируемым подполом, используются термостабилизаторы, способные промораживать грунт в радиусе полутора метров. Под бетонными плитами, покрывающими станцию, установлен теплоизоляционный материал. Дождевые стоки не проникают в грунт, а собираются с помощью специальной пленки под площадкой, и затем попадают в канализацию.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 57991-2017 [4], Сваи, изготавливаемые в соответствии с настоящим стандартом, состоят из: ствола (трубы или нескольких труб); наконечника; усиливающих накладок (для составных свай); грузозахватных петель. Сваи всех типов следует защищать от коррозии.

Сваи классифицируют по способу заглубления в грунт, конструктивному исполнению, размерам и типу свайного наконечника

Цельная СвЗ представляет собой трубу с приваренным к торцу коническим наконечником. Составная СвЗ представляет собой конструкцию, сваренную из трубы и трубной секции с приваренным к торцу коническим наконечником. Общий вид цельной и составной СвЗ приведен на рисунке 21.[4]

Цельная СвО представляет собой трубу с приваренным к торцу эллиптическим наконечником. Составная СвО представляет собой конструкцию, сваренную из трубы и трубной секции с приваренным к торцу эллиптическим наконечником. Общий вид цельной и составной СвО приведен на рисунке 22.[4]

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

Глубина забивания свай выбирается согласно геологическим и климатическим особенностям объекта.

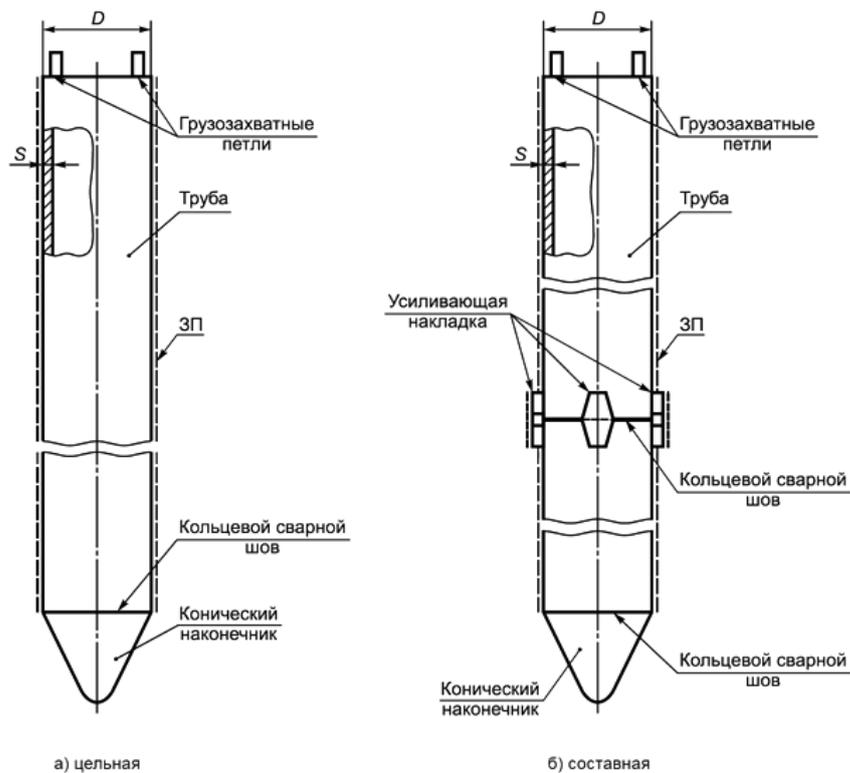


Рисунок 21. Свая бурозабивная

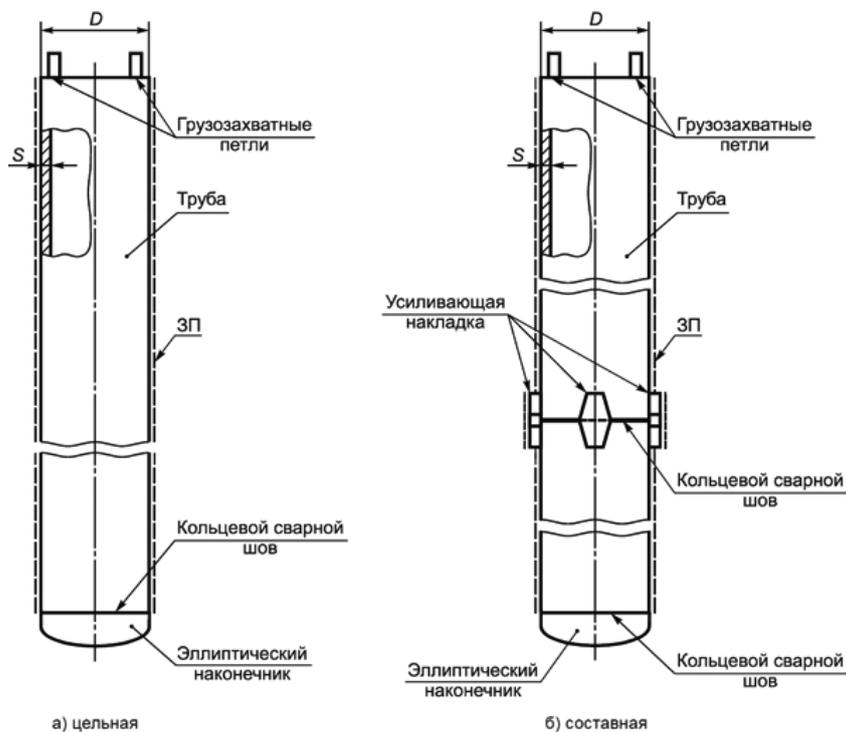


Рисунок 22. Свая буроопускная

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		64

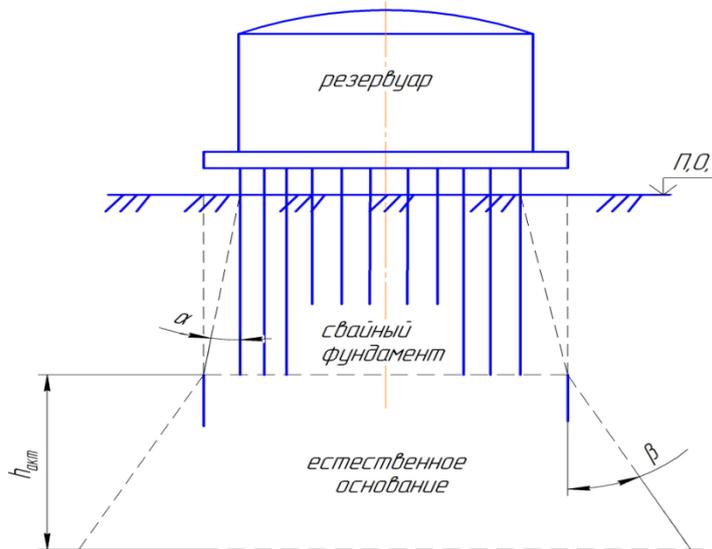


Рисунок 23. Типовая схема установки свай под основание резервуара

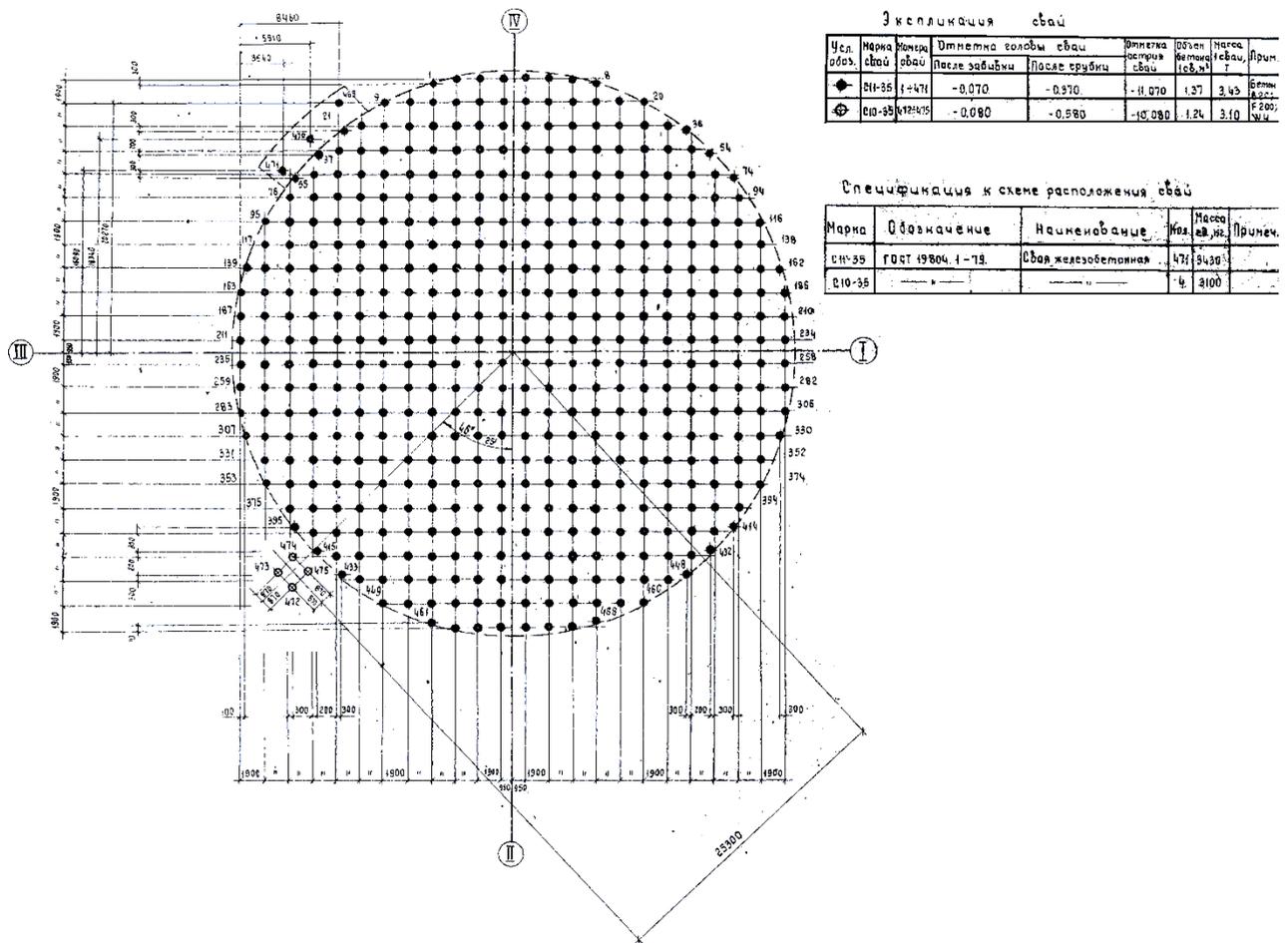


Рисунок 24. Свайное основание резервуара стального 20000м³

				Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		Дата

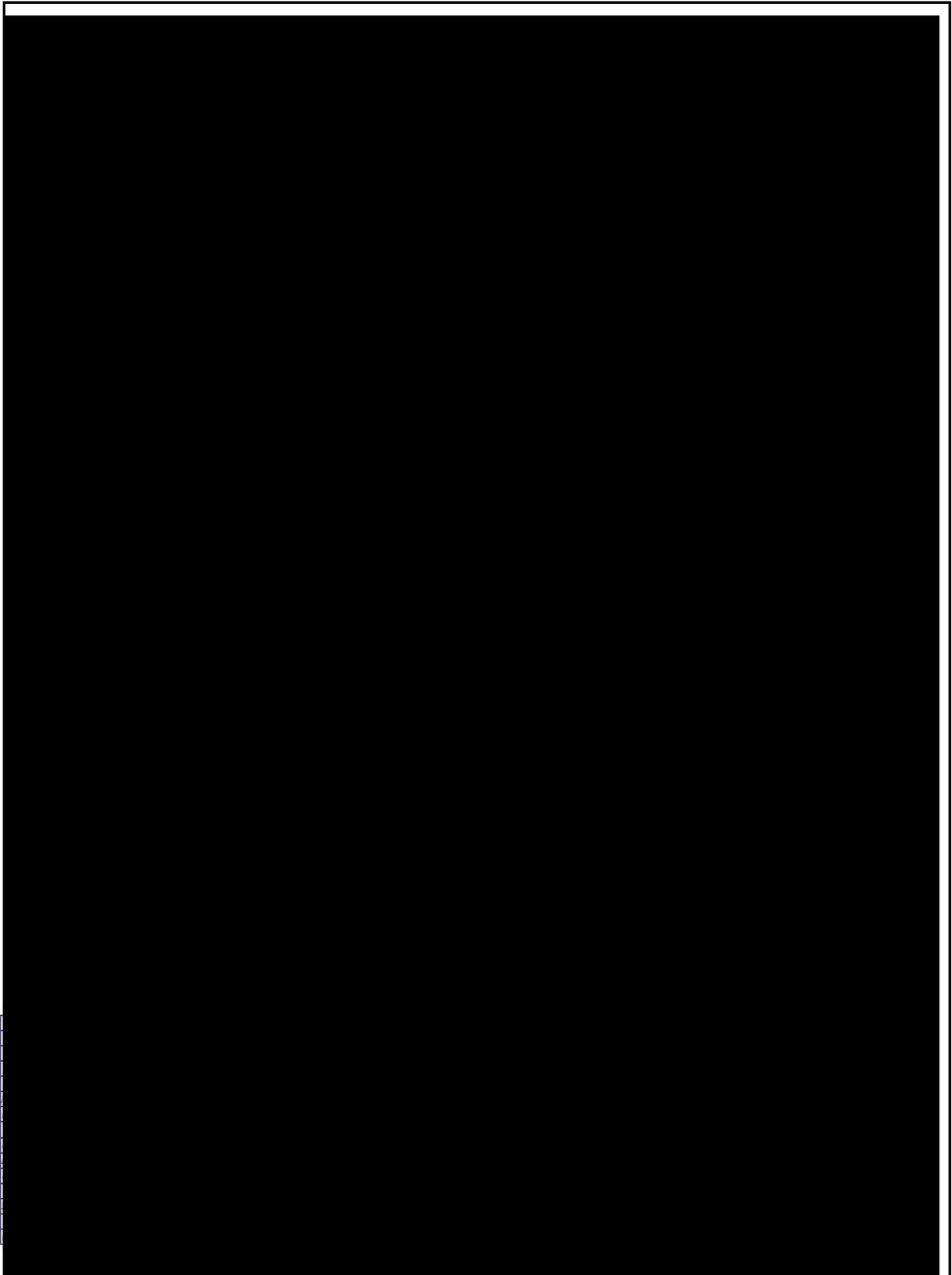


Рисунок 25. Чертеж [REDACTED]

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

3.3 Характеристика нефти, поступающей на хранение в резервуарных парк нефтеперекачивающей станции

Поток товарной нефти направляется в резервуарный парк ГНПС и далее в магистральные трубопроводные коммуникации транспортируется на восток РФ.

Особенностью перекачиваемой среды является низкое содержание в ней сернистых соединений, невысокая плотность и вязкость. Общие физико-химические параметры нефти представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры качества перекачиваемой нефти

Обозначение нефти: Нефть ██████████		Дата отбора: ██████████
Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
Температура нефти при условии измерений объёма °С		██████
Давление нефти при условиях измерений объёма, МПа		██████
Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерения объёма кг/м ³		██████
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		██████
Плотности нефти при 15 °С, кг/м ³		██████
Массовая доля воды, %		██████
Массовая концентрация хлористых солей , мг/дм ³ (%)	ГОСТ21534-76	██████
Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	██████
Массовая доля серы, %	ГОСТ 51947-02	██████
Давление насыщенных паров, кПа(мм,рт.ст)	ГОСТ 1756-00 ASTM D323-99	██████
Выход фракций - при темп. До 200 °С - при темп. До 300 °С	ГОСТ 2177-99	██████ ██████
Массовая доля парафина,%	ГОСТ 11851-85	██████
Массовая доля сероводорода	ГОСТ 50802-95	██████

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		67

Массовая доля органических хлоридов во фракции выкипающей до 204 *С	ГОСТР52247- 04	■
--	-------------------	---

Представленные в табл. 3.1. показатели относятся к хорошим показателям. Так, для сравнения, содержание серы в маркерном сорте Brent 0,5, в российских сортах ESPO и Urals может варьироваться от ■ до ■ %, соответственно.

3.4 Технологические операции на нефтеперекачивающей станции

Технологическая схема ГНПС объединяет основные технологические объекты в одно целое и придает им определенные функциональные возможности. Для ГНПС предусматриваются следующие технологические операции:

- прием нефти с нефтяных промыслов в резервуарный парк;
- дополнительная подготовка нефти к дальнейшему транспорту;
- откачка нефти из резервуарного парка и ее закачка в магистральный нефтепровод;
- одновременное осуществление приема и закачки нефти в нефтепровод;
- перекачка нефти через резервуарный парк (для удобства приемо-сдаточных операций);
- перекачка нефти с подключенной емкостью.

3.4.1 Прием и учет нефти

При осуществлении любой из перечисленных операций в работе находится резервуарный парк.

Основное его назначение – выполнение роли буфера между нефтяным промыслом и магистральным нефтепроводом. Резервуарный парк компенсирует возникающий разбаланс производительностей промыслов и магистрального нефтепровода и тем самым обеспечивается относительно стабильный режим работы МН.

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

Вторая роль резервуарного парка – роль аварийной емкости, в которую принимается нефть, поступающая с промыслов при аварии на ГНПС или магистрали.

Третье назначение резервуарного парка – емкость для приема нефти, откачиваемой из поврежденной магистрали. При этом сокращаются аварийные потери нефти и уменьшается экологический ущерб от аварий.

Нефть, которая поступает на станцию, проходит через узел предохранительных устройств, который защищает трубопроводы и технологическое оборудование станции от повышенного давления путем сброса части нефти из приемного трубопровода, когда давление в нем достигает максимально-допустимого значения. Сброс нефти должен осуществляться в специальную опломбированную емкость, т. к. она не прошла узел учета. Далее поступает на узел учета нефти, где датчики считают количество поступившей нефти, а также качество поступившей нефти.

Подача нефти от станции к станции происходит через центробежные насосы с электродвигателя. Эти насосы создают основное давление в трубопроводе. На выходе регулировкой давления, занимается регулирующая заслонка. Узел регулирования устанавливается не менее двух подряд, в случае выхода из строя одного из них. Управление ими можно осуществлять вручную или дистанционно оператором.

3.4.2 Запуск очистных разделительных и диагностических устройств

Зачистка резервуаров выполняется подпорными насосами, которые подают нефть из зачищаемых резервуаров либо в другие емкости, либо на прием насосов основной НС. Опорожнение и зачистка технологических трубопроводов, а также технологического оборудования от остатков нефти производятся самотеком либо специальным зачистным насосом, установленным на подпорной насосной станции.

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Головная станция так же оборудована камерой пуска очистных/диагностических устройств для очистки внутренней полости трубопровода и для проведения внутритрубной диагностики. Камера пуска\приема представляет собой тупиковый участок нефтепровода с запорным механизмом на конце, с диаметром больше основного диаметра трубопровода.

Очистные устройства предназначены для удаления парафиновых отложений на стенках нефтепровода образующихся во время перекачки нефти, а также удаления механических примесей, воды, газа которые образуются при работе нефтепровода при малой производительности (из-за низкой скорости движения нефти).

Диагностические устройства предназначены для контроля состояния трубопровода. Имеются следующие системы внутритрубной инспекции:

- Калиперы -профилемеры - для проверки внутренней геометрии трубопроводов, позволяющие с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода;
- Кльтразвуковые и магнитные дефектоскопы - для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п.

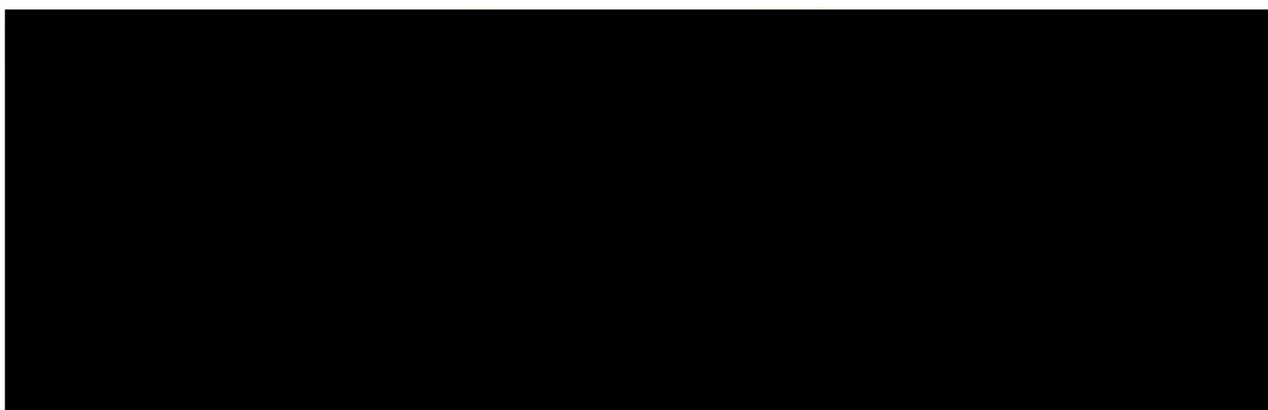


Рисунок 26 - общая схема расположения трубопровода и камер запуска и приема поточных снарядов (вид сверху)

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		70

1 - трубопровод 2 переходник 3 - корпус камеры 4 - концевой затвор 5 - откидная крышка 5

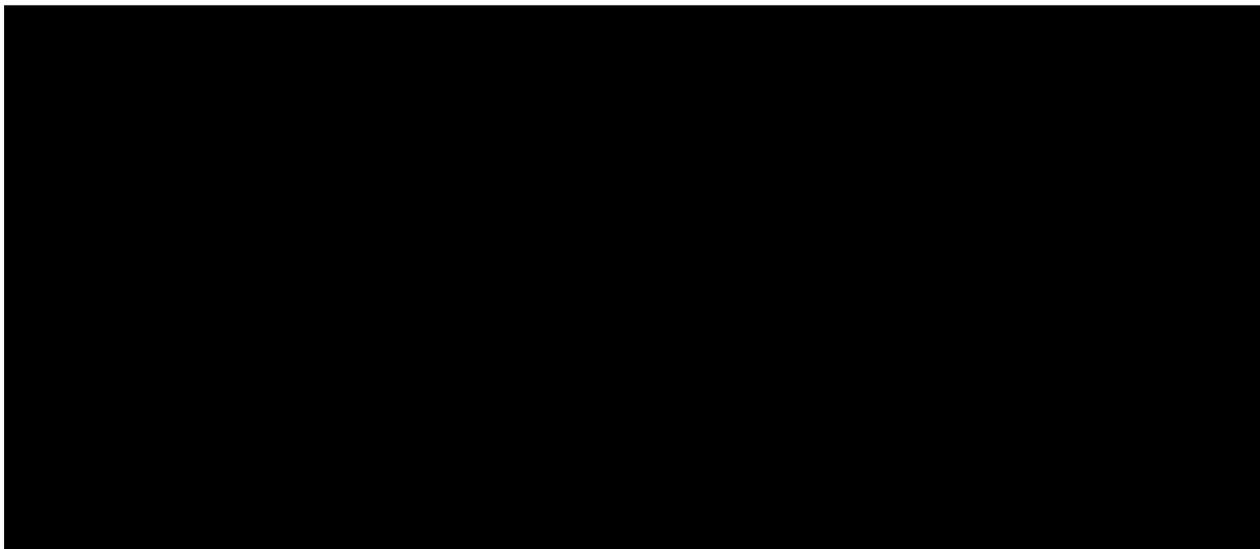


Рисунок 27. Камера пуска очистных и диагностических устройств

А — патрубок подвода продукта; В — патрубок для датчика давления; Г — патрубки для присоединения трубопроводов газовой линии; д - патрубок для подачи; Е — патрубок для установки сигнализатора рычажного; Ж — патрубок для установки запасочного устройства; К — патрубок для установки манометра; М — патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н — датчик контроля герметичности.

Для бесперебойного прохождения нефтепродуктов необходимо предусматривать такие схемы подключения камер пуска приема к магистралям, которые предусматривают обводные пути для нефтепродуктов, что дает возможность непрерывной работы оборудования и обеспечивает максимальную пропускную способность.

С помощью запорной арматуры происходит перенаправление потока нефтепродуктов из магистрального нефтепровода при запуске и приеме очистного устройства и последующее отсечение камер, а также сброс нефтепродуктов в дренажную емкость.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		71

3.4.3 Производственные операции. Наполнение, опорожнение и зачистка резервуаров

При *наполнении резервуаров и опорожнении необходимо* соблюдать высокую степень осторожности, а также соблюдение специальных правил.

Заполнение резервуара должно производиться под уровнем жидкости снизу. Если резервуар к моменту наполнения оказался пустым, операция заполнения происходит медленно. Какова скорость (а иначе производительность) опорожнения и заполнения резервуара, таковы требования к пропускной способности дыхательного клапан. Дыхательный клапан может быть закрыт в связи с неисправностью или по другим причинам. Если дыхательному клапану будет нанесен ущерб, наполнение резервуаров производить нельзя до устранения неисправности клапана.

С целью предотвращения повреждения приемо-раздаточного трубопровода или резервуарной задвижки, а также утечки нефтепродуктов в процессе работы с наполнением или опорожнением емкости, подъемная трубка обязательно должна быть поднятой выше уровня жидкости в резервуаре. По окончании операций хлопушка закрывается. При проверке исправности и правильности работы хлопушки, сальника, подъемной трубы, фланца и прокладки приемо-раздаточного патрубков, задвижки, сифонного крана, а также прочего оборудования необходимо проверять. Как правило, уровень продукта контролируется по показаниям поплавковых показателей уровня, а также путем замера ленты.

Из-за неправильной установки или некорректной эксплуатации насосов, от них могут передаваться механические толчки и гидравлические удары. В результате этого в конструкциях резервуаров может возникнуть опасное напряжение. Нельзя допускать колебания трубопровода, соединенного с резервуаром.

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		72

В обязательном порядке необходимо обеспечить постоянное сообщение работающего насоса с резервуаром. Это обеспечивается во время перекачки продукта. По правилам, действующий резервуар должен быть выведен из процесса перекачки только после того, как задвижка для ввода нового резервуара будет полностью открыта. Заполнение любых емкостей должно происходить до уровня, который был предварительно предусмотрен. При этом нужно определить такой уровень нефтепродукта, который не может быть вылит после расширения от нагрева.

При работе поршневых насосов уменьшение производительности перекачки может быть достигнуто сбросом части жидкости в другие резервуары или в запасные емкости. При самотечных трубопроводах или при перекачке центробежными насосами это легко достигается прикрытием коренной задвижки или напорной задвижки у насоса.

Зачистка резервуаров опасна и требует соблюдения специальных мер по технике безопасности, противопожарной защите.

После слива основной части нефтепродуктов в резервуары, оставшиеся продукты «поднимаются на воду» и сливаются заранее подготовленными емкостями.

Перед спуском из резервуара остатков, которые были в нем, открывают люки и лазы, отключают трубопроводы и на приемо-раздаточный патрубок устанавливают плотные заглушки на прокладках. Незадолго до очистки резервуары интенсивно пропариваются острым паром с целью нагрева паров нефтепродукта и их удаления через люки, а также частичного разрыхления твердеющих отложений (пульпы) на стенках емкости, днище и крыше.

Для очистки резервуаров из-под сернистой нефти или нефтепродуктов должны проводиться специальные мероприятия по безопасности. В таких резервуарах после вскрытия для зачистки предварительно пропаривают в течение 4-5 суток. Кроме твердых отложений в таких резервуарах образуются

					Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		73

пирофорные отложения, состоящие из сернистого железа и способные к самовозгоранию при низких температурах.

3.4.4 Подкачка и сброс нефти

Нередко для снабжения потребителей, расположенных вдоль трассы, производится отбор перекачиваемой нефти из нефтепровода (сброс). Сбросы бывают непрерывные и периодические. Непрерывный сброс может быть организован, например, для снабжения нефтью нефтеперерабатывающего завода, расположенного вблизи от трассы нефтепровода. Периодические сбросы обычно бывают на продуктопроводах (для пополнения запасов близлежащих нефтебаз). Если в каком-либо месте нефтепровод проходит близ промышленного района, то может быть организована подкачка; добываемую на этих промыслах нефть направляют в тот же нефтепровод. В зависимости от мощности месторождения подкачка также может быть непрерывной или периодической. Технологический расчет нефтепровода с непрерывными сбросами или с непрерывными подкачками можно вести по участкам, разграниченным пунктами сбросов или подкачек. При незначительных сбросах или подкачках нефтепровода рассчитывается без учета их. Но следует иметь в виду, что при периодических сбросах (подкачках) изменяется технологический режим перекачки; обычно это ведет к необходимости регулирования работы насосных станций

					<i>Характеристика района размещения резервуарного парка на территории нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

4 Виды потерь при технологических процессах на ГНПС

Из-за утечки, испарения, смешивания различных сортов нефтепродуктов, примерно ██% потерь происходит от испарения.

- Потери происходят через не плотности резервуаров, трубопровода и задвижек при случайном разливе и т. Д. Предотвращается проведение профилактических ремонтных работ и специальных мероприятий для предотвращения утечки жидкости.
- При перекачке нескольких нефтепродуктов и случайном смешении в резервуарах потери от смешивания происходят.
- Потери от испарения.

Нефтяные потери делятся на следующие виды: количественные потери; качественные потерь, при которых происходит количественная потеря с одновременным ухудшением качества нефтепродукта, - потери от испарения; качественные потери, когда ухудшается качество нефтепродукта при неизменном количестве, – потери при недопустимом смешении.

В «Малом дыхании» используются выбросы паров углеводородов из резервуара и выпуск воздуха в емкость, когда температура окружающей среды колеблется в течение суток. При повышении температуры окружающей среды и продукта в резервуаре, объем продукта увеличивается, повышается интенсивность испарения и возрастает давление паров в газовом пространстве. На пределе рабочего давления открывается дыхательный клапан, и пары с загрязненным воздухом выбрасываются в атмосферу. Однако в ночное время процесс протекает в обратном направлении: температура окружающей среды снижается и происходит конденсация паров на резервуаре, а давление газа

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин</i>			<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>75</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

падает до нижнего критического значения. В этом случае дыхательный клапан открывается для подачи воздуха из атмосферы в резервуар с воздухом.

При перекачивании нефтепродуктов или нефти из резервуара в газовое пространство через дыхательские клапаны происходит всасывание атмосферного воздуха, что приводит к снижению давления паров. Наступает интенсивное испарение. Когда происходит откачка, давление паров в газовом пространстве резервуара значительно меньше давления насыщенных паров при данной температуре. После последующего заполнения резервуара паровоздушная смесь вытесняется из него в атмосферу поступающим продуктом. При этом происходит «большое дыхание». С учетом потерь от «больших дыханий» в общей сумме потери от испарения составляют около 70%.

Ночью температура воздуха обычно снижается, за счет чего газовое пространство резервуара и поверхность нефтепродуктов охлаждаются. Частичная конденсация паров нефтепродуктов происходит в резервуаре, и образуется вакуум. При достижении критической величины открывается вакуумный клапан и из атмосферы поступает свежий воздух — происходит так называемый «вдох». При повышении температуры в резервуаре с поверхности жидкости происходит интенсивного испарения легких компонентов. В газовом пространстве резервуара давление повышается. При достижении критической величины открывается дыхательный клапан, и часть паровоздушной смеси удаляется в атмосферу - происходит «выдох».

По словам специалистов, «большие дыхания» резервуаров происходят во время закачки нефтепродукта в емкость или выкачки. В момент закачки в резервуаре давление газа повышается до верхних критических значений, а смесь паров с воздухом выбрасывается на поверхность атмосферы через дыхательный или предохранительный клапаны. Непосредственно при выкачке, наоборот в резервуаре создается вакуум и воздух из атмосферы через клапаны поступает в емкость. В случае последующего заполнения емкости,

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		76

находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь будет вытесняться из резервуара. Полные потери от «больших дыханий» зависят в основном, от частоты закачки-выкачки и пропорциональны объему заливаемого топлива. При начале закачки нефтепродукта в резервуар, который был выкачан после выкачки или, когда давление в резервуаре меньше $p_{г2}$, поступающий нефтепродукт будет сжимать паровоздушную смесь в газовом пространстве резервуара. Это означает, что «выдох» начинается тогда и только когда давление в газовом пространстве увеличивается до $p_{г2}$. Сработает дыхательный клапан. Таким образом, возможно закачать в резервуар часть нефтепродуктов без потерь.

В этом случае газовый сифон образуется в том случае, когда один конец трубы соединен с газовым пространством резервуара, а другой конец опущен снаружи его корпуса и связан с атмосферой. Благодаря разнице веса столбов газа внутренней и внешней части трубы пары вытекают наружу в окружающую среду и в трубе создается вакуум. В газовой воздушном пространстве резервуара создается вакуум, что приводит к снижению точки кипения продукта и повышению интенсивности процесса его охлаждения. При наличии сквозных отверстий от коррозии и в крыше есть сквозные отверстия от коррозии, сифон образуется также на конусной крышке резервуара. Этот вариант предполагает, что пары нефтепродуктов из более тяжёлых выйдут наружу через нижнее отверстие, а воздух входит в резервуар через верхнее. При этом создаются естественные потоки воздуха и паров.

Количество потерь нефтепродуктов от испарения в зависимости от оборачиваемости резервуаров. Зависит от способа проведения технологических сливо-наливных операций. Потери от испарения при наливке и сливе нефти из транспортных средств закрытым способом происходят за счет «больших дыханий» емкостей транспортных средств и резервуаров нефтебаз.

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.1 Мероприятия по снижению потерь

По причинам возникновения потери делятся на эксплуатационные и аварийные, а по физическому состоянию - на потери в жидком виде и в газообразном.

К эксплуатационным относятся потери, происходящие в результате:

1. утечек жидких продуктов;
2. испарения;
3. смешения разных сортов нефтепродуктов;
4. очистки продуктов от воды и грязи;
5. очистки хранилищ, оборудования и трубопроводов.

К аварийным относятся потери, возникающие:

- от нарушения правил технической эксплуатации сооружений и устройств;
- от повреждений вагонов-цистерн, нефтеналивных судов, сооружений и устройств;
- в результате стихийных бедствий.

Потери от утечек

Потери от утечек жидких продуктов происходят в следующих случаях:

1. при наличии всевозможных неплотностей в резервуарах, трубопроводах, наливных судах, вагонах-цистернах, насосах, арматуре и другом оборудовании;
2. от несвоевременной смены различного рода набивок и прокладок (сальниковых, фланцевых и т. д.);
3. при спуске отстоявшейся воды из резервуаров через водоспускной кран без надлежащего наблюдения;
4. в результате переполнения сливного желоба во время нижнего слива вагонов-цистерн;

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

5. при переливе нефтепродуктов через верх резервуаров, вагонов- цистерн, автоцистерн и мелкой тары (бочек, бидонов и т. п.);

6. при выбросе нефтепродуктов через колпак вагонов-цистерн вследствие увеличения объема от повышения температуры, а также при выплескивании через неплотно закрытый люк во время движения;

7. из-за неисправности наливных устройств, сливных клапанов и т. д.;

8. от рассыхания деревянных бочек и несвоевременной осадки обручей;

9. при наличии свищей на трубопроводах.

Потери от утечек по характеру являются количественными потерями, так как оставшийся после хранения нефтепродукт не изменяет своих свойств.

Потери от испарения

Потери от испарения жидких веществ происходят в результате недостаточной герметизации при транспортировании, хранении, приеме и отпуске. Величина этих потерь зависит от физико-химических свойств и состава нефтепродуктов. Эти потери более значительны, чем потери от утечек, и являются не только количественными, но и качественными, так как остающиеся в резервуаре продукты могут значительно изменить свои свойства.

Потери от испарения нефти при транспортировании ее от скважины до резервуара товарного парка составляют 2-4% от веса добытой нефти, за счет ее лучших бензиновых фракций. Потери нефти, подогреваемой в целях обезвоживания, еще более высоки.

Склонность нефтей и нефтепродуктов к испарению характеризуется упругостью их паров и фракционным составом, определяющим качественную сторону потерь. Наибольшей испаряемостью обладают легкие нефти, богатые бензиновыми фракциями, и светлые нефтепродукты (бензины, лигроин, керосины).

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		79

Нефть и нефтепродукты, обладающие высокой упругостью паров, насыщают воздух парами наиболее ценных легких фракций, которые, выходя вместе с воздухом в атмосферу, безвозвратно теряются.

Сохранение нефтепродуктов, теряемых при испарении, могло бы сэкономить народному хозяйству значительное количество самых ценных сортов горючего.

Потери от испарения происходят:

1. при наливке (сливе) нефтей и нефтепродуктов в наливные суда, вагоны-цистерны и автоцистерны через открытые люки;
2. при заполнении резервуаров и различных емкостей, газовое пространство которых сообщается с атмосферой;
3. при увеличении давления в газовом пространстве резервуаров.

При хранении сырых нефтей и светлых нефтепродуктов имеют место потери наиболее ценных фракций от больших и малых «дыханий» резервуаров.

Суточные колебания температуры наружного воздуха вызывают изменение температуры и упругости смеси паров нефтепродукта с воздухом, насыщающих газовое пространство резервуара. Днем при нагревании резервуара и верхнего слоя нефтепродукта количество паров и их упругость в герметически закрытом резервуаре увеличиваются, и если давление превысит расчетное, то часть паров и воздуха выйдет из резервуара в атмосферу через предохранительные клапаны, устанавливаемые на резервуаре. Ночью наблюдается обратное явление: температура наружного воздуха и паров нефтепродукта понижается, часть паров конденсируется, давление в резервуаре падает, и в газовое пространство резервуара, при достижении вакуума сверх расчетного, будет входить наружный воздух.

Этот процесс выпуска паровоздушной смеси и впуска воздуха, вызываемый изменением температуры, носит название малых «дыханий» резервуара. Малые «дыхания» возникают также при изменении наружного

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

барометрического давления.

При наполнении резервуара из него вытесняется в атмосферу воздух, насыщенный парами нефтепродукта, а при опорожнении, наоборот, в него поступает наружный воздух. В этом случае происходит опять процесс «дыхания», но с большей амплитудой. В отличие от первого случая, процесс впуска воздуха и выпуска смеси паров и воздуха при опорожнении и наполнении резервуара нефтепродуктом принято называть большими «дыханиями». Основными факторами, вызывающими такие потери от «дыханий» резервуаров, являются:

1. колебания температуры паров и жидкости в резервуаре, а также их абсолютные величины температур;
2. климатические и метеорологические условия (температура наружного воздуха и ее суточные колебания, барометрическое давление и скорость ветра);
3. емкость резервуаров;
4. соотношение основных размеров (высоты и диаметра);
5. степень заполнения резервуаров жидкостью;
6. свойства хранимой жидкости;
7. допустимое давление в газовом пространстве;
8. качество и цвет окраски резервуаров;
9. защищенность от ветра;
10. подверженность резервуаров непосредственному действию солнечных лучей и т. д.

Нагрев резервуаров солнечными лучами сопровождается повышением температуры хранимой жидкости. С повышением температуры жидкости усиливается испарение с ее поверхности, сопровождающееся увеличением упругости паров в газовом пространстве.

Потери от смешения

Потери от смешения различных сортов нефтепродуктов имеют место при

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

несовершенной эксплуатации нефтебаз, в частности при случайном заполнении емкостей разными нефтепродуктами, плохой зачистке емкостей, перекачке нескольких нефтепродуктов по одному трубопроводу без зачистки последнего и неплотном закрывании задвижек на трубопроводах, соединяющих различные емкости.

При смешении нескольких нефтепродуктов ухудшаются кондиционные качества наиболее ценных из них, и поэтому потери от смешения являются качественными потерями.

Аварийные потери

Наиболее часто происходят при разрывах недоброкачественно сваренных стыков трубопроводов и различных повреждениях арматуры.

Аварийными считаются также потери, происшедшие в результате переливов наливных судов, вагонов-цистерн и резервуаров.

4.2 Методы борьбы с потерями

Методы борьбы с потерями нефтепродуктов выбирают на основании техник экономических расчетов с учетом метеорологических и производственных условий. Метеорологические условия изменяются в течение года, приблизительно повторяясь ежегодно. Изменения производственных условий в большинстве случаев имеют сезонный характер. Поскольку величина потерь нелинейно зависит от метеорологических условий, то для расчета годовых потерь можно воспользоваться методом группового суммирования. Для этого все дни года разбивают на n групп, в каждую из которых входят дни с мало отличающимися метеорологическими условиями. Чем меньше метеорологические различия между днями, входящими в каждую группу, тем выше точность расчета. Для каждой выделенной группы рассчитывают суточные потери от испарения нефтепродуктов, а затем подсчитывают число дней m , входящих в каждую группу, и определяют величину потерь за год.

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		82

Такой метод позволяет учесть влияние средних метеорологических условий и правильно выбрать наивыгоднейшую систему мероприятий по борьбе с потерями. Методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения можно разделить на пять групп. Первая группа – сокращение объема газового пространства резервуара. Из анализа уравнения потерь следует, что чем меньше объем газового пространства, тем меньше потери, и при $V_1 = V_2 = 0$ в резервуаре теоретически потери от испарения должны отсутствовать. Это условие конструктивно осуществлено в резервуарах с плавающими крышами или понтонами, которые позволяют сократить потери от «больших дыханий» и «обратного выдоха».

Однако от этого решения отказались из-за достаточно высокого количества осадков, что создавало бы огромную нагрузку на плавучий понтон.

Если использовать прочные полимерные материалы для улучшения конструкции уплотняющих затворов, то можно значительно повысить экономическую эффективность плавающих крыш и понтона. Вторая группа – это хранение под избыточным давлением. Если конструкция резервуара рассчитано на работу под избыточным давлением и в таком случае он может полностью исключить потери от «малых дыханий» и частично - от «больших дыханий». Как показали расчеты, большие избыточные давления усложняют конструкцию и увеличивают стоимость резервуаров. Снижение давления на оптимальное значение зависит от оборачиваемости резервуара, физико-химических свойств нефтепродукта и метеорологических условий. В третьей группе снижение амплитуды колебаний температуры газового пространства.

Для обеспечения изотермического хранения нефти или значительного уменьшения колебаний температур газового пространства и поверхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет. И последняя — четвертая группа — это вылавливать пары нефтесодержащих нефтепродуктов, которые выходят

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

из емкости. Газоуравнительные обвязки представляют собой отдельные трубопроводы или систему газопроводов, соединяющих газовой пространства резервуаров или транспортных емкостей. Использование газоуравнительной обвязки помогает частично сократить потери от «больших дыхания».

Эффективная эффективность сокращения потерь газа зависит от коэффициента совпадения операций и выработки. По расчетам, потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций. Применение газгольдеров, включаемых в газоуравнительную обвязку резервуаров, позволяет значительно снизить потери и при малых коэффициентах совпадения операций. При подаче топлива больше откачки, избыток паровоздушной смеси поступает в газгольдер, что позволяет уменьшить потери нефтепродуктов на 90-95%. На самом деле, когда откачка из резервуаров превышает поступление нефтепродукта в систему газгольдеры «отдают» в систему паровоздушную смесь. Объем газгольдера рассчитывают исходя из максимального несовпадения операций.

Обвязка резервуаров (газоуравнительная система, улавливание и конденсация паров) - это система газопроводов, соединяющих между собой газовой пространства резервуаров с нефтепродуктами одного сорта. Помимо использования газовой обвязки, можно применять и специальные газосборники для подключения к системе газовой обвязки. Газовый насос обеспечивает циркуляцию паровоздушной смеси в замкнутом контуре, что препятствует утечке паров нефти в атмосферу и способствует снижению потерь нефтепродуктов при приеме или отпуске.

Для улавливания паров нефтепродукта существуют способы улавливания их с последующей конденсацией следующими способами:

- Абсорбция паров активированным углём или маслом с последующей их десорбцией и конденсацией.
- Конденсация паров охлаждением в специальных холодильных камерах.

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Компрессия паров с помощью охлаждения водой.
- Совместный опыт эксплуатации углеабсорбционных и маслобензиновых установок на нефтепромыслах показал целесообразность применения их для улавливания парообразных выбросом нефти в резервуары.

Сокращение газового пространства резервуаров дает наибольший эффект в борьбе с потерями нефтепродуктов от испарения. ние экономической эффективности плавающих крыш и понтонов может быть достигнуто за счет применения прочных полимерных материалов и улучшения конструкции уплотняющих затворов. Вторая группа – это хранение под избыточным давлением. Если конструкция резервуара рассчитано на работу под избыточным давлением и в таком случае он может полностью исключить потери от «малых дыханий» и частично - от «больших дыханий». Как показали расчеты, большие избыточные давления усложняют конструкцию и увеличивают стоимость резервуаров. Снижение давления на оптимальное значение зависит от оборачиваемости резервуара, физико-химических свойств нефтепродукта и метеорологических условий. В третьей группе снижение амплитуды колебаний температуры газового пространства. Для обеспечения изотермического хранения нефти или значительного уменьшения колебаний температур газового пространства и по-верхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет. И последняя — четвертая группа — это вылавливать пары нефтесодержащих нефтепродуктов, которые выходят из емкости.

Газоуравнительные обвязки представляют собой отдельные трубопроводы или систему газопроводов, соединяющих газыые пространства резервуаров или транспортных емкостей. Использование газоуравнительной обвязки помогает частично сократить потери от

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

«больших дыхания». Эффективная эффективность сокращения потерь газа зависит от коэффициента совпадения операций и выработки. По расчетам, потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

Применение газгольдеров, включаемых в газоуравнительную обвязку резервуаров, позволяет значительно снизить потери и при малых коэффициентах совпадения операций. При подаче топлива больше откачки, избыток паровоздушной смеси поступает в газгольдер, что позволяет уменьшить потери нефтепродуктов на 90-95%. На самом деле, когда откачка из резервуаров превышает поступление нефтепродукта в систему газгольдеры «отдают» в систему паровоздушную смесь. Объем газгольдера рассчитывают исходя из максимального несовпадения операций.

Обвязка резервуаров (газоуравнительная система, улавливание и конденсация паров) - это система газопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров с нефтепродуктами одного сорта. Помимо использования газовой обвязки, можно применять и специальные газосборники для подключения к системе газовой обвязки. Газовый насос обеспечивает циркуляцию паровоздушной смеси в замкнутом контуре, что препятствует утечке паров нефти в атмосферу и способствует снижению потерь нефтепродуктов при приеме или отпуске.

4.3 Дыхательный клапан

Дыхательные клапаны предназначены для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в процессе закачки-выкачки, а также при температурных колебаниях окружающей среды. Монтируются они на крыше резервуара строго вертикально, для обеспечения правильной работы в заданных параметрах.

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		86

В последнее время в основном используют клапаны типа НДКМ (рисунок 4) и КДС, которые отличаются высокой пропускной способностью по сравнению с другими типами клапанов.



*1 – соединительный патрубок; 2 – седло; 3 – тарелка; 4 – мембрана;
5 – нижняя часть корпуса; 6 – верхняя часть корпуса; 7 – боковой люк;
8 – верхняя мембрана; 9 – диски; 10 – регулировочные грузы;
11 – крышка; 12 – трубка; 13 – амортизирующая пружина;
14 – цепочки для соединения дисков; 15 – импульсная трубка;
16 – огневой предохранитель*

Рисунок 18. Не примерзающий мембранный дыхательный клапан НДКМ

С помощью огневого предохранителя, который входит в состав НДКМ, можно предотвратить попадание пламени и искр внутрь резервуара. Пожарный предохранитель представляет собой кассету, в которую входят гофрированные и плоские пластины. Они образуют каналы небольшого диаметра.

Помимо дыхательного клапана, на резервуаре обязательно наличие предохранительного клапана, который дублирует работу дыхательного клапана при выходе последнего из строя. Обычно в комплекте с НДКМ предназначены предохранительные гидравлические клапаны типа КПП

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87



Рисунок 19. Дыхательный клапан, установленный на куполе резервуара



Рисунок 20. Виды исполнения дыхательных клапанов

Они изготавливаются в климатическом исполнении У, УХЛ, ТС, ТВ, категории размещения 1. Для эксплуатации в холодном климате движущийся стержень и уплотнители покрываются фторопластовой пленкой или оболочкой, которые не позволяют образоваться наледи на поверхностях.

Срок службы - 10 лет. По истечении срока требуется их замена или возможно проведение профилактических работ. Для надежной работы рекомендуется проводить технический осмотр состояния и количества масла.

					<i>Виды потерь при технологических процессах на ГНПС</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Расчетная часть

5.1 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Расчет стенки резервуара на устойчивость выполняется с помощью проверки соотношения:

$$\frac{\sigma_6}{\sigma_{6.кр}} + \frac{\sigma_\Gamma}{\sigma_{\Gamma.кр}} \leq \gamma_c$$

где σ_6 – расчетное напряжение сжатия в кольцевом сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения вертикальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{6.кр.}$ – критическое меридианное напряжение, зависящее от конструктивных параметров стенки, механических свойств ее материала;

σ_Γ – расчетное напряжение сжатия в вертикальном сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения горизонтальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{\Gamma.кр.}$ – нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки.

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин</i>			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>90</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

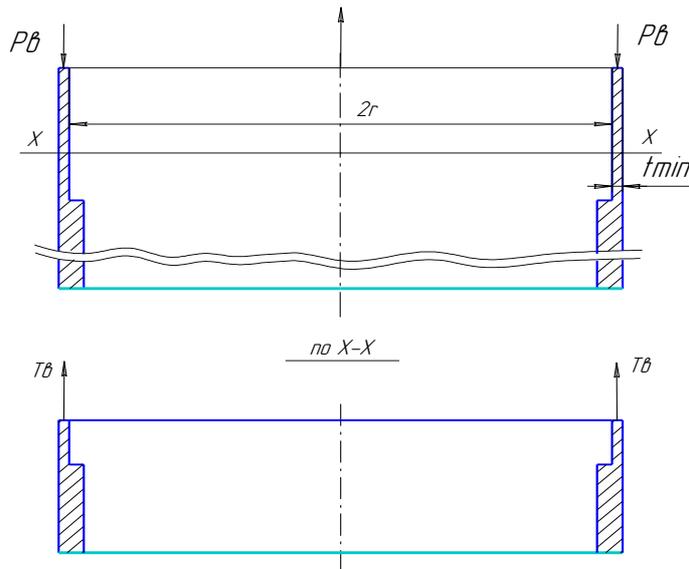


Рисунок 21 – Расчет устойчивости стенки от вертикальных (осевых) нагрузок

Нормативные значения:

снеговая нагрузка S [] кПа,

ветровая нагрузка w [] кПа.

Расчетная величина результирующей снеговой нагрузки на крышу:

[]

где s_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, $\mu = 1$;

Расчетная величина результирующей ветровой нагрузки на стенку:

[]

Где k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, $k = []$

C – коэффициент лобового сопротивления резервуара; $C = []$

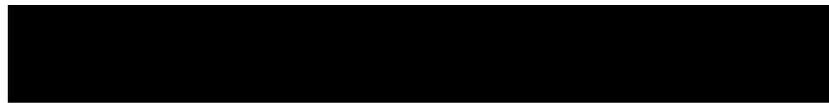
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

91

Наиболее нагруженным является 1 пояс резервуара, поэтому необходимо произвести его расчет устойчивости, не учитывая собственный вес стенки первого пояса. Вес части стенки, расположенной выше рассчитываемого пояса:



$$P_k = \text{[redacted]}$$

Рассчитываем напряжение сжатия в кольцевом сечении 1 пояса по формуле:



Рассчитываем критическое меридианное напряжение:

$$\text{Т.к. [redacted]}$$



где c – параметрический коэффициент, $c = \text{[redacted]}$;
 E – модуль упругости; $E = \text{[redacted]}$

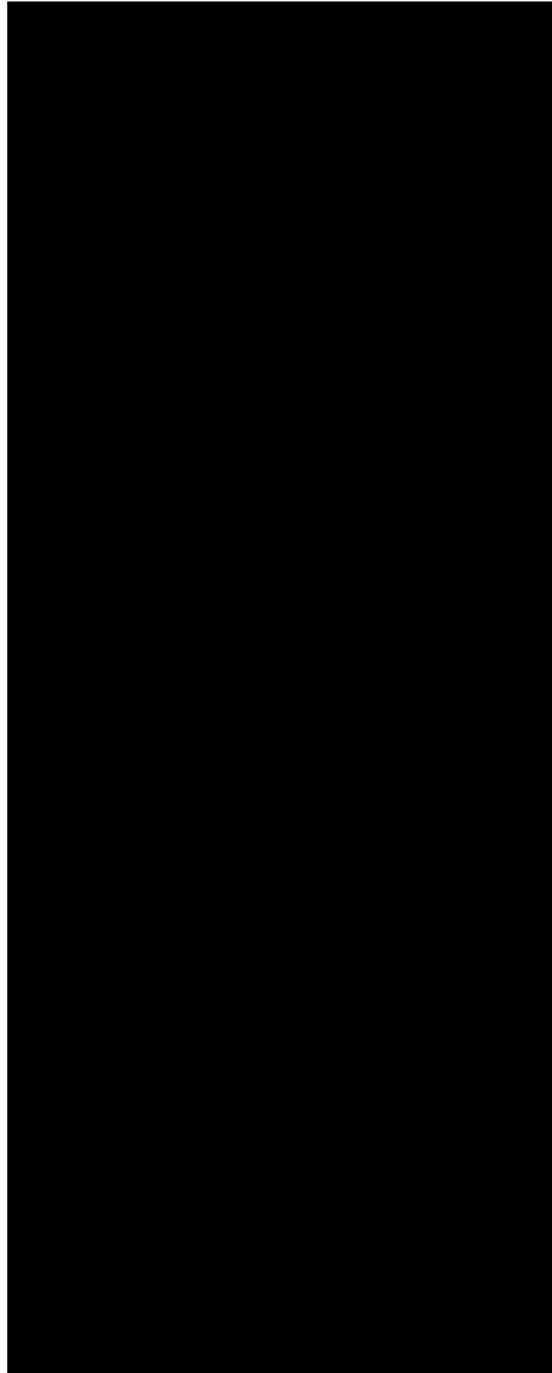


Рисунок 22. – Расчет устойчивости стенки от вертикальных (кольцевых) нагрузок и воздействий: а) -схема нагружения; б)-расчетная схема

Рассчитываем напряжение сжатия в вертикальном сечении I пояса по формуле:



					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Рассчитываем нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки:



Проверяем выполнение условия устойчивости стенки от вертикальных и горизонтальных внешних нагрузок:



Проверяем соблюдение условия общей устойчивости стенки:

$$\frac{\sigma_{\text{в}}}{\sigma_{\text{в.кр}}} + \frac{\sigma_{\text{Г}}}{\sigma_{\text{Г.кр}}} \leq \gamma_c,$$

где $\gamma_c = 1$ – коэффициент условий работы стенки РВС при расчете ее на устойчивость.



Условие общей устойчивости стенки выполняется.

5.2 Расчет ресурса стенки резервуара

Число полных циклов наполнения резервуара до образования макротрещины определяется по формулам:

$$N_0 = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right) - 1}{1,28 \cdot n_{\sigma} \cdot \sigma_a^* / \varphi_c - \sigma_{-1}} \right)^2$$

$$N_0 = \frac{1}{4 \cdot n_N} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right) - 1}{1,28 \cdot \sigma_a^* / \varphi_c - \sigma_{-1}} \right)^2$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		94

где: E - модуль упругости, для стали $E =$ [redacted], МПа;

Ψ - относительное сужение, определяемое экспериментальным путём или по справочным данным, $\Psi =$ [redacted] для стали [redacted]

n_σ - коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$;

σ_a^* - амплитуда условных напряжений в расчётной точке стенки резервуара, МПа, ;

σ_{-1} - предел выносливости для материала стенки, для стали [redacted] МПа;

φ_c - коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки, для малоуглеродистой стали - при ручной сварке $\varphi_c =$ [redacted], при автоматической $\varphi_c =$ [redacted];

n_N - коэффициент запаса по долговечности, $n_N =$ [redacted].

Амплитуда условных напряжений определяется по следующей формуле:

$$[redacted] \text{ (МПа)},$$

где $K_\sigma =$ [redacted]; σ_n (МПа)- максимальные напряжения в стенке резервуара

Подставляем значения параметров в формулы (4.12) и (4.13):

$$[redacted]$$

$$[redacted]$$

и получаем величину N_0 соответственно 7464 и 4028 циклов. Минимальная из них должна быть скорректирована по условиям коррозии. Ресурс с учётом коррозии определяется по формуле:

$$N = N_0 \cdot (1 - \beta_{kc}),$$

где:

$\beta_{кс} = \lambda \cdot \lg N_0$. Коэффициент $\lambda = \blacksquare$ при отсутствии мер по снижению коррозионного воздействия. В результате для условий эксплуатации данного резервуара минимальный срок службы при условии частоты заполнения $n=48$ циклов в год составляет:

\blacksquare

5.3 Расчет дыхательных клапанов \blacksquare

Подбор дыхательных клапанов для резервуара \blacksquare .

Исходные данные :

Диаметр резервуара – \blacksquare м;

Высота- \blacksquare м.

Закачиваемый нефтепродукт- *нефть* ;

давление насыщенных паров нефти $p = \blacksquare$ Па.

Производительность опорожнения и заполнения резервуара \blacksquare м³/ч.

Температура газового пространства $T_2 = \blacksquare$ К;

Температура нефти ,закачиваемого в резервуар, $T_n = \blacksquare$

Газосодержание нефти $G = \blacksquare$ м³/м³.

Дыхательные клапаны являются неотъемлемым оборудованием вертикальных резервуаров, которое обеспечивает взрывобезопасную эксплуатацию РВС. В процессе хранения нефтепродуктов или проведения сливо-наливных операций происходит испарение и образование паров в газовом пространстве резервуара. Давление в резервуаре также может меняться в течение одних суток за счет изменения температуры окружающей среды.

Некоторые эксплуатационные операции сопровождаются попаданием окружающего воздуха извне в резервуар. Все эти процессы («дыхание

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		96

резервуар»а) приводят к увеличению давления в газовом пространстве, что может разрушить стенку РВС, выдавить крышу или привести к взрыву. Для того, чтобы регулировать давление в газовом пространстве или вакуум, устанавливаются дыхательные и предохранительные клапаны.

дыхательные клапаны выполняют следующие функции: поддержание герметичности в резервуаре, сокращение потерь нефтепродуктов при $\frac{3,14 \times 39,90}{4} = 406,64 \text{ м}^2$ испарении, обеспечение взрывобезопасности резервуара, уменьшение загрязнения окружающей среды, предотвращение попадания пыли, песка и других частиц в резервуар, предотвращение смешения верхних слоев с насыщенными нижними слоями.

1)1.1 Максимальный расход нефтепродуктов при заполнениях резервуара

$$q_3 = \blacksquare$$

1.2 Максимальный расход газа вследствие нагрева газового пространства от внешней среды

$$q_{t1} = \blacksquare$$

$$q_{t1} = 4,76 \times 10^{-6} \times 5000 = 0,024 \text{ м}^3/\text{с}.$$

1.3 Расход газа вследствие нагрева газового пространства при закачке более нагретого нефтепродукта

$$t_2 = \blacksquare$$

$$q_{t2} = \frac{5,34(303 - 298)406,64 \times 127,8 \times 298}{273 \times 2072,47 \times 37000} = 0,0198 \text{ м}^3/\text{с}.$$

где: α -коэффициент теплообмена ,равный \blacksquare Вт/(м²К);

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		97

F-площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре,



c-теплоемкость дизельного топлива, равная [redacted] Дж/(кгК);

R-удельная газовая постоянная, равная [redacted] Дж/(кгК).

1.4 Объем выделяющихся из дизеля газов, определяемый по газовому фактору,

$$Q_{\Gamma} = [redacted] \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальный расход газов, проходящих через клапан,

$$Q_3 = [redacted] \text{ м}^3/\text{с}.$$

2) Расход поступающего через клапан атмосферного воздуха будет

$$Q_3 = q_{\text{в}} + q_{\text{т}}$$

$$Q_3 = [redacted]$$

$$[redacted];$$

$$q_{\text{т}} = [redacted] \text{ м}^3/\text{с}.$$

По значению $Q_3 = 0,821 \text{ м}^3/\text{с}$ выбираем по каталогам один клапан КДС-3000/500.

Вывод: Выбрал по каталогу один клапан [redacted]

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						98
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4 Расчет малых дыханий резервуара

Малые дыхания резервуара (особенно это проявляется в вертикальных стальных наземных резервуарах) происходят вследствие изменения температуры паровоздушной смеси и хранимого нефтепродукта в течение суток. Днем (особенно летом) температура повышается, испарение и объем паровоздушной смеси увеличиваются, давление в газовом пространстве растет, срабатывает дыхательный клапан и часть паровоздушной смеси выходит из резервуара в атмосферу. Ночью температура снижается, давление в газовом пространстве резервуара уменьшается, при вакууме свыше допустимого срабатывает дыхательный клапан, впуская воздух из атмосферы в резервуар. Днем этот воздух насыщается парами бензина, и описанный процесс повторяется вновь.

$$G_{\text{мд}} =$$

где σ - среднее массовое содержание паров нефти в ПВС;

V_r - объем ГП резервуара;

P_{min} и P_{max} - соответственно минимальное и максимальное парциальные давления паров нефти в ГП резервуара в течение суток;

$T_{r\text{min}}$ и $T_{r\text{max}}$ - минимальная и максимальная температуры ГП резервуара в течение суток.

Эту формулу можно представить в виде:

$$G_{\text{мд}} =$$

$$\Delta V = V_r * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) * T_{r\text{max}}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) * T_{r\text{min}}} \right] - \text{вытесняемый объем ПВС.}$$

Расчеты будем проводить по методике, изложенной в.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		99

1) Найдем площадь зеркала нефти:

$$F_H =$$

2) Определяем среднюю высоту ГП:

$$H_{\Gamma} = H - \frac{H_{\text{взл}2} - H_{\text{взл}1}}{2} + \frac{H_{\text{к}}}{3} =$$

3) Найдем объем ГП резервуара:

$$V_{\Gamma} = F_H * H_{\Gamma} =$$

4) Определяем молярную массу паров нефти:

$$M_H =$$

5) Принимаем, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха, т.е. $T_{\text{п.ср}} = T_{\text{в.ср}} =$ К.

6) Вычислим удельную теплоемкость нефти при его средней температуре:

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{290,7}}} * (762 + 3,39 * T_{\text{п.ср}}) =$$

7) Вычислим коэффициент теплопроводности нефти при ее средней температуре:

8) Определяем коэффициент температуропроводности нефти:

$$a = \frac{\lambda_H}{c_p * \rho'}$$

где ρ - плотность нефти при температуре $T_{\text{п.ср}}$.

$$\rho = \frac{\rho_{290,7}}{1 + \beta_p * (T_{\text{п.ср}} - 293)} =$$

Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

100

$\beta_p=0,000818$ 1/К – коэффициент объемного расширения для $\rho_{290,7}=850-859$ кг/м³

$$a = \text{[redacted]}$$

9) Количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года

$$N_d = \text{[redacted]}$$

10) Расчетное склонение солнца 15 июля:

$$\varphi = \text{[redacted]}$$

$$\varphi = \text{[redacted]}$$

11) Найдем продолжительность дня:

$$\tau_{\text{дн.}} = \text{[redacted]}$$

где Ψ - географическая широта .

12) Расчетный параметр:

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 * a * \tau_{\text{дн}}}} = \text{[redacted]}$$

13) Интенсивность солнечной радиации:

$$i_0 = \text{[redacted]}$$

где K_0 – коэффициент, учитывающий состояние облачности, $K_0 = 0,8$ - при облачности 50%;

γ – коэффициент прозрачности атмосферы, $\gamma = \text{[redacted]}$.

14) Площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГПР, на вертикальную плоскость:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						101
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_B = D_p * H_r = \text{[redacted]} \text{ м}^2.$$

15) Площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень:

$$F_0 = F_B * \sin(\Psi - \varphi) + F_H * \cos(\Psi - \varphi) =$$

$$= \text{[redacted]}.$$

16) Площадь поверхности стенок, ограничивающих ГПР:

$$F = F_H + \pi * F_B = \text{[redacted]}.$$

17) Найдем количество тепла, получаемого 1 м² стенки, ограничивающей ГПР, за счет солнечной радиации:

$$q = \varepsilon_c * \frac{F_0}{F} * i_0 = \text{[redacted]}$$

где ε_c – степень черноты внешней поверхности резервуара, $\varepsilon_c = 0,5$ - для резервуаров, окрашенных алюминиевой краской годичной давности.

18) Находим величины коэффициентов теплоотдачи коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к ПВС, находящейся в ГПР, соответственно для ночного и дневного времени:

$$\alpha_r = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}, \quad \alpha_r = \text{[redacted]};$$

- коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху с учетом излучения для ночного и дневного времени: $\alpha_{в.л} = \text{[redacted]}$ $\alpha_{в.л} = \text{[redacted]}$;

- коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху с учетом конвекции для ночного и дневного времени: $\alpha_{в.к} = \text{[redacted]}$ [redacted]

- коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефтепродукту через ГПР в ночное и дневное время: $\alpha_p = \text{[redacted]}$

- коэффициенты теплоотдачи от ПВС, находящейся в ГПР, к поверхности жидкости для ночного и дневного времени: $\alpha_n = \text{XXXX}$ XXXX

19) Определяем коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		102

внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время:

$$\alpha'_B = \alpha'_{B.K} + \alpha'_{B.L} = \blacksquare$$

$$\alpha_B = \alpha_{B.K} + \alpha_{B.L} = \blacksquare$$

20) Находим приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефти для ночного и дневного времени соответственно:

$$\alpha'_{ст.п} = \frac{\alpha'_\Pi * \frac{F_H}{F}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha'_\Pi}{\alpha'_\Gamma}} = \blacksquare ;$$

$$\alpha_{ст.п} = \frac{\alpha_\Pi}{\frac{\alpha_\Pi}{\alpha_\Gamma} + \frac{\alpha_\Pi + m * \lambda_H}{m * \lambda_H * \frac{F_H}{F}}} = \blacksquare .$$

21) Определяем избыточные максимальную и минимальную температуру стенки резервуара, отсчитываемые от средней температуры нефти:

$$\theta_{ст.max} = \frac{q + \alpha_B * \theta_{B.max}}{\alpha_B + \alpha_{ст.п} + \alpha_p * \frac{F_H}{F}} = \blacksquare$$

где $T_{max} = 303K$ - максимальная температура за июль месяц;

$$\theta_{ст.min} = \frac{\alpha'_B * \theta_{B.min}}{\alpha'_B + \alpha'_{ст.п} + \alpha'_p * \frac{F_H}{F}} = \blacksquare$$

где $T_{min} = 281K$ - минимальная температура за июль месяц.

22) Находим избыточные температуры ГПР, отсчитываемые от средней температуры нефти:

$$\theta_{\Gamma.max} = \frac{\theta_{ст.max}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha_\Pi}{\alpha_\Gamma} * \frac{m * \lambda_H}{\alpha_\Pi + m * \lambda_H}} = \blacksquare$$

$$\theta_{г.min} = \frac{\theta_{ст.min}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha'_п}{\alpha'_г}} = \text{[redacted]}$$

23) Находим минимальную и максимальную температуры ГПР:

$$T_{гmin} = \theta_{г.min} + T_{п.ср} = \text{[redacted]};$$

$$T_{гmax} = \theta_{г.max} + T_{п.ср} = \text{[redacted]}.$$

25) Находим объем жидкой и паровой фаз в резервуаре:

$$V_г = \text{[redacted]};$$

$$V_ж = V_п - V_г = \text{[redacted]}.$$

26) Определяем минимальное парциальное давление в ГПР:

так как

$$\frac{V_г}{V_ж} = \text{[redacted]}$$

где $\frac{\Delta C}{C_s} = 1$ — средняя относительная концентрация паров в ГПР

$$P_{min}^* = \text{[redacted]} \text{ Па};$$

$$P_{min} = \text{[redacted]} \text{ Па};$$

27) Находим температурный

$$\Theta = 7,5 \text{ К.}$$

28) Определяем газовую постоянную паров нефти:

$$R_п = \frac{\bar{R}}{M} = \text{[redacted]},$$

где $\bar{R} = 8314,3 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}}$ — универсальная газовая постоянная.

29) Находим давление в ГПР в конце выдоха:

$$P_г = P_a + P_{к.д} = \text{[redacted]} \text{ Па};$$

30) Рассчитаем почасовой рост концентрации в ГПР:

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						104
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{\tau} = \text{[redacted]}$$

$$= \text{[redacted]} \text{ в 1 час;}$$

31) Определяем продолжительность выдоха:

$$\tau = \text{[redacted]} \text{ ч;}$$

32) Находим минимальную концентрацию:

$$C_{min} = \frac{P_{min}}{P_a - P_{кв}} * 100 = \text{[redacted]} \text{ % ;}$$

33) Определяем максимальную концентрацию:

$$C_{max} = C_{\tau} * \tau + C_{min} = \text{[redacted]} \text{ % .}$$

34) Рассчитываем максимальное парциальное давление в ГПР:

$$P_{max} = \frac{(P_a + P_{кд}) * C_{max}}{100} = \text{[redacted]} \text{ Па.}$$

35) Среднее массовое содержание паров нефти в ПВС:

$$\sigma = \frac{P_{max} + P_{min}}{R_{п} * (T_{г.max} + T_{г.min})} = \text{[redacted]} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

36) Определяем вытесняемый объем ПВС:

$$\Delta V = V_{г} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{кв} - P_{min}) * T_{гmax}}{(P_a + P_{кд} - P_{max}) * T_{гmin}} \right] =$$

$$= \text{[redacted]} \text{ м}^3.$$

37) Находим потери нефтепродукта от «малых дыханий» за 1 день и за месяц:

$$G_{мд} = \sigma * \Delta V = \text{[redacted]} \text{ за 1 день;}$$

$$G_{мд} = \text{[redacted]} \text{ — за весь июль.}$$

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель ВКР – организационно-техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>.Мишуточкин</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>107</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Для данной темы целевым рынком являются нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие и нефте/нефтепродуктоперекачивающие компании: ПАО «НГК «Славнефть», ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ОАО «Транснефть»,

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). 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 интересует транспортировщиков нефти, чем нефтедобывающие предприятия.

Таблица 6.1– Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности			
		Добыча	Переработка	Транспортировка	
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

Таблица 4.2 Рассматриваемые компании

	ОАО «Транснефть»		ПАО «НГК«Славнефть»,
	ПАО «НК«Роснефть»		ПАО«Газпром»,
	ПАО«Сургутфтегаз»		

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

6.1.1 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.

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

В качестве объектов сравнения были рассмотрены компании, которые проводят работы по транспортировке нефти:

Вариант 1 – ПАО «НГ «Славнефть»

Вариант 2 – ПАО «Роснефть»

Вариант 3 – ООО «Восток»

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в таблице 1. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 6.2 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
3. Финансирование научной разработки	0,07	5	3	4	0,65	0,3	0,52
4. Срок выхода на рынок	0,13	5	4	2	0,35	0,2	0,35в
Итого	1	40	33	30	3,76	3,22	3,17

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	3	0,4	0,4	0,3
2.Удобство в эксплуатации	0,05	5	5	4	0,15	0,1	0,2
3.Надежность	0,1	4	5	4	0,3	0,5	0,2
4.Безопасность	0,14	3	2	4	0,56	0,42	0,42
5.Энергоэкономичность	0,15	4	3	2	0,3	0,5	0,4
1.Цена	0,11	5	4	2	0,6	0,52	0,48

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,1 \times 3 = 0,3$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Как показал анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным.

6.1.2 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

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (Таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проект: С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Возможность продолжения эксплуатации объектов.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Вывод оборудования из эксплуатации. Сл4. Большой срок поставки материалов.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры ПАО «Славнефть»	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).	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)
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.	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).	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).

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 6.4). 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 «-»

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 6.4). 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 «-»

Таблица 6.4 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон квозможностям проекта

	С1	С2	С3	С4
В1	+	0	+	-
В2	+	+	+	+
В3	-	-	+	+
В4	+	+	+	+

При анализе таблицы 6.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности В1С1С3, В2С1С2С3С4, В3С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 6.5 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон квозможностям проекта

	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
В1	+	+	-	-
В2	+	+	-	-
В3	+	+	-	-
В4	0	+	+	+

При анализе таблица 6.4, выявлены следующие коррелирующие слабы стороны и возможности: В1Сл1Сл2, В2Сл1Сл2, В3Сл1Сл2, В4Сл2Сл3Сл4.

Таблица № 6.6 - Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к угрозам проекта

	С1	С2	С3	С4
У1	0	-	+	-
У2	-	-	-	+
У3	-	-	-	+
У4	+	+	-	+

При анализе интерактивной таблица 5, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: У1С3, У2С4, У3С4, У4С1С2С4.

Таблица № 6.7 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к угрозам проекта

	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	+	+	-	-
У2	-	0	-	-
У3	+	+	-	-
У4	-	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 6, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: У1Сл1Сл2, У3Сл1Сл2, У4Сл3Сл4.

Вывод: Разработка имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции и повысит количество заинтересованных заказов. Совершенствование технологии позволит снизить длительность проведения увеличения нефтеотдачи пластов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно

учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ожі}$ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (6.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (6.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (6.3)$$

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

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

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		116

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

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

$$t_{pi} = \frac{1.8}{1} = 1.8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициент для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Замыкание электрических цепей через тело человека

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

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

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

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Изучение литературы по соответствующей тематике»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} k_{\text{кал}} = 11,6 \cdot 1,48 = 17,168 \approx 17 \text{ кал. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (для руководителя):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,28 = 1,792 \approx 2 \text{ кал. дн.}$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 9.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

Таблица 6.9 - Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исп-и	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность Работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} чел-дни	t_{max} чел-дни	$t_{ож}$ чл-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Инженер.	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Науч.рук.	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Науч.рук. Инженер	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Науч.рук. Инженер	2,1	3
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	Инженер	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Науч.рук. Инженер	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Науч.рук. Инженер	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Инженер	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Инженер	5,8	9

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 6.10 – Диаграмма Ганта

№ ра бо т	Вид работ	Исполнители	T _к кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февр.		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	17	■												
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■											
3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель исполнитель	4		■	■										
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель исполнитель	3			■	■									
5	Анализ существующих методов	Исполнитель	18			■										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	17					■								
7	Оценка результатов исследования	Руководитель исполнитель	3							■	■					
8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель исполнитель	3								■	■				
9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель	21								■					
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель	9											■		

В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей, а также рассчитано количество дней, в течение которых работал каждый из исполнителей.

6.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

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

Таблица 6.11 – Материальные затраты

Наименование материалов	Ед.измеря	Кол-во, ед.	Цена за ед.руб.	Сумма, руб.
Бумага	Шт.	200	0,38	76
Канц. принадлежности	Шт.	1	200	200
Печать на листе А4	Шт.	200	3	600
Итого:				876

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) 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. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.12 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц, шт.	Цена за единицу, тыс. руб.	Сумма,тыс. руб.
1. Компьютер с программой для 3D-моделирования	1	50	50
Итого			50000

Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 6.13 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер с программой для 3D-моделирования	1	10	50	50
Итого:	50 тыс. руб.				

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

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

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

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

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot t = \frac{0,33 \cdot 50000}{12} \cdot 3 = 4125 \text{ руб.}$$

6.2.4 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_д} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; $F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;
- при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_д} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (6.9)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_д) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_д) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_o – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 6.14 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 6.15 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{mc}, руб$	k_{np}	k_o	k_p	$Z_m, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_p,$ раб.дн.	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	8	17178,4
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	67	116787,1
Итого:								133965,5

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя: $Z_{доп}=015$; $K_{доп}=17178,4$; $Z_{осн}=2576,7$

– для инженера: $Z_{доп}=015$; $K_{доп}=196787,1$; $Z_{осн}= 17578,1$

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (17178,4 + 2576,7) = 5926,53 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (116787,1 + 17578,1) = 40309,56 \text{ руб}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата		123

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

6.2.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{кр} = (876 + 4125 + 133965,5 + 20154,8 + 46236,09) \cdot 0,2 = 41071,478$$

где $k_{кр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 6.16 - Группировка затрат по статьям

Статьи								
Амортизация	Сырье, материалы	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	того без накладных расходов	Накладные расходы	Итого бюджетная стоимость
4125	876	50000	133965,5	20154,8	46236,09	255357,39	41071,478	296428,87

В результате было получено, что бюджет затрат НТИ составит 296428,87 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 500000 тыс. рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более)

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

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. ПАО «Славнефть»

2. ПАО «Татнефть»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.17)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{296428,87}{500000} = 0,60$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{500000}{500000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{400000}{500000} = 0,8$$

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{ri}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 17).

Таблица 6.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения	Бальная оценка системы исполнения
			1	2
1. Безопасность при использовании установки	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5
3. Технические характеристики	0,3	4	5	3
4. Ремонтопригодность	0,15	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,15	4	4	4
Итого:	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}} \quad (6.20)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\bar{\varepsilon}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 6.18 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,60	1	0,8
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

Вывод по разделу:

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 81 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 65 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 16;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 296428,87 руб;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

1. Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,60 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						127
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,4, по сравнению с 4,55 и 3,95;
3. Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 6,25, по сравнению с 4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		128

7. Социальная ответственность

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена организационно-техническому обеспечению хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов

Основная цель раздела – рассмотрение вредных и опасных производственных факторов, обеспечения производственной безопасности, а также оценка тяжести и напряженности трудового процесса специалиста, организация режимов труда и отдыха, экологическая безопасность и правовые, организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рабочая зона: полевые условия или промышленные трубопроводы на объекте нефтегазового сектора в зависимости от локализации аварии.
Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 экскаватор, 2 бульдозера с рыхлителем, 1 самосвал, 2 тягач с тралом, 2 сварочный пост передвижной, 1 передвижная насосная установка, 1 трубоукладчик, 2 автомобиля повышенной проходимости, 1 вакуум-бочка, 10 вагон-дом передвижной, 2 вагон-склад, 5 мобильная радиостанция.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: проведения строительных работ.

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>.Мишуточкин</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>130</i>	<i>149</i>
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и так далее.

Строительные работы в большинстве случаев являются вахтовым методом работ. В Трудовом кодексе Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.05.2020, с изм. от 14.07.2020) для данной категории граждан устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера (24 календарных дня), в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера (16 календарных дней).

Рабочей зоной является область строительства резервуарного парка в полевых условиях или пром.площадке.

При проведении строительных работ используется большое разнообразие машин и оборудования, и для этого важно соблюдать ГОСТ EN 894-1-2012.

Рабочее место должно соответствовать следующим требованиям:

1. Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность работающих.

2. Конструкция рабочего места, его размеры и взаимное расположение его элементов

3. Уровни (концентрации) опасных и (или) вредных производственных факторов, воздействующих на человека на рабочем месте, не должны превышать установленных предельно допустимых значений.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						130
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Рабочее место и взаимное расположение его элементов должны обеспечивать безопасное и удобное техническое обслуживание, и чистку.

5. Конструкция рабочего места должна обеспечивать удобную рабочую позу человека, что достигается регулированием положения кресла, высоты и угла наклона подставки для ног при ее применении и (или) высоты и размеров рабочей поверхности.

7.2 Производственная безопасность

В процессе работы на человека оказывают влияние вредные и опасные производственные факторы.

В таблице 7.1 представлены опасные и вредные факторы при строительстве резервуарного парка. ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 7.1 – **Возможные!** Опасные и вредные производственные факторы при строительстве

№	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1	Неудовлетворительный микроклимат рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
2	Недостаточность освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
3	Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
4	Повышенная вибрация	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
5	Умственное переутомление	МР 2.2.9.2311-07. Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности
6	Эмоциональное переутомление	
7	Монотонность труда	
8	Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно
9	Короткое замыкание	
10	Статическое электричество;	

		допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
11	Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	ГОСТ Р 58208-2018 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Системы индивидуальной защиты от падения с высоты. Общие технические требования
12	Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части;	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

7.3 Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов

7.3.1 Неудовлетворительный микроклимат рабочей

зоны

Микроклимат рабочей зоны нормируется согласно ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ. Рабочее место находится в 4 климатическом поясе и по уровню теплозащитных свойств относиться к 3 классу защиты.

При длительном нахождении на холодном воздухе может появиться переохлаждению, обморожению конечностей, дискомфорту и нарушению сенсорной и нервно-мешочной функции.

Таблица 7.3 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Тяжелая- III	16-18	40-60	Не более 0.5
Теплый		18-20	40-60	0,2-0,6

СИЗ: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

СКЗ: помещения для обогрева, нормирование времени непрерывной работы на открытом воздухе и времени для обогрева.

7.3.2 Недостаточное освещение

В свою же очередь недостаток освещения или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

Создание оптимальных условий световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при работе оборудованном и тд. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение.

Согласно СП 52.13330.2016 в помещениях, где происходит наблюдение за технологическим процессом при постоянном нахождении работников в помещении освещенность не должна быть ниже 300 лк. Правильно проведенная компоновка освещения дает высокий уровень работоспособности.

Естественное освещение (КЕО, ен) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

7.3.3 Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочем месте. Неблагоприятное воздействие шума зависит как от самого уровня шума, так и от частотного состава. Вредность шума зависит от степени равномерности его воздействия с течением времени. Установлено, что критерием для характеристики шума, воздействующего на живой организм, является его мощность.

Интенсивный шум при ежедневном воздействии медленно и необратимо влияет на звуковоспринимающий отдел, вызывая потерю слуха, прогрессирующую с увеличением времени экспозиции шума. Непостоянные шумы негативно воздействуют на организм человека, они делятся на: импульсные, прерывистые, колеблющиеся, продолжительные и кратковременные.

При проведении строительных работ на участке используется более 10 единиц техники, которая является основным источником шума. Уровень шума не должен превышать допустимый уровень согласно с СП 51.13330.2011

Таблица 7.3 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума, по СП 51.13330.2011 пункт 6.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа требующая сосредоточенности	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

При работе крупногабаритной техники образуется шум превышающий допустимый уровень, для этого необходимо использовать СИЗ: наушники, противорумные вкладыши, шлем и каски. СКЗ: экраны, ограждения, кабины.

7.3.4 Повышенный уровень вибрации

Источником вибрации является тяжелая техника. При строительстве работники подвержены общей вибрации II категории ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Допустимые значения вибрации для данной категории представлены в таблице 3.

Воздействие вибрации при высоком уровне влияет на организм человек, приводит к утомлению, снижению производительности труда, и возникновению вибрационной болезни. Вибрационная болезнь характеризуется головокружением, головными болями и тд.

Таблица 7.4 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории II

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с·10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,25		108		2,50		114	
2,0	0,22	0,40	107	112	1,80	3,50	111	117
2,5	0,20		106		1,30		108	
4,0	0,16	0,28	104	109	0,63	1,30	102	108
5,0	0,16		104		0,50		100	
8,0	0,16	0,28	104	109	0,32	0,63	96	102
10,0	0,20		106		0,32		96	
16,0	0,32	0,56	110	115	0,32	0,56	96	101
20,0	0,40		112		0,32		96	
31,5	0,63	1,10	116	121	0,32	0,56	96	101
40,0	0,79		118		0,32		96	
63,0	1,30	2,20	122	127	0,32	0,56	96	101
80,0	1,60		124		0,32		96	
Корректированные и эквивалентные значения		0,28		109		0,56		101

Для уменьшения вибрации необходимо использовать СИЗ И СКЗ.

- СИЗ: виброизолирующая обувь, специальные стельки, рукавицы и перчатки.

- СКЗ: использование укрытий, применение вибробезопасной конструкции оборудования и тд.

7.3.5 Эмоциональное переутомление

Наиболее типичными симптомами и заболеваниями эмоционального переутомления является снижение работоспособности, усталость, покраснение глаз, головная боль, медлительность, нервозность.

Для снижения эмоционального напряжения, обусловленного характером трудовой деятельности работников умственного труда, обосновывается целесообразность включения в распорядок дня индивидуальных сеансов "психологической разгрузки". Для этого необходимо в плане оздоровительных мероприятий предусмотреть достаточное количество занятий с привлечением специалистов соответствующего профиля.

7.3.6 Монотонность труда

Монотонный труд - труд однообразный. Он включает либо выполнение простых элементов операции в заданном или свободном темпе, либо работы с сенсорной или умственной нагрузкой низкой или средней интенсивности при отсутствии элементов новизны.

Данный фактор приводит к падению интереса выполняемой работы, апатии, сонливости, невнимательности, усталости.

Для минимизации и предотвращения данного фактора необходимо проводить следующие мероприятия :совершенствование тех.процесса, обеспечение оптимальной информационной и двигательной нагрузки, повышение уровня бодрости.

7.3.7 Поражение электрическим током.

Рабочее помещение, оснащенное компьютерной техникой, относится к помещениям с повышенной опасностью. В таких помещениях обязательным является: защитное заземление; изоляция, ограждение и обеспечение недоступности токоведущих частей; применение малого напряжения и двойной изоляции.

К средствам защиты от статического электричества и электрических полей промышленной частоты относят комбинезоны, очки, спецобувь, заземляющие

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						136
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

браслеты, заземляющие устройства, устройства для увлажнения воздуха, антиэлектростатические покрытия и пропитки, нейтрализаторы статического электричества.

ГОСТ 12.1.038-82 устанавливает предельно допустимые напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц. Для переменного тока 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц — соответственно 2 В и 0,4 мА; для постоянного тока – 8 В и 1,0 мА (эти данные приведены для продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки).

Перед допуском к работе необходимо пройти инструктаж по технике безопасности, с изучением правил и росписью в журнал.

В рабочем кабинете, выполняются все требования и предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов соответствуют ГОСТ 12.1.038-82. Процент влажности помещения в пределах нормы. Содержание химически опасных веществ и реагентов, разрушающих изоляцию и токоведущие части электрооборудования, в данном помещении не наблюдается. В данном кабинете температура помещения 23°C, влажность воздуха 60%, что не превышает ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) ССБТ.

Кабинет является помещением без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Безопасными значениями являются $U = 12 \div 36$ В, $I = 0,1$ А, $R_{\text{заземления}} = 4$ Ом.

7.3.8 Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего

Одной из распространенных опасных факторов является падение работника с высоты. Данный фактор приводит в большинстве случаев к большому ущербу здоровья или летальному исходу.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						137
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Чтобы минимизировать влияние данных факторов необходимо проводить следующие мероприятия:

- Знать инструкции охраны труда при проведении работ на высоте;
- Знать зоны повышенной опасности;
- Знать и уметь использовать безопасные методы и приемы выполнения работ на высоте.
- Использовать СИЗ и СКЗ .

7.3.9 Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и тд на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81, ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91.

7.4 Экологическая безопасность

7.4.1 Защита селитебной зоны

Объекты по транспортировке нефти и газа относятся ко второй категории оказывающее негативное воздействие на ОС (Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						138
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [20]) – 1000 м. В таблице 3 приведены минимальные допустимый расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти согласно.

Таблица 7.5 – Минимальные допустимые расстояния

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб в мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

7.4.2 Защита атмосферы

При ведении строительных работ идет загрязнение атмосферы вредными парами нефти. Атмосферный воздух должен соответствовать требованиям, которые прописаны в СанПиН 2.1.3684-21.

Для минимизации выбросов необходимо проводить следующие мероприятия:

- Использование топлива, которое уменьшает выбросы;
- Своевременный ремонт и тс техники;
- Минимизация техники на объекте.

7.4.3 Защита гидросферы

При проведении строительных работ, в водоемы может попасть нефть и нефтепродукты, для предупреждения выбросов необходимо использовать мероприятия по предупреждению загрязнения подземных и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.13-86.

7.4.4 Защиты литосферы

При разливе нефти, огромный ущерб наносится почве. При ликвидации аварии разлива нефти почва подлежит рекультивации ГОСТ Р 57447-2017. «РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ И ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ»

Рекультивация нефтезагрязненных земель включает в себя ряд мероприятий, которые направлены на восстановление плодородности почвы, подвергшейся различным видам загрязнений.

Вышеуказанным Госстандартом утверждены и требования к мероприятиям по охране окружающей среды, предпринимаемым при рекультивации, поражённых нефтью и нефтепродуктами земель. Сюда относится:

- ускорение химического разложения нефтяных продуктов;
- ликвидация излишков натрия и солей из почв.

Нормативы допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ определяются с учетом:

- природно-климатической зональности и биоресурсной значимости территории;
- классификации развитых в пределах почв горизонтов почвенного разреза;
- степени устойчивости земель к нефтезагрязнению;
- значение ландшафтно-дифференцированных фоновых геохимических характеристик.

7.5 Безопасность в ЧС

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть природного характера (сильные морозы) и техногенного характера (диверсии)

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Сильные морозы, могут привести к увеличению количества аварий, связанных с нарушениями на

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						140
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

коммунальных системах жизнеобеспечения городка (электро-, тепло-, водоснабжение), нарушений в работе транспорта.

Рассмотрим наиболее вероятные ЧС:

- Пожар в здании
- Авария в системах жизнеобеспечения;
- Обрушение здания.

Одна из наиболее возможных аварийных ситуаций в рабочем помещении-пожар. Основными причинами возникновения такой аварийной ситуации могут быть: электрические короткие замыкания, неправильное обращение с нагревающимся оборудованием и неправильное хранение легковоспламеняющихся и взрывоопасных материалов. Согласно Стандарту безопасности труда, ГОСТ Р 12.1.019-2017, в помещениях офиса приняты профилактические меры, чтобы иметь возможность как можно быстрее реагировать на возможные чрезвычайные ситуации.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" класс возможного пожара «С» (пожар газов), первичные средства пожаротушения огнетушитель, кошма, песок.

Предусмотренные средства пожаротушения: огнетушитель ручной углекислотный ОУ-5, ящик с песком (на улице). Кроме того, каждое помещение оборудовано системой противопожарной сигнализации.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						141
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Вывод по разделу:

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с правовыми и организационными аспектами обеспечения безопасности. Изучены производственные факторы на рабочем месте, экологическая безопасность и безопасность в ЧС.

Строительные работы включают в себя работы, связанные с вредными и опасными производственными факторами. К ним относятся повышенный уровень шума; повышенный уровень общей вибрации; вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм; физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса, действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования, а также факторы, связанные с электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ I категории.

Персонал получает I категорию по электробезопасности для допуска работы на оборудовании.

Категория энергозатрат при строительстве относится к III категории работ, связанные с постоянными передвижениями и тд.

Рабочая зона относится ко II-III категории пожарной опасности. По взрывоопасности относится к классу В-II I_г расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества.

Категория II - объекта, оказывающего значительное негативное воздействие на окружающую среду.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						142
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

1. В результате проведенной работы установлено, что основными требованиями, определяемыми условия безопасной эксплуатации резервуаров для хранения нефти, является обеспечение их устойчивого положения при изменении состояния криолитозоны под днищем резервуара.
2. Так же безопасная эксплуатация определяется комплексом мероприятий, регулируемых объема образуемых потерь, связанных с изменением термобарических условий и проведением операций по их опорожнению и наполнению.
3. Результатом проведенного технологического прочностного расчета, в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2016[1], при отсутствии мер по снижению коррозионного воздействия в результате эксплуатации данного резервуара минимальный срок службы при условии частоты заполнения циклов в год составит года
4. Предложенное техническое решение, связанное с укреплением положения резервуара при помощи свайного основания, позволит минимизировать отклонение от проектного положения в дальнейших условиях эксплуатации и защитить днище и стенки от смещений, деформаций и дальнейшего разрушения.
5. Рассчитанные потери нефти от малых дыханий при наиболее жарком периоде и составил в сутки ,бкг за весь июль месяц.

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
Изм.	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мишуточкин			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					144	149
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6. Рассчитанные параметры позволили подобрать дыхательный клапан по каталогу - ██████████. Максимальный расход газов, проходящих через клапан составил ██████████, а поступающий через клапан атмосферный воздух ██████████ м³/с, согласно этим, данным был выбран именно этот дыхательный клапан.
7. Результатом оценки финансовых затрат на проектирование инженерного решения, составили ██████████ руб. Проведен анализ конкурентов, выбран один оптимальный и составлен план-график на строительство.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						144
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованной литературы

1. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³;
2. ВСН 311-89. Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³. – М.: ММСС СССР, 1990. – 61с.
3. СНиП 3.03.01-87. Несущие и горизонтальные конструкции. Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 192с.
4. СНиП 3.02.01-83*. Основания и фундаменты. Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 32с.
5. ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов. Серия 3. Выпуск 14. колл. авт. – М.: ФГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003. -70с.
6. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: Госгортехнадзор России, 1995. – 34с.
7. РД 08-296-99. Положение об организации технического надзора за соблюдением проектных решений и качеством строительства, капитального ремонта и реконструкции на объектах магистральных трубопроводов. – М.: Госгортехнадзор России, 2000. – 16с.
8. РД 03-613-03. Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов. - М.: Госгортехнадзор России, 2003-29.

					<i>Организационно техническое обеспечение хранения нефти на нефтеперекачивающей станции, расположенной в зоне многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мишуточкин</i>			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>146</i>	
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б7А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

9. РД 03-614-03. Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов. – М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 32с.
10. Афанасьев В.А. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учебник для вузов. - М.: Недра, 2009. - 334с.
11. Дикман Л.Г. Организация и планирование строительного производства: Управление строительными предприятиями с основами АСУ: Учеб. Для строит. Вузов - 3-е изд., перераб. И доп. - М.: Высшая школа, 2008 - 559с.
12. Мандриков А.П. Примеры расчета металлических конструкций: Учеб. Пособие для техникумов. - 2-е изд., перераб. И доп. - М.: Стройиздат, 2011. - 431 с.
13. Правила технической эксплуатации нефтебаз. колл. авт. – М.: Минэнерго России, 2003. – 79с.
14. Серебряный Г.Н. Выбор методов строительства железобетонных резервуаров для темных нефтепродуктов. М: Недра, 2010. – 128с.
15. Чолоян Г.С. Резервуары хранения нефти. М: Недра, 2011 – 258с.
16. Шадунц К.Ш., Ещенко О.Ю., Таратута М.Г. Сейсмостойкое строительство / Учебное пособие. - Краснодар, КубГАУ, 2007. – 91с.
17. Шахпаронов В.В. и др. Организация строительного производства / В.В. Шахпаронов, Л.П. Аблязов, И.В. Степанов; Под ред. В.В. Шахпаронова. - 2-е изд., перераб. И доп. - М.: Стройиздат, 2009. - 460с.: ил. - (справочник строителя).
18. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов Тугунов П. И. Новоселов В. Ф. 2002 г. 350с.
19. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; 16. СНиП 23-03-2003 Защита от шума; 17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки;

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						146
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

18. РД 102-76-87 Организация и режим теплообогрева строителей Миннефтегазстроя при выполнении работ на открытой местности;
20. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность; 20. ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда .Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности;
21. ГОСТ 12.2.016.5-91 ССБТ Сооружения промышленных предприятий; 22. СНиП 3.03.01-87 Несущие ограждения и конструкции;
22. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;
23. СП 52.13330.2011 Свод правил Естественное и искусственное освещение;
24. Постановление Совмина РСФСР ОТ 07.07.1972 № 408 Об утверждении Положения о режиме труда работников виброопасных профессий;
25. БСН 274-88 Правила техники безопасности при эксплуатации стреловых самоходных кранов; 27. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования;
26. ФЗ от 22.07.2013г. №123 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности; 29. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
27. СНиП 2.04.05.86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; Список используемых источников Лист 105 Изм Лист № докум. Подпись 31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
28. ГОСТ 12.1.046-85 ССБТ Нормы освещения строительных площадок; 33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; 34. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
29. ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования;

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						147
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

30. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
31. СНиП 3.02.01-87 Зеленые сооружения, основания и фундаменты;
32. С. А. Горелов. Машины и оборудование для сооружения газонефтепроводов. Уч.пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 122 с.; 39. ВСН 311-89 Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						148
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		