

Министерство науки и высшего образования 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»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов

УДК 622.691.23:665.723.078

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Нестеренко Максим Сергеевич		

Руководитель:

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

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

	Толщина внешнего резервуара из углеродистой стали – 0,01 м; Толщина внутреннего резервуара из хладостойкой стали – 0,027 м.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор конструктивных особенностей изотермических резервуаров для хранения СУГ; 2. Выполнение анализа нормативно-технической базы, в области проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров для сжиженного углеводородного газа; 3. Обзор и сравнение перспективных технологий хранения для изотермического резервуара СУГ с целью выявления наиболее эффективной; 4. Подбор оборудования и расчет эффективности исследуемой технологии.
Перечень графического материала	- Типичная принципиальная схема наземного изотермического резервуара СУГ; - Схема автоматического управления конденсацией и регазификацией СУГ; - Схема и цикл одноступенчатой холодильной машины с регенеративным теплообменником; - Чертеж исследуемого двустенного изотермического резервуара СУГ объемом 50000 м ³ ; - Блок-схема показателей эффективности применяемой технологии; - Рисунки; - Таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.01.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Нестеренко М.С.		28.01.2022 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Нестеренко Максиму Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Материально-технические: персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением, а также канцелярские принадлежности. Человеческие: инженер и руководитель.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%; Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Оценка конкурентоспособности технических решений; 2. Матрица SWOT; 3. График проведения и бюджет НИ; 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ.</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	__._.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		__.__.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Нестеренко М.С.		__.__.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Нестеренко Максим Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объектом исследования:</i> изотермический резервуар для хранения сжиженных углеводородных газов. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации.</p> <p><i>Область применения:</i> резервуарные парки хранения жидких углеводородов на перерабатывающих нефтехимических предприятий.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности. 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). 3. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция). 4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». 5. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой). 6. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Анализ потенциальных вредных и опасных факторов — Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> — повышенный уровень вибрации и шума; — производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

	<ul style="list-style-type: none"> – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаро- и взрывоопасность; – струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; – производственные факторы, связанные с чрезмерно низкой температурой материальных объектов производственной среды; – ударные волны воздушной среды; – производственные факторы, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.</p> <p>Воздействие на литосферу: таяние многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами от гидроиспытаний.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха парами СУГ при утечке.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – образование пролива; – пожар пролива; – выброс паров СУГ без последующего воспламенения; – выброс паров СУГ с последующим воспламенением; – взрыв паров СУГ в ограниченном пространстве. <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация резервуара.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

__._.2022 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			__._.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Нестеренко М.С.		__._.2022 г.

Министерство науки и высшего образования 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»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
28.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
06.03.2022	<i>Основные свойства СУГ, влияющие на процесс хранения</i>	5
18.03.2022	<i>Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ</i>	5
25.03.2022	<i>Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах</i>	10
05.04.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
15.04.2022	<i>Подбор и расчет оборудования</i>	15
05.05.2022	<i>Расчет эффективности внедряемой технологии</i>	10
04.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
24.05.2022	<i>Заключение</i>	5
01.06.2022	<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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа 155 с., 32 рис., 49 табл., 78 источник, 2 прил.

Ключевые слова: газ, сжижение, хранение, резервуар, температура, проектирование, эффективность, сооружение, безопасность, потери, теплообмен.

Объектом исследования являются технологии хранения сжиженных углеводородных газов в изотермических резервуарах.

Цель работы – разработка технических решений изотермического хранения углеводородных криогенных жидкостей.

Методология проведения работы: В работе проведены расчеты по учебно-методическому пособию Мизина В.М. «Подбор и расчет основных элементов одноступенчатой парокompрессионной холодильной машины», по сводам правил «Резервуары изотермические для хранения сжиженных газов» и «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб».

Основные конструктивные решения: применение устройства для хранения сжиженного углеводородного газа в изотермическом резервуаре с размещением на крыше холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом.

Область применения: резервуарные парки хранения жидких углеводородов на территориях добывающих, транспортирующих и перерабатывающих нефтехимических предприятий.

Значимость работы: потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана со снижением объемов потерь углеводородных ресурсов и эксплуатационных расходов на обслуживание хранилищ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>		
Разраб.		Нестеренко М.С.					
Руковод.		Чухарева Н.В.			Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				11	155
					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

Abstract

Graduate qualification work 155 p., 32 fig., 49 tabl., 78 sources, 2 appendix.

Key words: gas, liquefaction, storage, tank, temperature, design, efficiency, construction, safety, losses, heat exchange.

The object of research is technology of liquefied hydrocarbon gases storage in isothermal tanks.

The aim of the work is to develop technical solutions for isothermal storage of hydrocarbon cryogenic liquids.

Methodology of the work:

In the work calculations were carried out according to the manual by V.M. Mizin and Yu.V. Tatarenko "Selection and calculation of the basic elements of a single-stage steam-compression refrigerating machine", according to the sets of rules "Isothermal tanks for liquefied gas storage" and "General provisions for the design and construction of gas-distribution systems made of metal and polyethylene pipes".

The main design solutions: the use of a device for storing liquefied hydrocarbon gas in an isothermal tank with the placement on the roof of the refrigerator-gas machine with a cryogenic liquid pump.

Scope of application: tank parks of liquid hydrocarbon storage on the territories of producing, transporting and refining petrochemical enterprises.

Significance of the work: potential efficiency of the considered technical solution is associated with reduction of hydrocarbon resources losses and operating costs for maintenance of liquefied hydrocarbon gas storage facility.

					Реферат	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определения, сокращения

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Изотермический резервуар: резервуар для хранения сжиженных газов при температуре кипения и давлении, близком к атмосферному, состоящий из концентрически расположенных внутреннего и наружного стальных корпусов.

Абсорбция: химический или физический процесс впитывания одного вещества другим.

Ролловер: самопроизвольное перемешивание слоев газа в результате притока тепла с резким увеличением скорости испарения;

Крекинг: высокотемпературная переработка нефти и её фракций с целью получения продуктов меньшей молекулярной массы;

Термический риформинг: превращение соответствующих фракций первичной нефтеперегонки в высокооктановые бензины исключительно под воздействием высоких температур;

Низкотемпературной сепарацией: процесс извлечения жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз.

Ростверк: верхняя часть свайного или столбчатого фундамента, распределяющая нагрузку от несущих элементов здания или сооружения;

Хладагент: рабочее вещество холодильной машины.

Регазификация: процесс преобразования сжиженного газа из жидкого состояния в газообразное.

Рециркуляция: многократное полное или частичное возвращение потока газов, жидких или твердых веществ в технологический процесс с целью регулирования температуры, концентрации компонентов в смесях, увеличения

Нестеренко М.С.

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.					Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						13	155
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

выхода целевого вещества.

Дросселирование: понижение давления газа или пара при протекании через сужение проходного канала трубопровода — дроссель, либо через пористую перегородку.

Рекуперативный теплообмен: теплообмен, при котором горячий и холодный теплоносители движутся в разных каналах, а процесс теплообмена происходит через стенку.

Изомеризация: превращение химического соединения в изомер, перегруппировка атомов в молекуле вещества без изменения её качественного и количественного состава. Процесс изомеризации используется в органической химии, в том числе в производстве топлив и в пищевом производстве.

Сокращения:

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ИНК – Иркутская нефтяная компания;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

ИР – изотермический резервуар;

НПК – научно-производственный консорциум;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

СКМТС – система комплексного мониторинга технического состояния;

ПА – пропан автомобильный;

ПБА – пропан-бутан автомобильный;

СПБТ – смесь пропан-бутановая техническая;

СПБТЗ – смесь пропан-бутановая техническая зимняя;

СПБТЛ – смесь пропан-бутановая техническая летняя;

СГ – сжиженный газ;

ПТ – пропан технический;

БТ – бутан технический;

ГСН – газ сжиженный нефтяной;

СПГ – сжиженный природный газ;

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ГПВС – газо-паровоздушная смесь;
ХГМ – холодильно-газовая машина;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
НК – нефтяная компания;
РТО – регенеративный теплообменник;
НТИ – научно-техническое исследование;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
ПДК – предельно-допустимая концентрация;
ОГ – отпарной газ;
ЧС – чрезвычайная ситуация.

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Оглавление

Введение.....	19
1. Реализация сжиженного углеводородного газа	21
1.1. Анализ рынка СУГ	21
1.2. Технологии хранения СУГ	24
1.3. Обзор исследований и анализ нормативной документации по проектированию и строительству изотермических резервуаров	28
1.4. Перспективы развития изотермического резервуаростроения в РФ	29
2. Основные свойства сжиженных углеводородных газов	32
3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ	35
4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах.....	40
4.1. Устройство для хранения СУГ с размещением на крыше холодильно-газовой машины с криогенным жидкостным насосом	40
4.2. Технология автоматического управления процессами конденсации паров в ИР и регазификации СУГ	44
4.3. Способ изотермического хранения и регазификации СУГ с применением парокompрессионного холодильного агрегата.....	47
4.4. Выбор и обоснование технологии повышения эффективности эксплуатации ИР для хранения СУГ	50
5. Характеристика объекта исследования.....	52
6. Расчетная часть.....	57
6.1. Расчет и подбор основных элементов холодильной машины	57
6.1.1. Тепловой расчет и подбор одноступенчатого поршневого компрессора холодильной машины	58
6.1.2. Расчет горизонтального кожухотрубного конденсатора	69
6.1.3. Расчет горизонтального кожухотрубного испарителя	71

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нестеренко М.С.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					16	155
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

6.2. Технологический расчет изотермического резервуара.....	776
6.2.1. Активное давление на стенки резервуара от перлитовой засыпки.....	77
6.2.2. Расчет компенсационных матов	79
6.2.3. Расчет стенки внутреннего корпуса изотермического резервуара	80
6.2.4. Расчет днища изотермического резервуара	84
6.2.5. Расчет стационарной крыши изотермического резервуара.....	85
6.3. Расчет эффективности внедряемой технологии	90
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	96
7.1. Потенциальные потребители результатов исследования	96
7.2. Анализ конкурентных технических решений	98
7.3. Технология QuaD	99
7.4. SWOT-анализ.....	100
7.5. Планирование научно-исследовательских работ.....	102
7.5.1. Структура работ в рамках научного исследования	Ошибка! Закладка не определена
7.5.2. Разработка графика проведения научного исследования	104
7.6. Бюджет научно-технического исследования	107
7.7. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	112
8. Социальная ответственность	115
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	115
8.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства.....	115
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	117
8.2. Производственная безопасность.....	117
8.3. Экологическая безопасность.....	125
8.3.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду	125
8.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	126
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	128
8.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	128

8.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	1307
Заключение	130
Список использованных источников	132
Приложение А	143
Приложение Б	153

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

Введение

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) представляют собой смесь пропана, бутана, изобутана и других газов, которые приобретают жидкое состояние при отрицательной температуре и атмосферном давлении или при нормальной температуре и повышенном давлении.

Наиболее безопасными и перспективными хранилищами большого количества сжиженного газа являются изотермические резервуары (при низких температурах и давлениях). Изотермические резервуары имеют ряд преимуществ, а именно: возможность хранения большого объема при низких критической температурой, взрыва- и пожароопасности и минимальных естественных потерях сжиженного газа. При этом, расход металла для их изготовления меньше в сравнении с цилиндрическими резервуарами того же объема [1].

В настоящее время практический опыт работы с СУГ на территории РФ незначительный. Но, несмотря на это, активно создаются и развиваются проекты в области реализации СУГ, которые подразумевают использование специальных изотермических хранилищ для обеспечения требуемых условий сохранения продукта в жидком агрегатном состоянии. Здесь необходимо отметить отсутствие единообразия отечественной нормативно-технической базы, посвященной вопросу проектирования данных технических сооружений.

В связи с этим, все вопросы, связанные с длительным хранением больших объемов СУГ с созданием требуемых термобарических условий, являются актуальными. Поэтому, тема выпускной квалификационной работы «Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов» является **актуальной**.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка технических решений изотермического хранения углеводородных криогенных жидкостей.

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нестеренко М.С.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	155
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

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

- 1) на основе нормативно-технической документации проанализировать конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов;
- 2) рассчитать технические параметры вертикального резервуара для хранения пропана при пониженных температурах;
- 3) разработать техническое решение для оптимизации эксплуатации изотермического резервуара.

Объектом исследования являются технологии хранения сжиженных углеводородных газов в изотермических резервуарах.

Предмет исследования: двухбололочный изотермический стальной вертикальный резервуар для хранения сжиженного углеводородного газа.

Область применения: резервуарные парки хранения жидких углеводородов на территориях добывающих, транспортирующих и перерабатывающих нефтехимических предприятий.

Практическая значимость работы: потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана со снижением объемов потерь углеводородных ресурсов и эксплуатационных расходов на обслуживание хранилищ.

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

1. Реализация сжиженного углеводородного газа

1.1. Анализ рынка СУГ

Ежегодно в РФ производится около 16-17 млн тонн сжиженных углеводородных газов, в том числе порядка 6 млн тонн приходится на экспорт. Тем не менее, государство способствует развитию внутреннего рынка СУГ.

Сейчас реализуются проекты по наращиванию мощностей нефтехимической отрасли с целью достижения к 2024 г. производства СУГ до 23 млн тонн при экспорте менее 7-8 млн тонн [2]. Так, в первом квартале 2021 года компания «Роснефть» запустила свой флагманский газовый проект под названием «Роспан». Проект обеспечит ежегодную добычу газа в более, чем 20 млрд м³, добычу 5 млн тонн газового конденсата и более 1 млн пропана и бутана [2].

На рис. 1.1 представлена динамика валового производства и экспорта СУГ в РФ на период 2012-2025 гг. (рис. 1.1).

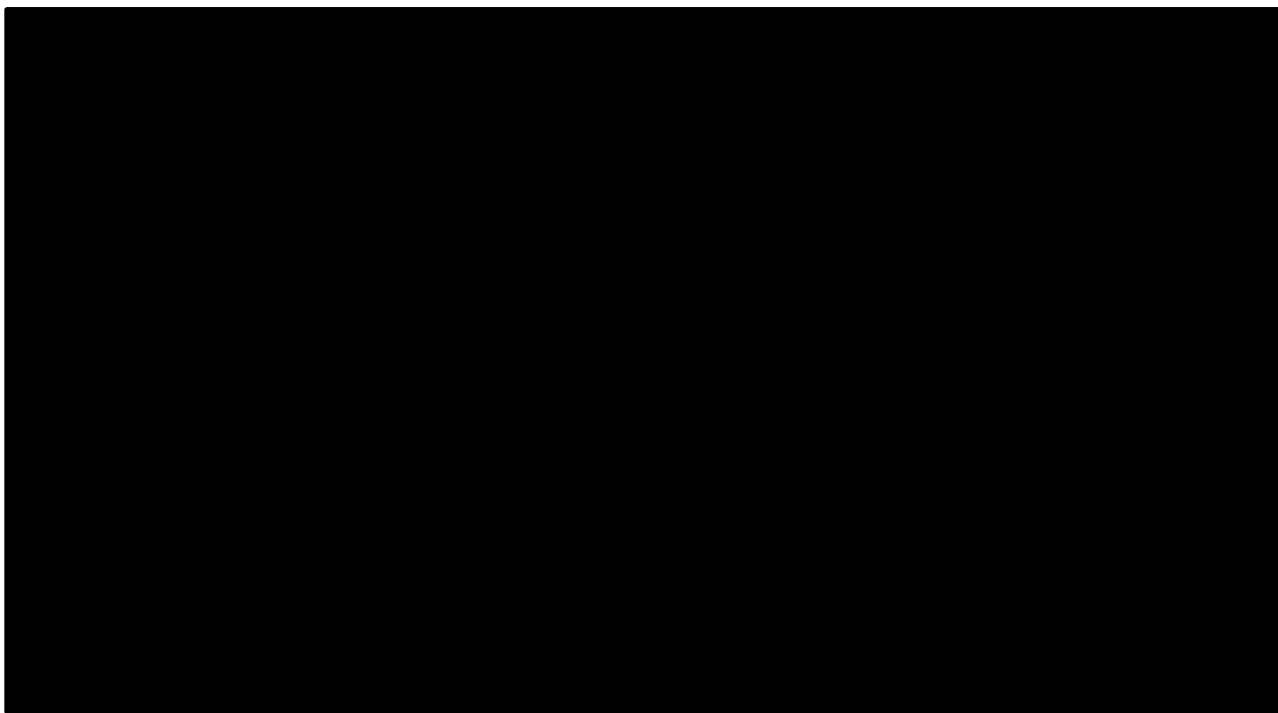


Рисунок 1.1 – Динамика валового производства и экспорта СУГ в России, 2012-2025 гг. [2]

Более того, биржевые цены на СУГ значительно растут в 2021 году на

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>		
Разраб.		Нестеренко М.С.					
Руковод.		Чухарева Н.В.			Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				21	155
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

фоне высокого спроса на внешних рынках (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Биржевые цены на сжиженный углеводородный газ [3]

Крупнейшие поставщики СУГ в РФ связывают повышение стоимости с увеличенным спросом в данном временном промежутке. Также, специалисты подчеркивают, что экспорт СУГ выгоднее его внутренней реализации. Более того, значительное влияние на ценообразование оказывает стремительный переход автотранспорта с традиционных типов топлива на пропан-бутан.

Основные компании-производители сжиженных углеводородных газов в РФ [4]:

1. ОАО «НК «Роснефть»;
2. ОАО «Газпром»;
3. ОАО «Газпром нефть»;
4. ОАО «ЛУКОЙЛ»;
5. ОАО «НОВАТЭК»;
6. ОАО «Сибур Холдинг»;
7. ОАО «Сургутнефтегаз»;
8. ОАО «Татнефть»;
9. ОАО «РусГазМенеджмент»;
10. ОАО АНК «Башнефть»;
11. ООО «УК «Санорс».

Также, в 2021 г., согласно «Плану развития нефте- и газохимии России на период до 2030 г.», произведен ввод двух новых крупных предприятий по производству СУГ [2]:

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1) Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) [5] в г. Свободный Амурской области – одно из крупнейших предприятий в мире по переработке природного газа.

Проектная мощность – 42 млрд м³ газа в год, из них бутан – порядка 500 тыс. тонн в год и пропан – порядка 1 млн. тонн в год.

Газ Чаядинского месторождения (Якутия) транспортируется на ГПЗ по магистральному газопроводу «Сила Сибири». Затем планируется принимать газ еще и с Ковыктинского месторождения (Иркутская область).

В октябре 2015 г. началось строительство Амурского ГПЗ. В июне 2021 г. был произведен пуск 1-ой технологической линии, а в сентябре 2021 г. – 2-ой технологической линии. По мере увеличения объемов газа будут включены в работу еще 4 линии. ГПЗ достигнет полной проектной мощности к 2025 году [5].

2) «РОСПАН ИНТЕРНЭШЕНЛ» (общая мощность всего проекта по СУГ – 1,2 млн тонн в год) [6].

По словам представителя российской нефтяной компании, «РОСПАН ИНТЕРНЭШЕНЛ», скорее всего, будет использовать политику диверсификации экспортных поставок: «На предприятии предполагается производить только пропан-бутан технический, а основными направлениями экспорта могут выступить Китай (через Маньчжурию), морские терминалы Тамань/Темрюк и Украина».

По оценке экспертов «Аналитического центра ТЭК», при условии своевременного ввода в эксплуатацию заявленных предприятий, а также при восстановлении объемов производства на действующих заводах выпуск СУГ по итогам 2021 г. может достичь 19 млн т (плюс 24%) [6].

В результате значительного увеличения производства СУГ и более медленного роста спроса со стороны внутреннего рынка экспортные отгрузки по итогам 2021 г., по прогнозам, увеличатся и могут достичь 6,4 млн т. (плюс 56%) [2].

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Кроме того, в рамках «Плана развития нефте- и газохимии России на период до 2030 г.» в 2022 году планируется ввод в эксплуатацию Усть-Кутского газоперерабатывающего завода Иркутской нефтяной компании (ИНК). Общая мощность всего проекта по СУГ – 1 млн тонн в год) [2].

В состав Усть-Кутского ГПЗ входит газофракционирующая установка, а также комплекс приема, хранения и отгрузки СУГ. Завод будет осуществлять операции по разделению широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) с целью извлечения технических пропана, бутана и стабильного газового конденсата, а также получения этана для Иркутского завода полимеров.

1.2. Технологии хранения СУГ

Для хранения углеводородный газ сжижают, так как осуществляется в жидком агрегатном состоянии газ занимает значительно меньший объем (до 1500 раз) [7].

Для исключения перехода в газообразное состояние, требуется создать необходимое соотношение компонентов в системе «жидкость-пар». С этой целью резервуар наполняется до 85 % для поддержания равновесия системы компонентов и требуемой упругости насыщенных паров.

Особенности углеводородных газов:

- при относительно малом давлении (в том числе под давлением собственных паров) сжижаются;
- в жидком состоянии почти в два раза легче воды: например, плотность пропана в жидкой фазе при нормальных условиях составляет всего 510 кг/м³;
- в газообразном состоянии легче воздуха, что определяет особые требования безопасности;
- потери тепла при испарении СУГ составляют приблизительно 0,7 % от тепловой энергии, что обусловлено низкой скрытой теплотой парообразования (для пропана 428,4 кДж/кг);
- низкая, что с одной стороны способствует утечкам, но с другой стороны упрощает транспорт СУГ.

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Условия хранения СУГ:

- давление насыщенных паров: при минус 20 °С более 0,07-0,16 МПа, при минус 30 °С более 0,07 МПа и при плюс 45 °С менее 1,6 МПа;
- рабочее давление: до 1,6 МПа;
- объемная доля жидкого остатка при плюс 20 °С - не более 0,7-1,8%;
- температура хранения: от -50 °С до +60 °С.

СУГ хранится в следующих видах резервуаров:

1. шаровых (наземных);
2. вертикальных цилиндрических (подземных и наземных);
3. горизонтальных цилиндрических (подземных и наземных);
4. изотермических (подземных и наземных) [7].

Горизонтальные газгольдеры (рис. 1.3) используются для хранения СУГ объемом до 200 м³ и имеют следующие варианты исполнения:

- наземные и подземные газгольдеры;
- одностенные и двустенные газгольдеры [7].



Рисунок 1.3 – Горизонтальный газгольдер [8]

В двустенной конструкции дополнительно имеется внешний корпус, который препятствует выходу сжиженного газа при разгерметизации внутреннего корпуса. Пространство между внутренней и внешней стенкой заполняется то-солом, этиленгликолем или инертным газом для предотвращения взрыва.

Наземные газгольдеры монтируются на опоры в железобетонный фундамент для защиты от опрокидывания. Тем самым, их легче эксплуатировать.

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подземные монтируют непосредственно в грунт, что повышает взрыво- и пожаробезопасность и экономит пространство, но способствует коррозионным процессам. Для защиты от коррозии их покрывают гидроизоляционными материалами: полимерно-битумными мастиками или пенополиуретаном.

Для заполнения и слива продукта предусмотрена линия наполнения/забора с компрессорами или насосами. Кроме того, имеется линия сброса паров СУГ.

Вертикальные газгольдеры (рис. 1.4) для СУГ производятся объемом до 20 м³ вследствие высоты корпуса [7]. В отличие от горизонтальных, вертикальные газгольдеры имеют меньшее зеркало испарения. Потому применяются испарители или подогреватели.



Рисунок 1.4 – Вертикальный газгольдер [9]

Сферические, или шаровые, резервуары (рис. 1.5) применяются для хранения большого объема сжиженного газа (от 600 м³ до 4000 м³) при рабочем давлении от 0,25 МПа до 2,0 МПа [7]. Их конструкция имеет в составе лепестки, купол (крыша) и днище толщиной от 16 мм до 40 мм.

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



Рисунок 1.5 – Сферический резервуар [10]

Форма и особые условия хранения позволяют сократить расход металла до 20% в сравнении с цилиндрическими резервуарами.

Изотерические резервуары (ИР) позволяют хранить газ при низкой температуре и атмосферном давлении, что способствует снижению упругости паров (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Изотермические резервуары [12]

Тем самым, за счет уменьшения толщины стенок понижается расход металла до 8-15 раз. Более того, допустимо заполнять ИР до 95% (в отличие предела в 85 % для горизонтального резервуара). Испарившийся газ отправляется

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

в систему газоснабжения, на свечу или возвращается в резервуар после конденсации [11].

Объем может достигать до 50000 м³ [11]. Конструкция ИР представляет собой цилиндрическую емкость с теплоизоляцией и купольной крышей. Наземные ИР устанавливаются на железобетонные опоры, подземные – на основание [11].

1.3. Обзор исследований и анализ нормативной документации по проектированию и строительству изотермических резервуаров

Опыт по проектированию и сооружению хранилищ газа изложен в работе Б.М. Рачевского [13]. Также, описан выбор тепловой изоляции, фундамента ИР и дан расчет несущих элементов на прочность.

Явления ролловера и стратифицированных слоев приведены в работе В.С. Сафонова [14].

С 1988 г. в России все вопросы проектирования ИР регламентировались ВНТП 51-1-88 [15]. Однако, документ утратил актуальность и требует пересмотра, поскольку на мировом рынке эксплуатируются резервуары объемом в 10 раз больше, чем допустимые данным документом.

В США в области проектирования ИР действует стандарт API 620 [16], в Европе – BS7777 [17] и СТБ EN14620 [18], которые также описывает требования к ИР полной герметизации.

В США в сфере реализации сжиженных газов нормативную базу составляют следующие документы:

- API 2510 «Проектирование и строительство хранилищ сжиженного нефтяного газа на морских перевалочных базах, газоперерабатывающих заводах, нефтеперерабатывающих заводах и на территории резервуарных парков» [19] (российский аналог ПБ 03-110-96 [20]);
- NFPA 58 «Сжиженные газы - транспорт и хранение» [21], NFPA 59 «Сжиженный нефтяной газ на газовых заводах» [22].

В качестве европейского стандарта для сжиженного газа используется

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

EN1473 «Установки и оборудование береговые стационарные для сжиженного природного газа. Конструкция» [23].

Перечисленные выше нормативные документы регламентируют безопасную эксплуатацию и нацелены на снижение аварийных утечек.

Порядок проведения диагностики ИР (полной и частичной) изложен в РД 03-410-01 [24].

Требования к СУГ коммунально-бытового назначения устанавливаются в соответствии с ГОСТ 20448-90 [25] для следующих марок:

- пропан технический (ПТ);
- бутан технический (БТ);
- смесь пропана и бутана техническая (СПБТ).

Требования к СУГ для автомобильного транспорта устанавливаются в соответствии с ГОСТ 27578-2018 [26] для следующих марок:

- пропан автомобильный (ПА);
- пропан-бутан автомобильный (ПБА).

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что на сегодняшний день не существует нормативного документа, который бы в полной мере устанавливал требования к ИР. Эта проблема волнует многих отечественных авторов, и поэтому к настоящему времени в научной литературе представлено множество публикаций, предлагающих различные инженерные методики расчёта хранилищ СУГ.

1.4. Перспективы развития изотермического резервуаростроения в РФ

На сегодняшний день для хранения сжиженного газа в России используется импортное оборудование. При этом стоит подчеркнуть, что РФ имеет перспективы в области изотермического резервуаростроения для производства продукции, которая будет обладать высокой конкурентоспособностью. Этому способствует отечественный опыт проектирования ИР сжиженных газов с 1978 года.

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Хранилища сжиженного являются высокотехнологичной конкурентоспособной продукцией и обладают большим экспортным потенциалом [29, 30]. Так, импортозамещение объединяет интересы бизнеса, заинтересованного в развитии перспективной отрасли экономики, и государства (как гаранта технологической безопасности страны) [29, 31].

Однако, невзирая на важность импортозамещения, российские компании заказывают оборудование за рубежом и адаптируют его в РФ под нормативно-техническую базу.

При проведении анализа рынка инжиниринговых услуг, отметим, что доля химической, нефтяной и нефтегазовой промышленности недостаточна и составляет всего 3% (рис. 1.7). При этом, в РФ нет производства некоторых видов криогенного оборудования. Например, на рынке отсутствуют современные отечественные компрессоры и погружные насосы большой производительности [27-31].

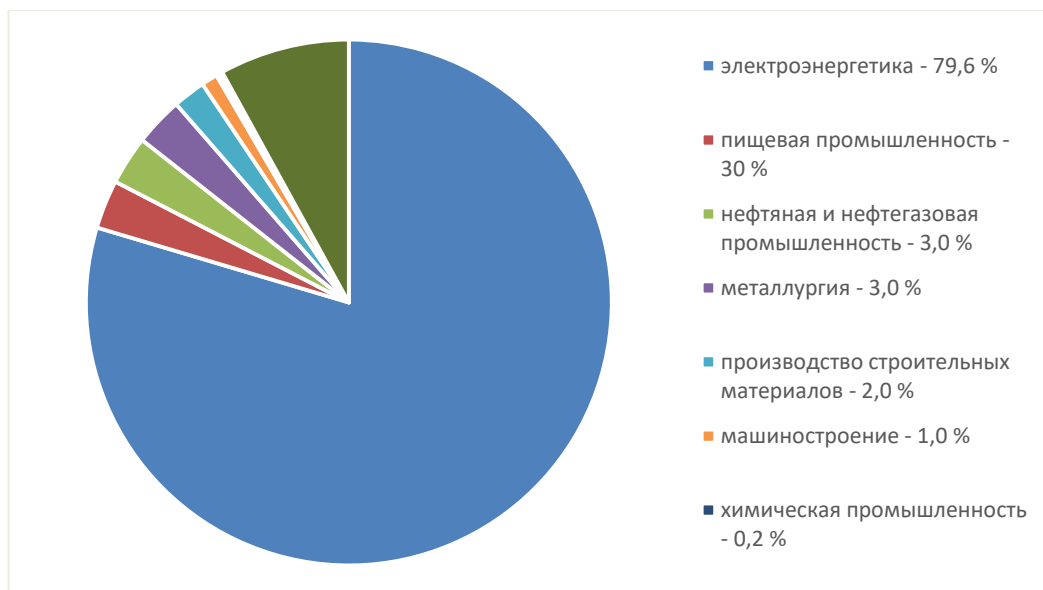


Рисунок 1.7 – Структура российского рынка инжиниринговых услуг [28]

В качестве примера, рассмотрим проектную организацию «НПК Изотермик», которая работает с 1991 г. над проектами в области импортозамещения. Специалисты данного научно-производственного консорциума (НПК) спроектировали большую часть ИП сжиженных газов (водород, азот, этилен, кислород, аммиак, пропан, пропилен, бутан), а также разработали нормативно-

технические документы в области безопасности [27]. В настоящее время «НПК Изотермик» работает над созданием над созданием научно-производственной корпорации по хранению и транспорту сжиженного газа «РосХТСГ» в форме государственно-частного партнерства. Проект подразумевает выполнение следующих функций: проектирование, научно-исследовательские, конструкторские и нормативно-технические работы, изготовление, строительство и пусконаладочные работы [27].

С целью финансирования создан план по вовлечению следующих компаний:

- «Новатэк»;
- «Газпром»;
- «Газпромнефть»;
- «Роснефть»;
- «Ростех» (ОСК);
- «Уралхим»;
- «Еврохим»;
- «ФосАгро» и др. [27].

Цель «РосХТСГ»: импортозамещение путем разработки конкурентоспособных и перспективных систем хранения и транспорта сжиженного газа, а также проведение единой технической политики по обеспечению техногенной безопасности и снижению рисков.

Таким образом, проект позволит сформировать прибыльную экспортную отрасль, повысить российскую налогооблагаемую базу и предоставить рабочие места [27].

					1. Реализация сжиженного углеводородного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Испарения СУГ собираются в безветренных низких местах, так как они тяжелее воздуха. При попадании на кожу приводят к обморожению.

Технологические параметры сжиженного газа приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Технологические параметры сжиженного газа [27]

Параметры	Пропан	Бутан
Химическая формула	C_3H_8	C_4H_{10}
Плотность газа при 15 °С кг/м ³	2,019	2,59
Плотность жидкой фазы при 20 °С, кг/л	0,498	0,578
Температура кипения, °С	-42,1	-0,5
Специфический объём газа (воздух = 1)	1,562	2,091
Теплотворная способность/жидкая фаза, МДж/кг	46,34	47,2
Теплотворная способность/газ, МДж/м ³	97,19	118,23
Объём газа, который испарится из 1 кг жидкой фазы, м ³ : при температуре 0 °С и при давлении 101,325 кПа при температуре 20 °С и при давлении 101,325 кПа	0,496 0,553	0,368 0,395

В основном транспортировка СУГ осуществляется автотранспортом, танкерами по воде и по железной дороге в цистернах и баллонах. Так как объём сжиженного газа много меньше, чем в газообразном состоянии, в единице объёма содержится большое количество энергии (например, в баллоне объёмом 50 литров содержится 240 тыс. ккал) [13].

Виды потребления СУГ:

- сырьё для химической промышленности;
- тепловая и электрическая энергия;
- моторное топливо;
- газификация.

Сырьё для извлечения СУГ:

- газы нефтепереработки;
- газы стабилизации нефти;
- попутные газы нефтяных месторождений;
- жирные природные газы газоконденсатных месторождений.

Для разделения нефти и газа применяют трап-разделитель и газоперерабатывающую установки с помощью абсорбции (жидким поглотителем).

При добыче нефти извлекают газы стабилизации и попутные нефтяные газы. Газ, растворенный в нефти, присутствует, как правило, в верхней части нефтяных месторождений.

Около 50% СУГ приходится на нефтезаводские газы. В зависимости от технологической схемы переработки варьируется величина извлечения газа из 1 тонны нефти (в процентах от массы). Например, при термическом риформинге лигроина получают 25-26%, при крекинге нефти в газовой фазе – порядка 20-25% [32].

Более тяжелые компоненты (C_5-C_8) входят в состав жирных газов газоконденсатных месторождений и отделяют на установках низкотемпературной сепарации путем от метана и этана. Это необходимо, так как при транспортировке по газопроводу при высоком давлении тяжелые углеводороды оседают в качестве конденсата, что приводит к локальному снижению эффективного диаметра, как следствие, пропускной способности газопровода [13].

					2. Основные свойства сжиженных углеводородных газов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ

ИР для хранения СУГ выполнены в виде цилиндрической емкости и могут размещаться наземным (рис. 3.1) и подземным (рис. 3.2) способом. На каркасе и крыше монтируются ребра и кольца жесткости для обеспечения устойчивости геометрии резервуара [11]. Технические характеристики ИР для СУГ даны в табл. 2.

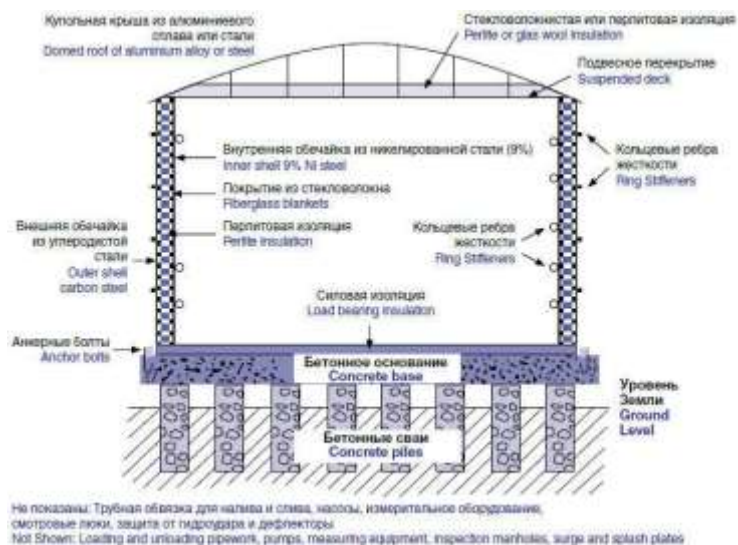


Рисунок 3.1 – Схема наземного изотермического резервуара СУГ [11]

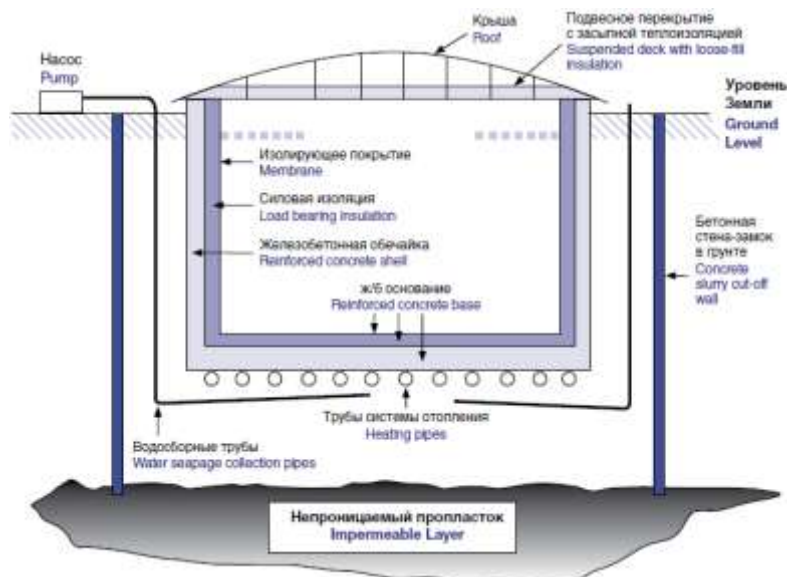


Рисунок 3.2 – Схема подземного (заглубленного) изотермического резервуара СУГ [11]

					Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нестеренко М.С.			3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					35	155
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

Вертикальные ИР производятся в виде следующих конструкций: одностенные, двустенные с двумя самонесущими крышами или с подвесной крышей внутреннего резервуара (рис. 3.3).



Рисунок 3.3 – Основные конструкции изотермических резервуаров [11]

Таблица 2 – Технические характеристики изотермических емкостей для хранения сжиженных газов [32]

Параметр	Значение
Объем, м ³	700-50000
Диаметр, м	до 65
Высота, м	до 60
Уровень налива, %	95
Рабочая среда	сжиженный углеводородный газ, аммиак, этилен, пропилен и другие ШФЛУ
Избыточное давление, МПа	не более 0,008
Температура эксплуатации, °С	от -50 до +50
Марки стали	низколегированные, легированные, малоуглеродистые, нержавеющей, хладостойкие, углеродистые, железоникелевые сплавы
Толщина стенки и днищ, мм	6-35 мм
Климатическое исполнение	УХЛ, Т
Сейсмичность района эксплуатации, балл	до 7
Установленный срок службы, лет	20

В процессе проектирования ИР основной задачей является обеспечение герметичности и взрыво- и пожаробезопасности, а также поддержание условий

В процессе проектирования ИР основной задачей является обеспечение герметичности и взрыво- и пожаробезопасности, а также поддержание условий эксплуатации: температурного режима и давления.

В основном применяются двустенные вертикальные резервуары («стакан в стакане») с плоским днищем. Самонесущая крыша может быть сферической, конической и купольной [11].

Пример традиционного исполнения изотермического резервуара представлен на рис. 3.4.



Рисунок 3.4 – Изотермический вертикальный двустенный резервуар [34]

Для изготовления резервуаров применяются различные марки стали с низким коэффициентом теплового расширения в зависимости условий эксплуатации и хранимого продукта. Основные марки стали: легированная, низколегированная, нержавеющая, хладостойкая и малоуглеродистая [13].

Как правило, для внешнего резервуара используется углеродистая сталь, для внутреннего – хладостойкая.

Межстенное пространство имеет каркас и заполняется многослойной теплоизоляцией (пеностекло, стекловолокно, перлитовый песок и др.). С целью просушки изоляции используется сухой азот [13].

Внутренний и внешний резервуары обычно имеют собственные днища,

					<i>3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ</i>	<i>Лист</i>
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внутренний и внешний резервуары обычно имеют собственные днища, который отделяются армированной решеткой. Однако, двустенные ИР могут изготавливаться с общим днищем для внутренней и внешней емкости.

В случае заглубления ИР в грунт, крыша с технологическими патрубками остается на поверхности. С целью защиты от давления грунта и поддержания конструктивной жесткости, внешний резервуар подземного ИР выполнен из железобетона.

Внешняя емкость должна быть не менее 110% от внутренней.

Построим схему наземного изотермического резервуара с соответствующей технологической обвязкой, которая приведена на рис. 3.5 [32].

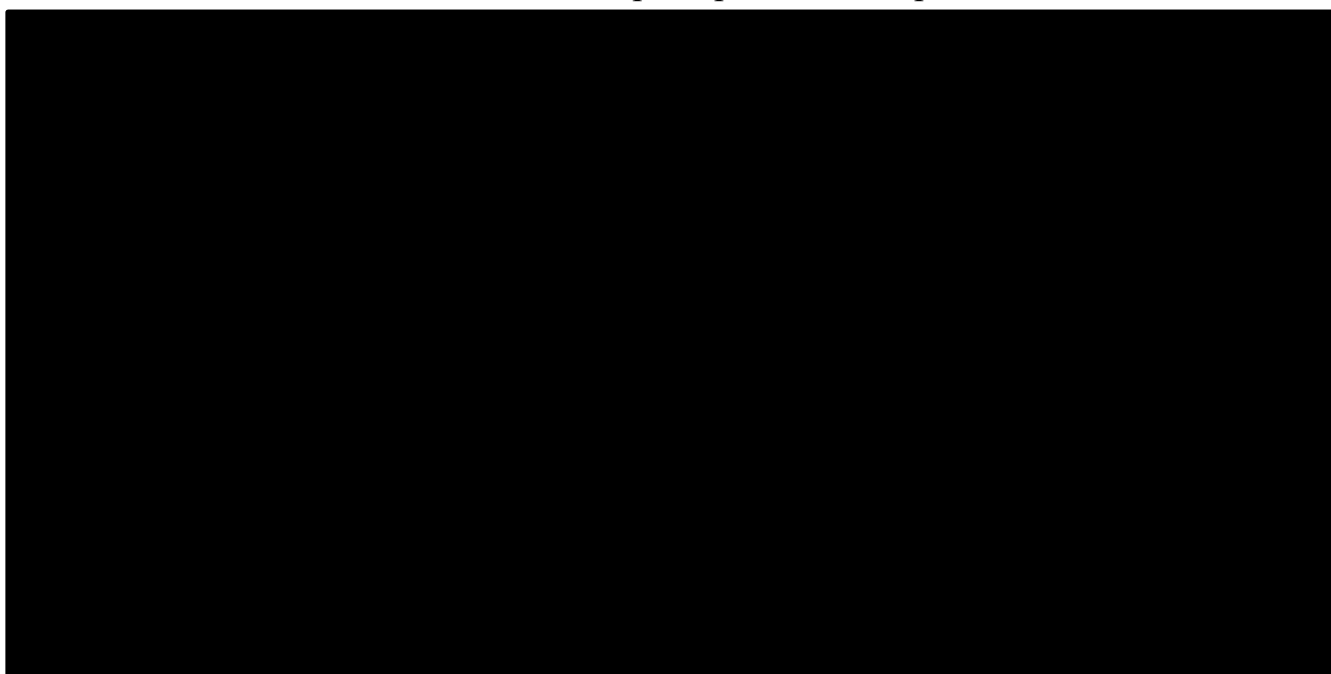


Рисунок 3.5 – Типичная принципиальная схема наземного изотермического резервуара СУГ:

1 – компрессорная на линии приема газа от поставщика; 2, 11 – блок охлаждения газа с системой холодоснабжения; 3 – блок осушки газа; 4 – блок сжижения; 5 – блок дросселирования и сепарации; 6 – изометрический резервуар; 7 – шахта с погружными насосами; 8 – блок испарителя; 9 – сепаратор; 10 – блок термостатирования; 12 – компрессорный блок

В ИР используется следующее оборудование:

1. задвижки для перекрытия подачи газа;
2. датчики и сигнализаторы уровня налива сжиженного газа для автоматической блокировки поступления газа;
3. счетчики-расходомеры;

					3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

4. вакуумный клапан и клапан сброса паров;
5. предохранительные клапаны;
6. вибродатчики;
7. люки и патрубки на наружной и внутренней стенках резервуаров для осуществления доступа внутрь межстенного пространства и самого резервуара;
8. молниеприемники, заземление;
9. лестницы и площадки обслуживания на внешнем и внутреннем резервуарах.

Классификация ИР по объему:

- малотоннажные (менее 5 тыс. м³);
- среднетоннажные (5-60 тыс. м³);
- крупнотоннажные (свыше 60 тыс. м³) [33].

					3. Конструктивные особенности изотермических резервуаров для хранения СУГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах

4.1. Устройство для хранения СУГ с размещением на крыше холодильно-газовой машины с криогенным жидкостным насосом

Задача, которая решается в предложенном изобретении, заключается в разработке устройства для хранения сжиженных газов, которое обладает повышенной надежностью и экономичностью за счет снижения энергетических потерь при хранении сжиженного газа [35].

Требуемый технический результат заключается в повышении надежности хранения и расширении арсенала технических средств, которые могут быть использованы для хранения сжиженных газов.

Требуемый технический результат достигается тем, что, в устройство введен испаритель-конденсатор, выполненный в виде теплообменных труб, размещенных на нижней поверхности подвесной крыши, а купольная крыша выполнена с возможностью установки на ней холодильно-газовой машины, а также криогенного жидкостного насоса, который обеспечит циркуляцию хладагента в жидкой фазе с последующей подачей в испаритель-конденсатор.

Устройство для хранения сжиженных газов содержит резервуар 1 с днищем, размещенным на теплоизолирующем основании, купольную крышу 2 с теплоизоляцией, закрепленную на стенке резервуара 1 в ее верхней части, и подвесную крышу, закрепленную под купольной крышей, а также испаритель-конденсатор 4, выполненный в виде теплообменных труб, размещенных на нижней поверхности подвесной крыши 3.

В устройстве для хранения сжиженных газов купольная крыша выполнена с возможностью установки на ней холодильно-газовой машины 5 с криогенным жидкостным насосом 6, обеспечивающим циркуляцию хладагента в жид-

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Нестеренко М.С.</i>				<i>4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>						40	155
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

кой фазе и его подачу в испаритель-конденсатор 4.

На рис. 4.1 – устройство для хранения сжиженных газов с холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом [35].

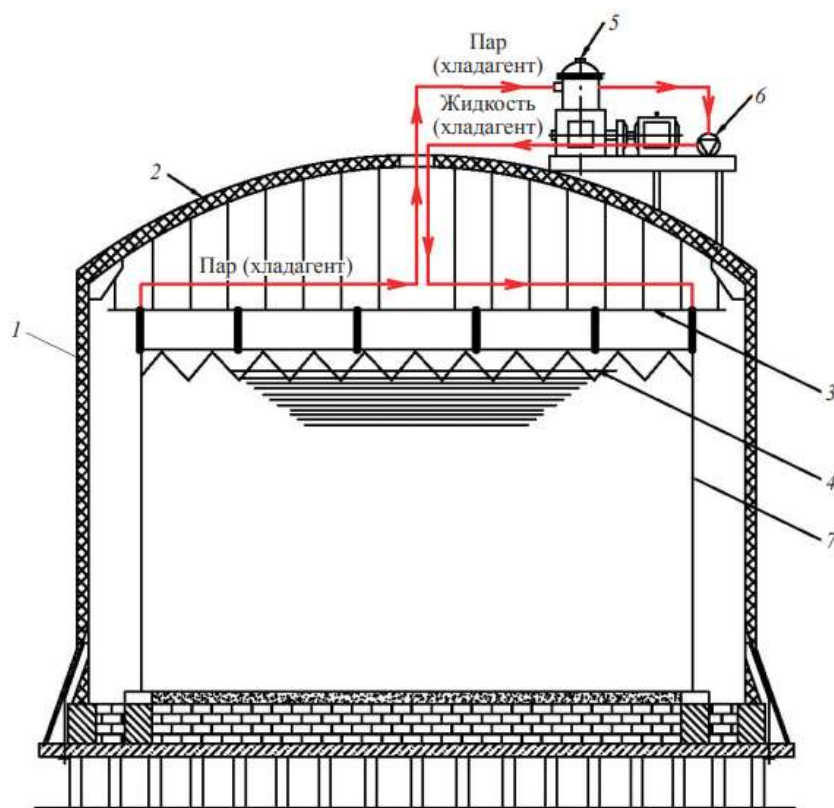


Рисунок 4.1 – Устройство для хранения сжиженных газов с холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом:

1 – наружный резервуар; 2 – купольная крыша резервуара; 3 – подвесная крыша; 4 – испаритель-конденсатор; 5 – ХГМ; 6 – криогенный насос; 7 – внутренний резервуар [35]

Устройство используется для конденсации паров сжиженных углеводородных газов (СУГ), жидкого аммиака и сжиженного природного газа (СПГ), образующихся при хранении этих газов в металлических изотермических резервуарах 1, например, в диапазоне температур их кипения от $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Предлагается устройство для конденсации паров сжиженных газов (СГ) с применением холодильно-газовой машины (ХГМ). Принцип ее работы основан на обратном холодильном цикле Стирлинга и используется для получения холода. В качестве теплообменного аппарата выступает испаритель-конденсатор, который крепится к подвесной крыше внутри резервуара и который опускается до верхнего уровня налива продукта. С целью обеспечения циркуляции хлада-

гента применяется криогенный жидкостный насос [35].

На рис. 4.2 – варианты выполнения испарителя-конденсатора, выполненного в виде теплообменных труб с наружным оребрением [35].

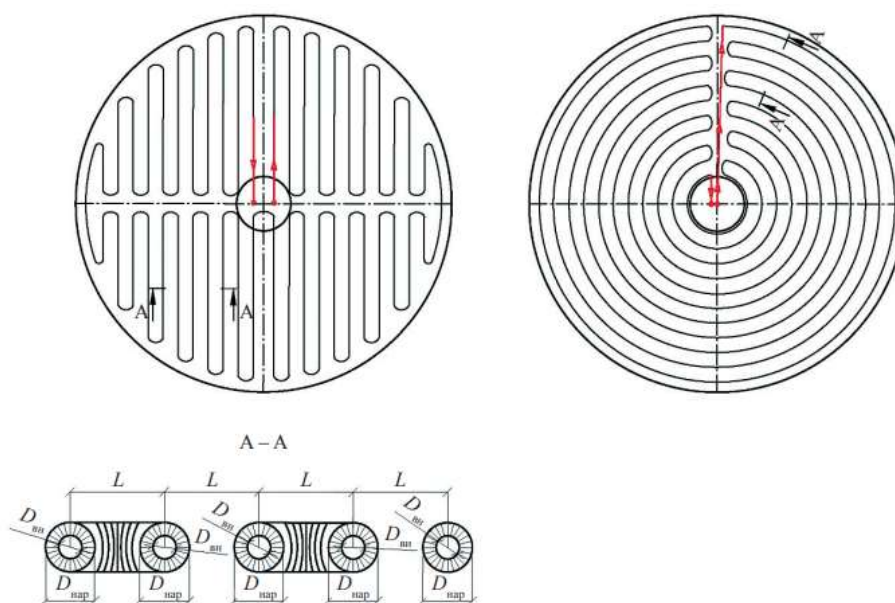


Рисунок 4.2 – Варианты выполнения испарителя-конденсатора, выполненного в виде теплообменных труб с наружным оребрением [35]

Главная отличительная черта предлагаемого устройства заключается в сжижении испарений и поддержании условий хранения по температуре в самом резервуаре 1 без традиционного отвода паров в блок сжижения.

Сжиженные углеводородные газы (пропан, бутан, пропилен, этан, этилен и их смеси), а также аммиак жидкий и СПГ хранятся в низкотемпературных изотермических металлических резервуарах объемом до 60000 м³ под небольшим избыточным давлением и температуре, близкой к температуре их кипения. При хранении СГ в резервуаре происходит испарение жидкой фазы, то есть протекает процесс парообразования на свободной поверхности жидкости из-за притока теплоты к хранимому продукту. Согласно требованиям безопасной эксплуатации, внутри резервуара не допустимо давление ниже атмосферного и выше регламентированного.

Для примера проанализируем цикл конденсации при хранении жидкого этилена при температуре минус 104 °С. Криогенный насос 6 подает жидкий хладагент (жидкий азот при минус 196 °С) в испаритель-конденсатор 4.

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Происходит теплообмен и, как следствие, конденсация паров этилена. При этом, испарения хладагента отправляются в ХГМ 5, охлаждается до жидкого агрегатного состояния. Затем жидкий азот благодаря криогенному насосу 6 направляется в испаритель-конденсатор 4, чтобы снова охладить этилен. В свою очередь ХГМ также имеет хладагент (газообразный гелий) для теплообмена с азотом [35].

В случае достижения хранимым продуктом уровня допустимого нижнего предела, пары газа будут подниматься вверх к подвесной крыше 3 резервуара 1, где установлен испаритель-конденсатор 4. Тем самым, благодаря контакту с теплообменными трубами испарителя, газ будет конденсироваться и под действием силы тяжести возвращаться к хранимому продукту.

Помимо азота в роли хладагента могут использоваться другие технические газы (например, воздух или гелий), температура которых в жидком состоянии ниже, чем температура конденсации промежуточного хладагента ХГМ 5.

В отличие от стандартного способа хранения, предлагаемое устройство и технология хранения имеет следующий ряд преимуществ:

1. меньше стоимость сооружения и эксплуатационные расходы;
2. возрастает уровень экологической и промышленной безопасности хранения СУГ;
3. отсутствует потребность в отведении паров хранимого продукта в отдельный блок для сжижения и последующего слива обратно в резервуар;
4. освобождается часть территории, занимаемой ИР, за счет того, что отпадает необходимость сооружения компрессорно-холодильной установки [35].

Более того, внедрения данной технологии способствует развитию конкурентоспособности в области проектирования ИР в России.

Таким образом, предложенное устройство позволяет расширить арсенал технических средств, которые используются для хранения сжиженных газов, при одновременном повышении надежности их хранения [35].

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

4.2. Технология автоматического управления процессами конденсации паров в ИП и регазификации СУГ

В статье «Технология безопасного и энергоэффективного хранения СУГ на объектах стратегического назначения» [36] предлагается технология с автоматическим управлением технологическими параметрами процессов конденсации паров в резервуаре и регазификации СУГ с применением парокомпрессионного теплового насоса (рис. 4.3).

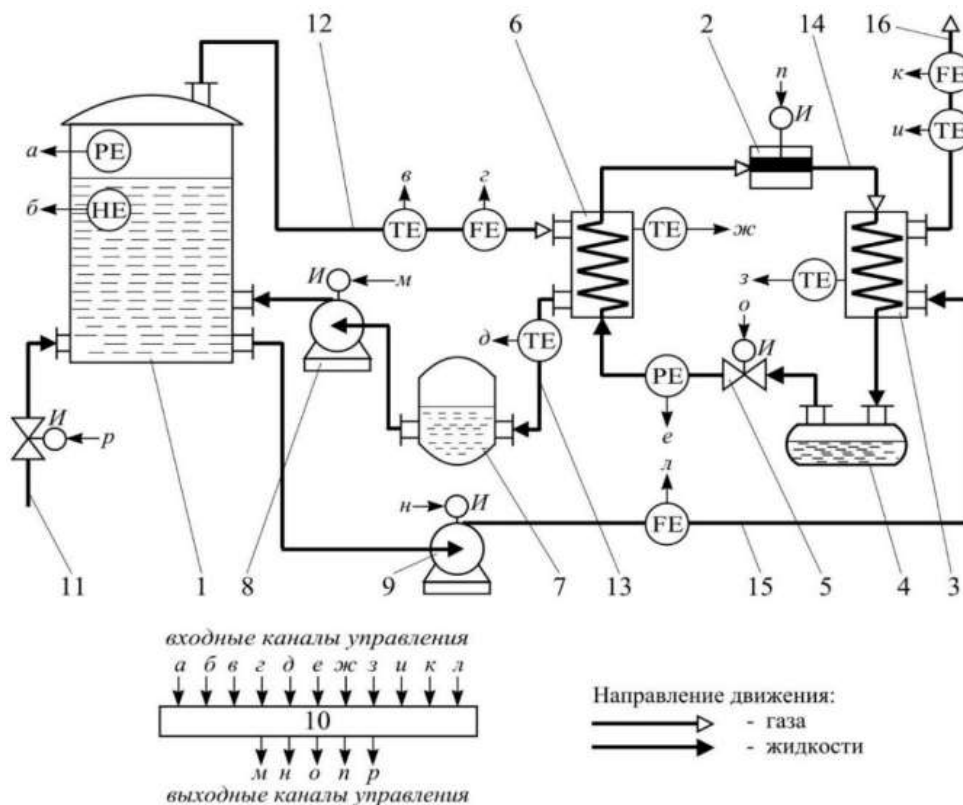


Рисунок 4.3 – Схема автоматического управления конденсацией и регазификацией СУГ:

1 – ИП; 2 – компрессор; 3 – конденсатор; 4 – ресивер; 5 – терморегулирующий вентиль; 6 – испаритель; 7 – накопительный сборник; 8, 9 – насосы; 10 – микропроцессор; линии: 11 – наполнения; 12 – отвода; 13 – подачи паров СУГ в ИП; 14 – рециркуляции хладагента; 15 – подачи в конденсатор; 16 – подачи газа потребителю; датчики: FE – расхода; ТЕ – температуры; РЕ – давления; НЕ – уровня; И – исполнительные механизмы [36]

Рассмотрим принцип работы изобретения. СУГ продается в ИП 1 по линии 11. Для поддержания рабочего давления, пары СУГ отводятся в испаритель 6 по линии 12. Далее испарения направляются по линии 13 сначала в накопительный сборник 7, а затем в ИП 1 [36].

Для подачи потребителю по линии 16, сжиженный газ отправляется в конденсатор 3 с помощью насоса 9 по линии 15, где путем теплообмена с хладагентом осуществляется регазификация.

С этой целью в компрессоре 2 происходит сжатие хладагента для его конденсации согласно. После этого, хладагент отправляется в конденсатор 3 по контуру 14 для передачи тепла СУГ [36].

Для баланса пульсаций хладагента в контуре 14, после регазификации СУГ он поступает в ресивер 4, а затем в терморегулирующий вентиль 5 для дросселирования с целью достижения необходимого давления. Далее, в испарителе 10, хладагент испаряется и холод. После в компрессоре 2 осуществляется сжатие хладагента. Термодинамический цикл завершен, после чего он начинается повторно.

С целью обеспечения автоматического управления и оперативного изменения технологических параметров, все данные о течении процессов подаются на микропроцессор 10, который контролирует исполнительные механизмы.

Так, уровня продукта в ИР контролируется датчиком уровня, который передает информацию на микропроцессор 10 [36].

По текущим значениям расхода и температуры паров СУГ, образовавшихся в результате самоиспарения в изотермическом резервуаре 1, микропроцессор 10 определяет тепловой поток с парами СУГ, подаваемый в испаритель 6 по линии 12, в соответствии с которым устанавливают коэффициент теплопередачи на охлаждающей поверхности испарителя 6 пароконденсационного теплового насоса. При необходимости регулирования температуры кипения хладагента, микропроцессор 10 с помощью терморегулирующего вентиля 5 изменяет давление при дросселировании хладагента [36].

Коэффициент теплопередачи испарителя определяется микропроцессором 10 по температуре и расходу паров сжиженного углеводородного газа на входе в испаритель 6, температуре кипения хладагента в испарителе 6 и температуре сконденсированного СУГ после испарителя. С этой целью используется следующая формула:

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k = \frac{Q}{F\Delta t_{-p}}, \quad (4.1)$$

где $Q = Vc\rho t_1$ – количество теплоты, подаваемое с потоком паров СУГ из изотермического резервуара в испаритель парокompрессионного теплового насоса, кДж/ч;

V – объемный расход паров СУГ, подаваемый в испаритель, м³/ч;

F – площадь теплообменной поверхности испарителя, м²;

c, ρ – средние значения теплоемкости, кДж/(кг · К), плотности, кг/м³ паров СУГ соответственно.

Среднелогарифмический температурный напор, °С:

$$\Delta t_{cp} = \frac{t_1 - t_2}{\ln \frac{t_1 - t_3}{t_2 - t_3}}, \quad (4.2)$$

где t_1, t_2 – температура паров СУГ на входе и выходе из испарителя, °С;

t_3 – температура кипения хладагента в испарителе, °С [36].

При этом, величина коэффициента теплопередачи испарителя безостановочно регулируется в зависимости от давления паров СУГ в ИР. Например, при повышенном давлении паров СУГ, микропроцессор понижает расход дросселируемого хладагента через терморегулирующий вентиль 5 и, как следствие, давление перед испарителем, обеспечивая снижение температуры испарения хладагента. Как следствие, интенсифицируется процесс рекуперативного теплообмена на охлаждающей поверхности испарителя и повышается скорость конденсации паров СУГ с одновременным снижением давления в изотермическом резервуаре.

По расходу СУГ в линии 15 перед конденсатором 3 парокompрессионного теплового насоса, подаваемого насосом 9, микропроцессор устанавливает температуру конденсации хладагента в конденсаторе воздействием на степень компрессии паров хладагента путем регулирования мощности привода компрессора 2 с коррекцией по расходу паров СУГ, подаваемых потребителю по линии 16. Расход СУГ в линии 15 и кол-во газа в линии 16 должны быть в соответствии друг с другом для поддержания баланса между ними. Так, снижение

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

расхода паров сжиженного углеводородного газа в сравнении с установленным значением указывает на то, что СУГ частично не испарился. Данный фактор свидетельствует о необходимости повышении мощности компрессора [36].

В качестве хладагента рекомендуется Хладон 13B1 CBrF₃ с критической температурой 66,9 °С и температурой кипения -57,8 °С [36].

Тем самым, описанный способ хранения сжиженного газа в ИП с применением системы автоматического управления способствует повышению безопасности и точности работы системы хранения путем уменьшения вариации технологических параметров. Своевременное получение данных для контроля процессов конденсации в испарителе и регазификации в конденсаторе позволяет сформировать наилучшие условия хранения и оптимизировать энергосбережение в ИП большой вместимости [36].

4.3. Способ изотермического хранения и регазификации СУГ с применением парокompрессионного холодильного агрегата

Изобретение относится к области хранения и регазификации сжиженных углеводородных газов (пропан-бутановой смеси). Способ [37] предусматривает изотермическое хранение сжиженного углеводородного газа (СУГ) (пропан-бутановой смеси) и последующую его регазификацию для подачи под заданным давлением в сеть потребления с применением парокompрессионного холодильного агрегата, работающего в режиме теплового насоса.

Задачи рассматриваемого изобретения в области хранения и регазификации СУГ:

- повышение пожаро- и взрывобезопасности;
- увеличение энергетической эффективности;
- снижение естественных потерь;
- уменьшение металлоемкости.

Изобретение заключается в применении парокompрессионного холодильного агрегата, в состав которого входят конденсатор, компрессор, испаритель и терморегулирующий вентиль. Холодильный агрегат работает в качестве тепло-

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

насоса по замкнутому термодинамическому циклу. С помощью рекуперативного теплообмена в испарителе происходит подготовка охлаждающей жидкости путем взаимодействия с хладагентом. Затем, для поддержания температурного режима хранения осуществляется подача в охлаждающую рубашку ИП и впоследствии в испаритель. Для регазификации СУГ для потребителя используется теплота конденсации хладагента [37].

Схема изобретения представлена на рис. 4.4.

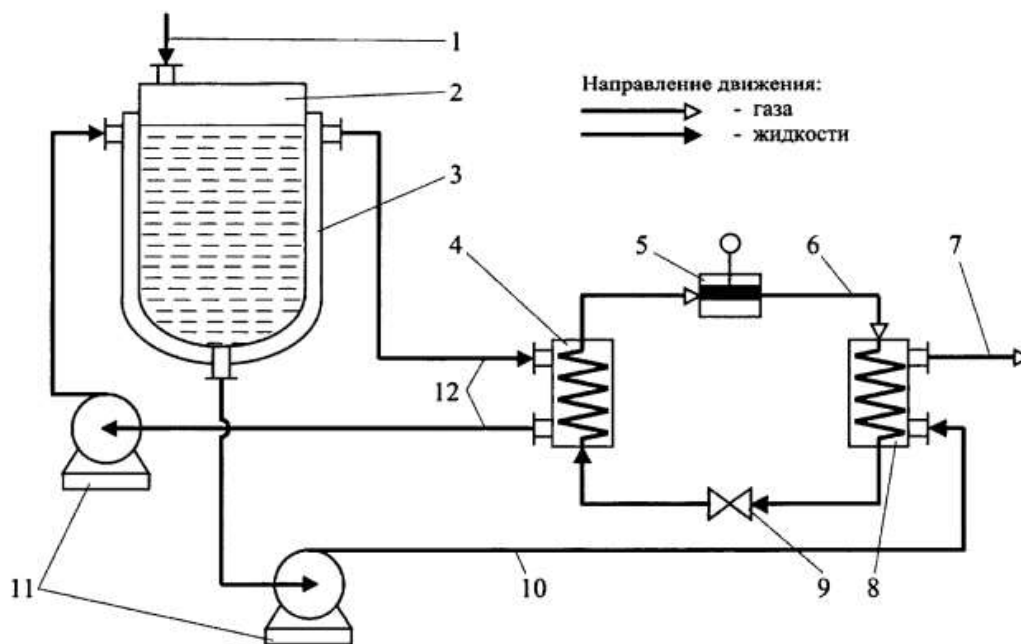


Рисунок 4.4 – Схема предлагаемого способа изотермического хранения СУГ:

1 – линия подачи СУГ; 2 – ИП; 3 – охлаждающая рубашка; 4 – испаритель; 5 – компрессор; 6 – линия рециркуляции хладагента; 7 – линия подачи потребителю; 8 – конденсатор; 9 – терморегулирующий вентиль; 10 – линия подачи СУГ из ИП в конденсатор; 11 – насосы; 12 – линия рециркуляции охлаждающей жидкости [37]

Рассмотрим принцип работы предлагаемого способа хранения и регазификации. СУГ продается в ИП 2 по линии 1. Для подачи СУГ в конденсатор 8 пароконденсационного холодильного агрегата по линии 10 с помощью насоса 11. Регазификация осуществляется за счет выделения теплоты с хладагента. Затем газ направляется потребителю по линии 7 [37].

ИР 2 имеет охлаждающую рубашку 3, в которую по линии рециркуляции 12 подается охлаждающая жидкость для поддержания необходимой температуры хранения СУГ, не превышающую температуру кипения СУГ. В роли охлаж-

дающей жидкости рекомендуется Тосол А65, который имеет температуру кипения 110 °С и кристаллизации минус 65 °С. Тосол подготавливается путем рекуперативного теплообмена с кипящим хладагентом в испарителе 4.

В качестве хладагента рекомендуется Хладон 13В1 CBrF_3 с критической температурой 66,9 °С и температурой кипения -57,8 °С. Сжатие Хладона для конденсации осуществляется компрессором 5 и направляется в конденсатор 8 по линии 6. В процессе конденсации он выделяет теплоту и осуществляется регазификация СУГ, который подается из ИР 2 по линии 10. Углеводородный газ направляется потребителю по линии 7. Далее происходит дросселирование хладагента в терморегулирующем вентиле 9. После этого, хладагент испаряется и выделяет холод в испарителе 4. Выделившийся холод учувствует в подготовке охлаждающей жидкости [37].

Испарения хладагента отправляются в компрессор 5 по замкнутой линии 6. Термодинамический цикл завершен, после чего он повторяется. Параметры предлагаемой охлаждающей жидкости позволяют использовать ее во всех климатических зонах, а характеристики хладагента в замкнутом контуре пароконпрессионной холодильной машины обеспечивают необходимую температуру хранения пропан-бутановой смеси различного состава, а также заданную производительность регазификации.

В сравнении с аналогами, описанный способ имеет следующие преимущества:

- постоянство состава испарений сжиженного газа при регазификации;
- возможность регулирования производительности регазификации с немалой точностью;
- возможность изменения температуры хранения;
- малая металлоемкость ИР, а также простота эксплуатации и монтажа;
- минимизация потерь продукта путем исключения испарений СУГ;
- возможность применения средств автоматики, что предотвращает формирование горючей смеси;

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- высокая безопасность эксплуатации;
- повышение энергетической эффективности путем применения паро-компрессионного холодильного аппарата [37].

4.4. Выбор и обоснование технологии повышения эффективности эксплуатации ИР для хранения СУГ

Для определения наиболее оптимальной технологии повышения энергетической эффективности при хранении СУГ следует провести сравнительный анализ. Для наглядности сравнения, представим основные показатели эффективности применяемой технологии в виде блок-схемы (рис. 4.5).



Рисунок 4.5. – Блок-схема показателей эффективности применяемой технологии

					4. Выбор и обоснование технологии сокращения потерь углеводородных фракций при хранении СУГ в изотермических резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Затем необходимо сопоставить приведенные выше показатели эффективности применяемой технологии с проанализированными технологиями. Сведем результат сравнительного анализа в таблицу 3.

Таблица 3 – Сравнительный анализ предлагаемых технологий по повышению эффективности эксплуатации ИР, применяемых для хранения СУГ

Показатель эффективности применяемой технологии	Устройство для хранения СУГ с размещением на крыше холодильно-газовой машины с криогенным жидкостным насосом	Технология автоматического управления процессами конденсации паров в ИР и регазификации СУГ	Способ изотермического хранения и регазификации СУГ с применением парокompрессионного холодильного агрегата
Повышение надежности хранения	+	+	-
Снижение энергетических затрат	+	+	+
Оптимизация занимаемой территории	+	-	-
Снижение стоимости строительства	+	-	+
Снижение эксплуатационных расходов	+	-	-
Повышение безопасности хранения	+	+	+
Обеспечение точного регулирования параметров хранения	-	+	+

Согласно таблице 3, Устройство 1 имеет два преимуществ по сравнению с другими рассматриваемыми технологиями, а именно: оптимизация территории и снижение эксплуатационных расходов. Однако, устройство имеет один недостаток по сравнению с другими рассматриваемыми технологиями: отсутствие точного регулирования параметров хранения СУГ. Тем самым, в качестве технологии по повышению эффективности эксплуатации ИР для хранения СУГ предлагается использовать «Устройство для хранения СУГ с размещением на крыше холодильно-газовой машины с криогенным жидкостным насосом» [35].

5. Характеристика объекта исследования

Зададимся двустенным резервуаром номинальным объемом 50 000 м³. Чертеж исследуемого ИР приведен на рис. 5.1, характеристики для расчета в таблице 4. Принимаем сталь 09Г2С [38] для наружной оболочки и сталь 12Х18Н9 [39] для внутренней оболочки.

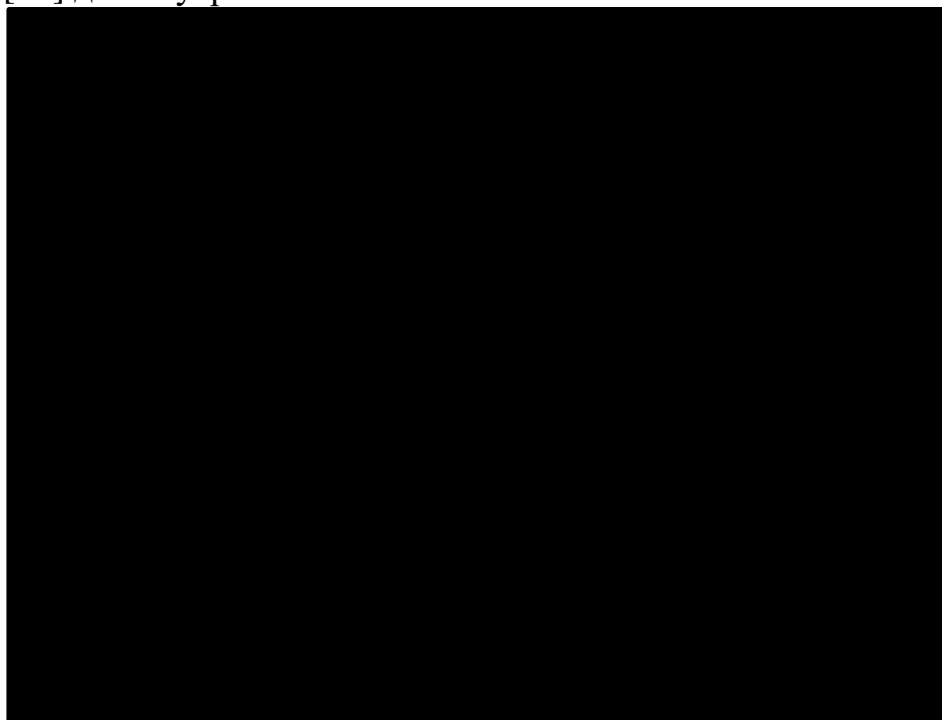


Рисунок 5.1 – Чертеж исследуемого двустенного ИР

Обозначения на рисунке 5.1:

- 1 – наружная оболочка (углеродистая сталь);
- 2 – внутренняя оболочка (нержавеющая сталь с 9% никеля);
- 3 – железобетонное основание на сваях;
- 4 – пеностекло;
- 5 – перлит;
- 6 – люки для загрузки перлита;
- 7 – ввод трубопроводов;
- 8 – люк-лаз;
- 9 – толщина листов наружной оболочки;

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нестеренко М.С.</i>			5. Характеристика объекта исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					52	155
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

10 – толщина листов внутренней оболочки.

Таблица 4 – Характеристики изотермического резервуара

Параметр	Значение
Температура окружающей среды $t_{о.с.}$, °С	
Температура жидкости внутри резервуара t_p , °С	
Номинальный объем резервуара $V_{НОМ}$, м ³	
Диаметр внутренней емкости $D_{вн}$, мм	
Диаметр наружной емкости $D_{нар}$, мм	
Высота резервуара H_p , мм	
Высота налива $h_p = 0,95 \cdot H_p$, мм	
Давление в резервуаре P , МПа	
Толщина листов наружной оболочки δ_n , мм	
Толщина листов внутренней оболочки δ_b , мм	
Материал наружной оболочки	
Материал внутренней оболочки	
Масса пустого резервуара $m_{рез}$, не более, т	
Установленный срок службы, лет	

Предлагается разместить технологию по повышению эффективности эксплуатации ИР в Самарской области на АО «Сызранский НПЗ» (рис. 5.2).



Рисунок 5.2 – АО «Сызранский НПЗ» [40]

Проектная мощность равна 8,5 млн. тонн нефти в год [40]. Завод, начиная с 2007 г., принадлежит к Самарской группе НПЗ нефтяной компании «Роснефть». Помимо извлекаемой в Самарской области нефти, «Сызранский НПЗ» осуществляет переработку нефти, добытой на Оренбургских месторождений и в Западной Сибири. Кроме того, завод имеет блок выделения бензолсодержа-

щей фракции, газофракционную и битумную установки, установки гидроочистки топлив, каталитического риформинга, термического и каталитического крекинга, легкого гидрокрекинга, изомеризации [40]. НПЗ производит обширный ряд продуктов переработки нефти, включая пропан автомобильный (ПА).

Основные показатели Сызранского НПЗ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные показатели работы Сызранского НПЗ [40]

Наименование показателя	2018	2019	2020
Объем переработки, млн. т	6,91	6,12	6,52
Глубина переработки, %	76,90	78,04	79,01
Выпуск нефтепродуктов, млн. т	6,50	5,75	6,17
В том числе:			
бензин (в т.ч. прямогонный)	1,41	1,25	1,26
дизельное топливо	2,35	2,10	2,22
мазут	1,51	1,28	1,31

Для предотвращения промерзания грунта дно резервуара обогревается; для этого под резервуаром помещают трубчатый змеевик, в котором циркулирует подогретый до 35-40 °С водный раствор этиленгликоля [37].

Согласно [36] для хранения пропана необходимо использовать стали следующих типов:

II – низколегированная кремний-марганцевая сталь для работы при низких температурах;

III – никелевая сталь с содержанием никеля 3,5%-7,5%.

В соответствии с требованиями российских нормативных документов [41] для закачки СУГ в резервуар должен быть предусмотрен трубопровод, опущенный до дна, с расстоянием до него не более 200 мм.

В качестве продукта хранения выбран ПА, свойства которого приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Физико-химические показатели СУГ [26]

Показатель	Марка ГСН
	ПА
Массовая доля метана и этана, %	Не нормируется
Массовая доля пропана, %	90±10
Массовая доля углеводородов C ₄ и выше, %	Не нормируется
Массовая доля непредельных углеводородов (не более), %	6

Объем жидкого остатка при +40 °С, %	Отсутствует
Давление насыщенных паров, МПа:	
при +45 °С, не более	-
при -20 °С, не менее	-
при -35 °С, не менее	0,07
Массовая доля серы и сернистых соединений, %, не более	0,01
В том числе сероводорода, %, не более	0,003
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует
Интенсивность запаха, баллы, не менее	3

Таблица 7 – Физико-химические свойства пропана [26]

Показатель	Пропан
Молекулярная масса, г/моль	44,1
Плотность жидкой фазы при нормальных условиях, кг/м ³	510
Плотность газовой фазы, кг/м ³ :	
при нормальных условиях	2,019
при температуре 15 °С	1,9
Удельная теплота испарения, кДж/кг	484,5
Теплота сгорания низшая:	
в жидком состоянии, МДж/л	65,6
в газообразном состоянии, МДж/кг	45,9
в газообразном состоянии, МДж/м ³	85,6
Октановое число	120
Пределы воспламеняемости в смеси с воздухом при нормальных условиях, %	2,1-9,5
Температура самовоспламенения, °С	466
Теоретически необходимое для сгорания 1 м ³ газа количество воздуха, м ³	23,8
Коэффициент объемного расширения жидкой фракции, % на 1 °С	0,003
Температура кипения при давлении 1 бар, °С	-42,1
Температура конденсации, °С	-44,5
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·°С)	2,23
Скрытая теплота испарения, кДж/кг	428,4

У хладона R13B1 удельная объемная производительность выше, чем у R717 или R22 и это приводит к увеличению холодопроизводительности на 34% [42]. Поэтому для реализации способа предлагается использовать хладагент Хладон R13B1 (трифторбромметан CBrF₃) с температурой кипения минус 57,77 °С и критической температурой 66,9 °С. Основные параметры предлагаемого хладагента приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные физико-химические параметры Хладона R13B1

Наименование показателя	Значение
Относительная молекулярная масса	148,91
Температура кипения, °С	-57,77
Давление пара (при 20 °С) МПа	1,43
Плотность жидкой фазы (при 20 °С) кг/м ³	1573
ПДК, мг/м ³	3000
Критическая температура, °С	66,9
Критическое давление, МПа	3,946
Критическая плотность, кг/м ³	770
Класс опасности	4

Тем самым, известны все элементы объекта исследования, необходимые для дальнейшего исследования.

6. Расчетная часть

6.1. Расчет и подбор основных элементов холодильной машины

Расчет и подбор основных элементов ХГМ осуществляется на основании учебно-методического пособия Мизина В.М. и Татаренко Ю.В. «Подбор и расчет основных элементов одноступенчатой парокомпрессионной холодильной машины» [42]. Последовательность формул для расчета и исходные данные даны в табл. 9 и 10 соответственно.

Таблица 9 – Последовательность формул для расчета холодильной машины

Величина	Формула
<i>1. Тепловой расчет и подбор одноступенчатого поршневого компрессора ХГМ</i>	
Суммарные теплопоступления в ИР	$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4$
Массовый расход рабочего вещества	$G_a = \frac{Q_0}{q_0}$
Действительная объемная производительность компрессора	$V_d = G_a \cdot v_1$
Мощность электродвигателя	$N'_{эд} = 1,05 \cdot \frac{N_i + N_{тр}}{\eta_n \cdot \eta_{эл}}$
Производительность и напор криогенного насоса	$Q_n = \frac{G_a}{\rho_{ж}}; H_n = \frac{p_2 - p_1}{\rho_{ж} \cdot g} + H_r + h_{п}$
<i>2. Расчет горизонтального кожухотрубного конденсатора</i>	
Средняя логарифмическая разность температур в аппарате	$\theta_m^k = \frac{t_{w2} - t_{w1}}{\ln \frac{t_k - t_{w1}}{t_k - t_{w2}}}$
Наружная теплопередающая поверхность аппарата	$F_{K_n} = \frac{Q_K}{K_{F_{ВН}} \cdot \theta_m^k} \cdot \beta$
<i>3. Расчет горизонтального кожухотрубного испарителя</i>	
Средняя температура рассола	$t_s = \frac{t_{s1} + t_{s2}}{2}$
Логарифмическая разность температур в испарителе	$\theta_m = \frac{t_{s1} - t_{s2}}{\ln \frac{t_{s1} - t_0}{t_{s2} - t_0}}$
Внутренняя поверхность испарителя	$F = \frac{Q_0}{K_F \cdot \theta_m}$

<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.					
Руковод.		Нестеренко М.С. Чухарева Н.В.			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			
6. Расчетная часть					
			Лит.	Лист	Листов
				57	155
Отделение нефтегазового дела Группа 258А					

Таблица 10 – Исходные данные для расчета ХГМ

Параметр	Значение
Скорость слива сжиженного газа в изотермический резервуар v , кг/ч	
Теплоемкость жидкой фазы $c_{ж}$, кДж/(кг·°С);	
Температура жидкой фазы в сливаемых цистернах $t_{ц}$, °С	
Температура жидкой фазы в изотермическом резервуаре t_p , °С	
Температура наружного воздуха $t_{о.с.}$, °С	
Внутренний диаметр резервуара $D_{вн}$, м	
Высота налива резервуара h , м	
Толщина внутренней стенки ИР $\delta_{в}$, мм	
Толщина наружной стенки ИР $\delta_{н}$, мм	
Высота резервуара H , м	
Давление в резервуаре P , Па	
Ускорение свободного падения g , м/с ²	

6.1.1. Тепловой расчет и подбор одноступенчатого поршневого компрессора холодильной машины

В предложенном устройстве используется одноступенчатая газовая холодильная машина, работающая по обратному циклу Стирлинга. Для определения необходимой производительности циркуляционной холодильной установки необходимо знать тепловую нагрузку на холодильную машину. С этой целью воспользуемся учебно-методическим пособием «Сжиженные углеводородные газы» [32]. В общем случае она зависит от суммарных теплопоступлений в изотермический резервуар:

$$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4, \quad (6.1)$$

где Q_T – суммарный приток тепла в резервуар, кВт;

Q_1 – количество тепла, вносимое поступающим на хранение «горячим» продуктом, кВт;

Q_2 – теплоприток в резервуар через ограждающие конструкции, кВт;

Q_3 – количество тепла, поступающее через изолированные поверхности трубопроводов, кВт;

Q_4 – прочие теплопритоки, не поддающиеся точному расчету, кВт.

Теплопоступления с заливаемым в резервуар «горячим» сжиженным газом определяются по формуле:

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

$$Q_1 = \frac{v \cdot c_{ж} \cdot (t_{ц} - t_p)}{3600}, \quad (6.2)$$

где v – скорость слива сжиженного газа в изотермический резервуар, кг/ч, обычно равна 33-35 т/ч, принимаем максимальное значение 35 т/ч;

$c_{ж}$ – теплоемкость жидкой фазы, кДж/(кг·°С);

$t_{ц} = -40$ °С и $t_p = -42$ °С – температура жидкой фазы в сливаемых цистернах [43] и изотермическом резервуаре (табл. 8), °С.

$$Q_1 = \frac{35000 \cdot 2230 \cdot (-40 - (-42,1))}{3600} \text{ Вт} = 45,53 \text{ кВт.}$$

Приток тепла из внешней среды через ограждающие конструкции резервуара:

$$Q_2 = k \cdot F \cdot (t_{о.с.} - t_p), \quad (6.3)$$

где $t_{о.с.}$ – температура наружного воздуха, °С;

F – поверхность теплопередачи по внутренним размерам резервуара, м²:

$$F = 2\pi r h + \pi r^2, \quad (6.4)$$

где $r = \frac{D_{вн}}{2}$ – внутренний радиус резервуара, м;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр резервуара, м (табл. 4);

h – высота налива резервуара, м (табл. 4);

k – общий коэффициент теплопередачи от наружного воздуха к хранящему сжиженному газу, Вт/(м²·К):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_{в}}{\lambda_{в}} + \frac{\delta_{н}}{\lambda_{н}} + \frac{1}{\alpha_{н}}}, \quad (6.5)$$

где $\alpha_{в}$, $\alpha_{н}$ – коэффициент теплопередачи на внутренней и наружной стенке соответственно, Вт/(м²·К). Для стали 12Х18Н9 [39] $\alpha_{в} = 7$ Вт/(м²·К) и для стали 09Г2С [38] $\alpha_{н} = 11,6$ Вт/(м²·К);

$\delta_{в}$, $\delta_{н}$ – толщина внутренней и наружной стенок соответственно, м (табл. 5);

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

$\lambda_{\text{в}}$, $\lambda_{\text{н}}$ – коэффициент теплопроводности внутренней и наружной стенок соответственно, Вт/(м·К). Для стали 12Х18Н9 [39] $\lambda_{\text{в}} = 33$ Вт/(м·К) и для стали 09Г2С [38] $\lambda_{\text{н}} = 100$ Вт/(м·К).

Проводим расчет:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{7} + \frac{0,027}{33} + \frac{0,01}{100} + \frac{1}{11,6}} \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) = 4,34 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

$$F = 2 \cdot \pi \cdot 25,625 \cdot 27,645 + \pi \cdot 25,625^2 \text{ м}^2 = 6513,93 \text{ м}^2;$$

$$Q_2 = 4,34 \cdot 6513,93 \cdot (20 - (-42,1)) \text{ Вт} = 1755,6 \text{ кВт}.$$

Количество тепла, вносимое через изолированные поверхности трубопроводов, составит:

$$Q_3 = \frac{2\pi \cdot (t_{\text{о.с.}} - t_{\text{тр}}) \cdot L}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot R_1} + \frac{1}{\lambda} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot R_2}}, \quad (6.6)$$

где $t_{\text{тр}} = -40$ °С – температура жидкой фазы в трубопроводе;

H – высота резервуара, м;

$L = 29,1 - 0,2$ м = 28,9 м – длина трубопровода;

α_1 – коэффициент теплоотдачи от воздуха к трубе, принимаем 11,6 Вт/(м²·К) [38];

α_2 – коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубы к жидкости, принимаем 7 Вт/(м²·К) [44];

r_1 , r_2 – внутренний и наружный радиусы тепловой изоляции трубы, м;

λ – коэффициент теплопроводности теплоизоляции трубы, Вт/(м·К).

Выбираем вспененный каучук с коэффициентом теплопроводности 0,028 Вт/(м·°С) при температуре -40 °С [38].

Внутренний радиус тепловой изоляции:

$$r_1 = \frac{D_{\text{тр}}}{2}, \quad (6.7)$$

где $D_{\text{тр}}$ – наружный диаметр трубопровода для слива СУГ, мм; принимаем газопровод диаметром $d_{\text{тр}} = 100$ мм и толщиной стенки $\delta = 7$ мм [45].

					6. Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_1 = \frac{114}{2} \text{ м} = 57 \text{ мм.}$$

Наружный радиус тепловой изоляции:

$$r_2 = r_1 + \delta_{\text{и}}, \quad (6.8)$$

где $\delta_{\text{и}}$ – толщина теплоизоляции, мм [46]:

$$\delta_{\text{и}} = \frac{d_{\text{тр}}}{2} \cdot \left(e^{\frac{2\lambda}{D_{\text{тр}}} \left(\frac{1}{\alpha_2} - \frac{1}{\alpha_1} \right)} - 1 \right). \quad (6.9)$$

Рассчитываем:

$$\delta_{\text{и}} = \frac{0,1}{2} \cdot \left(e^{\frac{2 \cdot 0,028}{0,114} \left(\frac{1}{7} - \frac{1}{11,6} \right)} - 1 \right) \text{ мм} = 1,1 \text{ мм};$$

$$R_2 = 57 + 1,1 \text{ мм} = 58,1 \text{ мм};$$

$$Q_3 = \frac{2\pi \cdot (20 - (-40)) \cdot 28,9}{\frac{1}{11,6 \cdot 0,057} + \frac{1}{0,028 \cdot \ln \frac{58,1}{57}} + \frac{1}{7 \cdot 0,0581}} \text{ Вт} = 2,341 \text{ кВт.}$$

Теплопоступления, не поддающиеся точному расчету, определяются как доля от двух первых составляющих:

$$Q_4 = b \cdot (Q_1 + Q_2), \quad (6.10)$$

где $b = 0,062$ для $Q_2 \geq 290$ кВт.

$$Q_4 = 0,62 \cdot (45,53 + 1755,6) \text{ кВт} = 1116,7 \text{ кВт.}$$

Отсюда, суммарные теплопоступления в изотермический резервуар:

$$Q_{\text{T}} = 45,53 + 1755,6 + 2,341 + 1116,7 \text{ кВт} = 2920,17 \text{ кВт.}$$

Теоретический цикл и схема одноступенчатой холодильной машины с регенеративным теплообменником представлены на рис. 6.1.

Рабочее вещество в состоянии сухого насыщенного пара (точка 7) выходит из испарителя V, поступает в регенеративный теплообменник III, где капельки жидкого рабочего вещества испаряются за счет теплообмена с горячим рабочим веществом из конденсатора II (процесс 7-8). Далее в перегретом состоянии (точка 8) хладагент поступает во всасывающую полость компрессора и проходя обмотки электродвигателя дополнительно подогревается I (процесс 8-1), где изоэнтропно сжимается (процесс 1-2) и направляется в конденсатор II, где за счет теплообмена с окружающей средой охлаждается до сухого насыщен-

ного пара (процесс 2-3) и конденсируется (процесс 3-4). Далее сконденсировавшаяся жидкость поступает в регенеративный теплообменник III, где за счет теплообмена с холодным рабочим веществом, идущим из испарителя, охлаждается (процесс 4-5). После теплообменника жидкость поступает к дросселирующему органу, где жидкость дросселируется с P_k до P_0 (процесс 5-6), далее кипящая жидкость поступает в испаритель V, где забирает теплоту от продукта (процесс 6-7). Цикл повторяется [42].

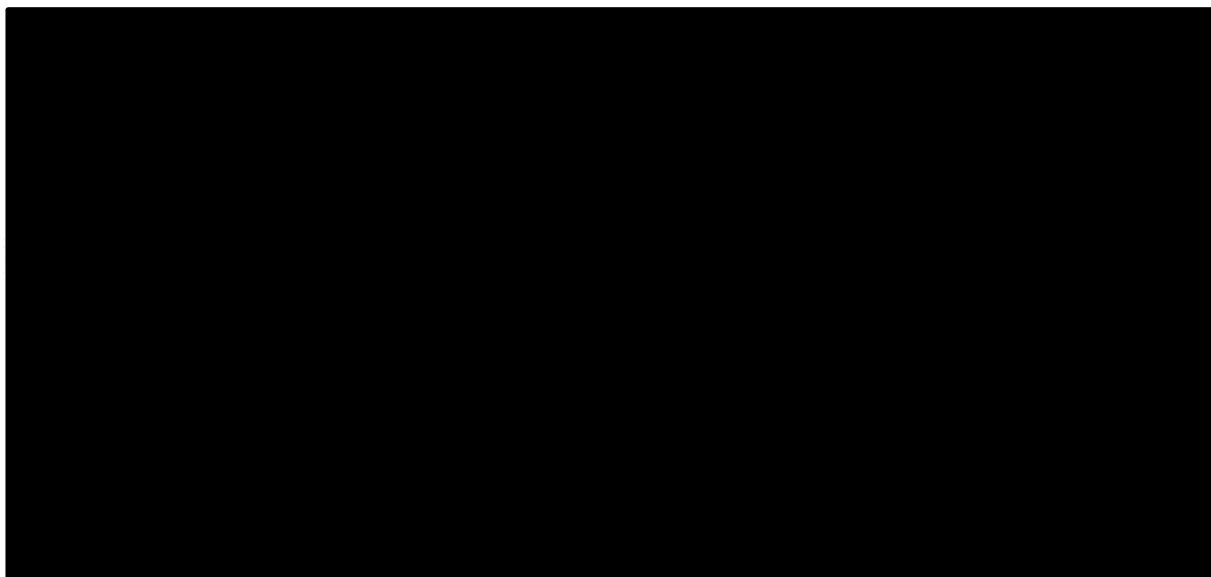


Рисунок 6.1 – Схема и цикл одноступенчатой холодильной машины с регенеративным теплообменником:

I – компрессор; II – конденсатор; III – переохладитель; IV – дроссельный вентиль; V – испаритель [42]

Задаемся перегревом $\Delta t = t_1 - t_6 = 27 \text{ }^\circ\text{C}$ и в первом приближении $\Delta t_{\text{вс.э.}} = t_{1'} - t_1 = 18 \text{ }^\circ\text{C}$.

Определим значение энтальпии рабочего вещества перед всасывающими клапанами при принятых значениях $\eta_{\text{эл}} = 0,85$ и $\eta_e = 0,7$:

$$i_{1'}^* = i_1 + \frac{(i_{2s} - i_{1'}) \cdot (1 - \eta_{\text{эл}})}{\eta_{\text{эл}} \eta_e}, \quad (6.11)$$

где $i_1 = 718 \text{ кДж/кг}$ – определяем значение по диаграмме [43, табл. 7];

$i_{1'} = 728,8 \text{ кДж/кг}$ – первоначальное принятое значение энтальпии перед всасывающими клапанами [43, табл. 7];

$i_{2s} = 772 \text{ кДж/кг}$ – определяем значение по диаграмме [43, табл. 7].

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

$$i_{1'}^* = 718 + \frac{(772-728,8) \cdot (1-0,85)}{0,85 \cdot 0,7} \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} = 728,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Полученное значение $i_{1'}^*$ незначительно отличается от принятого значения ($i_{1'} = 728,8$ кДж/кг) и расчет можно считать верным.

Переохлаждение после конденсатора для хладонов рассчитывается из теплового баланса регенеративного теплообменника (РТО), после преобразования, который выглядит следующим образом: $i_1 - i_6 = i_3 - i_4$.

Определим значение энтальпии на выходе из РТО (точка 4):

$$i_4 = i_3 - i_1 + i_6, \quad (6.12)$$

$$i_4 = 538 - 718 + 698 = 518 \text{ кДж/кг}.$$

Процесс сжатия отклоняется от изоэнтропного, положение точки 2 можно определить, как:

$$i_2 = i_{1'}^* + \frac{i_{2s} - i_{1'}^*}{\eta_i}, \quad (6.13)$$

где $\eta_i = 0,79$.

$$i_2 = 728,9 + \frac{772 - 728,9}{0,79} = 783,5 \text{ кДж/кг}.$$

Удельная массовая холодопроизводительность:

$$q_0 = i_6 - i_5, \quad (6.14)$$

$$q_0 = 698 - 518 = 180 \text{ кДж/кг}.$$

Массовый расход рабочего вещества:

$$G_a = \frac{Q_0}{q_0}, \quad (6.15)$$

где $Q_0 = Q_T = 2920,17$ кВт.

$$G_a = \frac{2920,17 \text{ кг}}{180 \text{ с}} = 16,22 \text{ кг/с}.$$

Термодинамические параметры в узловых точках регенеративного цикла холодильной машины приведены в табл. 11.

Действительная объемная производительность компрессора:

$$V_d = G_a \cdot v_{1'}, \quad (6.16)$$

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

где v_1 – удельный объем рабочего вещества в начале процесса сжатия.

Таблица 11 – Параметры узловых точек [42]

Термодинамические параметры	1	1'	2	2s	3	4	5	6
p , бар	3,00	3,00	12,00	12,00	12,00	12,00	3,00	3,00
t , °C	+12	+30	+115	+102	+30	+18	-15	-15
i , кДж/кг	718	728,9	783,5	772	538	518	518	698
v , м ³ /кг	-	0,084	-	-	-	-	-	-

$$V_d = 16,22 \cdot 0,084 \text{ м}^3/\text{с} = 1,363 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Степень повышения давления:

$$\pi_{ст} = \frac{p_k}{p_0}, \quad (6.17)$$

$$\pi_{ст} = \frac{12}{3} = 4.$$

Величина коэффициента подачи компрессора $\lambda = 0,72$ для хладагента R13B1.

Теоретический объем, описываемый поршнями компрессора:

$$V_T = \frac{V_d}{\lambda}, \quad (6.18)$$

$$V_T = \frac{1,363}{0,72} \text{ м}^3/\text{с} = 1,89 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Выбираем стандартный компрессор АО-600 (рис. 6.2) по величине V_T (прил. А.1) и вносим его характеристики в таблицу 12.

Таблица 12 – Технические характеристики компрессора [42]

Тип компрессора	Прямоточный сальниковый, крещкопфный
Марка	АО-600
Расположение цилиндров	Оппозитное
Объем, описываемый поршнями, м ³ /с	4,4
Диаметр цилиндра, м	280
Ход поршня, мм	220
Число цилиндров, шт.	2
Частота вращения, с ⁻¹	8,3
Рабочее давление, МПа	0,6 МПа
Масса, кг	5800

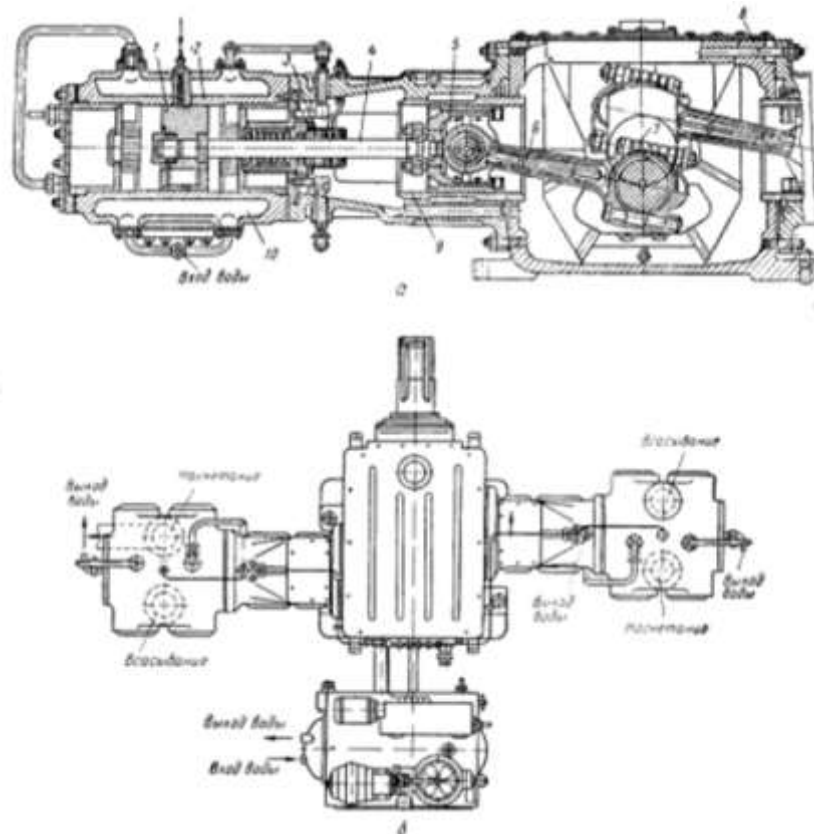


Рисунок 6.2 – Компрессор АО-600 [42]

Удельная изоэнтروпная работа компрессора:

$$l_s = i_{2s} - i_1', \quad (6.19)$$

$$l_s = 772 - 728,9 \text{ кДж/кг} = 43,1 \text{ кДж/кг}.$$

Изоэнтропная мощность компрессора:

$$N_s = G_a \cdot l_s, \quad (6.20)$$

$$N_s = 16,22 \cdot 43,1 \text{ кВт} = 699,08 \text{ кВт}.$$

Индикаторная мощность:

$$N_i = \frac{N_s}{\eta_i}, \quad (6.21)$$

$$N_i = \frac{699,08}{0,79} \text{ кВт} = 884,91 \text{ кВт}.$$

Мощность трения:

$$N_{\text{тр}} = P_{i \text{ тр}} \cdot V_{\text{т}}, \quad (6.22)$$

где $P_{i \text{ тр}} = 40 \text{ кПа}$ – давление трения;

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

V_T – теоретическая производительность поршневого компрессора, в данном случае поршневой компрессор марки АО-600 с $V_T = 4,4 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$N_{\text{тр}} = 40 \cdot 4,4 \text{ кВт} = 176 \text{ кВт}.$$

Эффективная мощность:

$$N_e = N_i + N_{\text{тр}}, \quad (6.23)$$

$$N_e = 884,91 + 176 \text{ кВт} = 1060,91 \text{ кВт}.$$

Зная эффективную мощность компрессора, и выбрав передаточное устройство, определим мощность электродвигателя:

$$N_{\text{эд}} = \frac{N_e}{\eta_n \cdot \eta_{\text{эл}}}, \quad (6.24)$$

$$N_{\text{эд}} = \frac{1060,91}{1 \cdot 0,8} \text{ кВт} = 1326,14 \text{ кВт}.$$

Таким образом, мощность электродвигателя:

$$N'_{\text{эд}} = 1,05 \cdot N_{\text{эд}}, \quad (6.25)$$

$$N'_{\text{эд}} = 1,05 \cdot 1326,14 \text{ кВт} = 1392,45 \text{ кВт}.$$

По этой характеристике подбираем электродвигатель СДКП2-18-51-16ФУХЛ4 (рис. 6.3), характеристики которого представлены в табл. 13 [47].

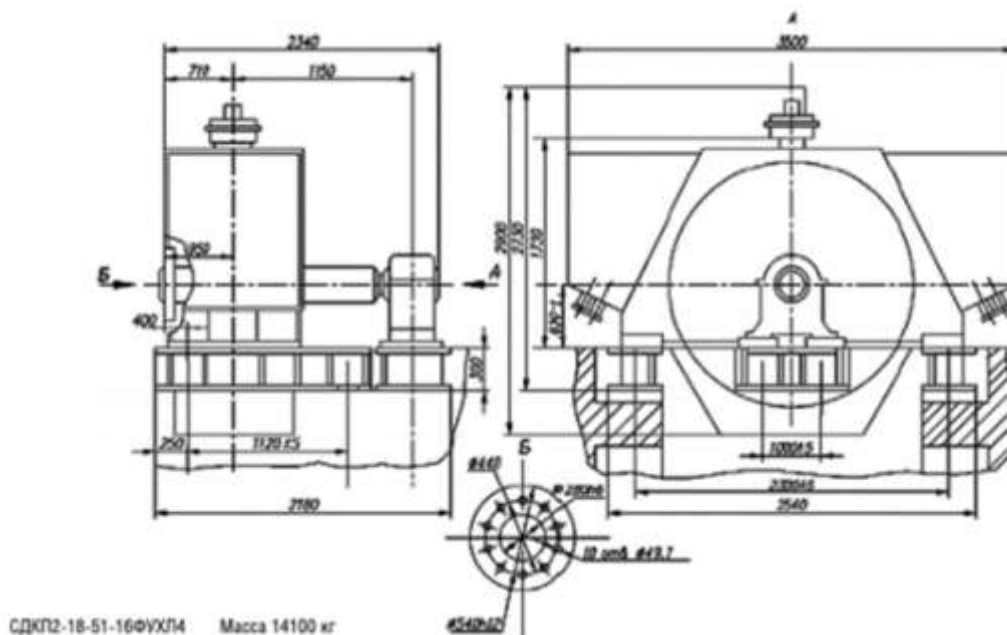


Рисунок 6.3 – Электродвигатель СДКП2-18-51-16ФУХЛ4 [47]

Механический КПД:

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

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{N_i}{N_e}, \quad (6.26)$$

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{884,91}{1060,91} = 0,83.$$

Таблица 13 – Технические характеристики электродвигателя СДКП2-18-51-16ФУХЛ4 [47]

Мощность, кВт	1600
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	8,3 (500)
Масса, кг	14100

Эффективный холодильный коэффициент:

$$\varepsilon_e = \frac{Q_0}{N_e}, \quad (6.27)$$

$$\varepsilon_e = \frac{2920,17}{1060,91} = 2,75.$$

Подбор криогенного насоса осуществляется по производительности и напору.

Производительность криогенного насоса, м³/ч [48]:

$$Q_n = \frac{G_a}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (6.28)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы пропана, кг/м³ (табл. 7).

$$Q_n = \frac{16,22}{510} \text{ м}^3/\text{с} = 114,49 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор криогенного насоса [48]:

$$H_n = \frac{p_2 - p_1}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + H_{\Gamma} + h_{\text{п}}, \quad (6.29)$$

где p_1 – давление в заборной емкости, равное давлению в резервуаре $P = 0,109325$ МПа (табл. 4);

p_2 – давление в приемной емкости, равное рабочему давлению компрессора АО-600 0,6 МПа (табл. 14);

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³ (табл. 7);

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

H_T – геометрическая высота подъема перекачиваемой среды, принимаем 28900 мм (на 200 мм меньше высоты резервуара, равной 29100 мм);

h_{Π} – суммарные потери напора, м:

$$h_{\Pi} = H_T + H_{MC}, \quad (6.30)$$

где H_T – потери на трение в трубах, м:

$$H_T = \frac{\lambda l w^2}{2 d_3 g}, \quad (6.31)$$

H_{MC} – потери в местных сопротивлениях, м:

$$H_{MC} = \sum \xi_{MC} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (6.32)$$

где λ – коэффициент трения для стали 12Х18Н9 равен 0,1 [39];

l – длина трубопровода, равная геометрической высоте подъема перекачиваемой среды 28,9 м;

d_3 – диаметр трубопровода для закачки СУГ, принимаем 150 мм согласно СП 495.1325800.2020 [34];

w – скорость потока, принимаем 1,5 м/с согласно СП 495.1325800.202 [34];

$\sum \xi_{MC}$ – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений принимаем приблизительное значение 1,5 согласно РД 153-34.1-20.526-00 [49].

Рассчитываем:

$$H_T = \frac{0,1 \cdot 28,9 \cdot 1,5^2}{2 \cdot 0,15 \cdot 9,8} \text{ м} = 2,21 \text{ м};$$

$$H_{MC} = 1,5 \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,8} \text{ м} = 0,17 \text{ м};$$

$$h_{\Pi} = 2,21 + 0,17 \text{ м} = 2,38 \text{ м};$$

$$H_H = \frac{(0,6 - 0,109325) \cdot 10^6}{510 \cdot 9,8} + 28,9 + 2,38 \text{ м} = 129,45 \text{ м}.$$

Тем самым, выбираем криогенный насос для СУГ ЦКН-120/135 (рис. 6.4) производительностью до 120 м³/ч [50]. Предназначен для перелива криогенных жидкостей по принципу прямого подключения и используется в резервуарах

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

СУГ. Насос значительно сокращает время перелива и связанные с этим потери. Характеристики представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики криогенного насоса LBP-80/280 [50]

Подача, м ³ /ч	120
Напор, м	135
Скорость, об/мин	2950
Мощность двигателя, кВт	37
Рабочая среда	СУГ и СПГ
Рабочее давление на входе, МПа	0,02-0,5
Рабочее давление на выходе, МПа	до 1,5
Расчетная температура, °С	-196...+50
Срок эксплуатации	от 10 лет
Масса, кг	4900



Рисунок 6.4 – Центробежный криогенный насос ЦКН-120/135 [50]

6.1.2. Расчет горизонтального кожухотрубного конденсатора

Если принять температуру на выходе t_{w2} из аппарата на 4 °С меньше, чем температура конденсации:

$$t_{w2} = t_k - \Delta t, \quad (6.33)$$

$$t_{w2} = -44,5 - 4 \text{ °С} = -48,5 \text{ °С}.$$

Принимаем температуру нагрева воды 7 °С в конденсаторе:

$$\Delta t_w = t_{w2} - t_{w1}, \quad (6.34)$$

$$\Delta t_w = -48,5 - t_{w1} = 7 \text{ °С}.$$

Отсюда:

$$t_{w1} = t_{w2} - \Delta t_w, \quad (6.35)$$

$$t_{w1} = -48,5 - 7 \text{ °С} = -55,5 \text{ °С}.$$

Средняя логарифмическая разность температур в аппарате:

$$\theta_m^k = \frac{t_{w2} - t_{w1}}{\ln \frac{t_k - t_{w1}}{t_k - t_{w2}}} \quad (6.36)$$

$$\theta_m^k = \frac{-48,5 - (-55,5)}{\ln \frac{-44,5 - (-55,5)}{-44,5 - (-48,5)}} \text{ } ^\circ\text{C} = 6,92 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Предварительно определяем теплопередающую поверхность аппарата:

$$F_{K_{вн}} = \frac{Q_K}{K_{F_{вн}} \cdot \theta_m^k} \quad (6.37)$$

где $K_{F_{вн}} = 3,6 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ – коэффициент теплопередачи, отнесенный к внутренней теплообменной поверхности аппарата [42].

$$Q_K = G_a \cdot (i_2 - i_3), \quad (6.38)$$

$$Q_K = 16,22 \cdot (783,5 - 538) \text{ кВт} = 3982,01 \text{ кВт};$$

$$F_{K_{вн}} = \frac{3982,01}{3,6 \cdot 6,92} \text{ м}^2 = 159,84 \text{ м}^2.$$

Наружная поверхность:

$$F_{K_{н}} = F_{K_{вн}} \cdot \beta, \quad (6.39)$$

$$F_{K_{н}} = 159,84 \cdot 3 \text{ м}^2 = 479,52 \text{ м}^2.$$

В данном типе аппаратов приняты медные оребренные трубы с коэффициентом оребрения $\beta = 3$ (заготовка 16x2), характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики оребренных медных труб конденсатора [42]

Тип конденсатора	Кожухотрубный, горизонтальный
Т/о поверхность	Оребренные медные трубы (16x2)
Рабочее вещество	R13B1
Плотность теплового потока $q_{F_{вн}}$, кВт/м ²	11...23
Коэффициент теплопередачи $K_{F_{вн}}$, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	3,6
θ_m , °C	5,5...7,5
$w_{ср}$, м/с	1,8

Таблица 16 – Технические характеристики аппарата КТР-500 [42]

Марка	КТР-500
Площадь действительной наружной поверхности $F_{КН}$, м ²	500
Диаметр обечайки D , мм	900
Число труб $n_{тр}$	680
Длина труб l , м	5
Масса, кг	2100

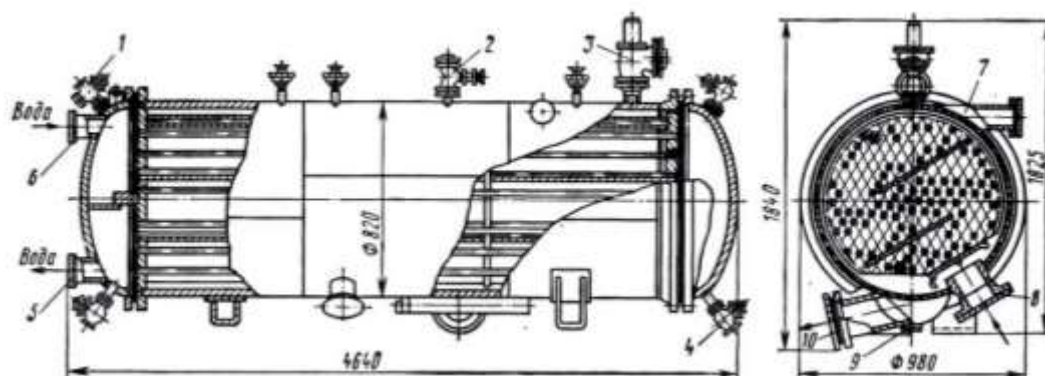


Рисунок 6.5 – Конденсатор КТР-500:

1 – кожух; 2 – трубные решетки; 3 – крышки; 4 – оребренные теплообменные трубы; 5 – сборник жидкого хладагента; 6 – вентиль для слива жидкого хладагента; 7 – предохранительный клапан [42]

6.1.3. Расчет горизонтального кожухотрубного испарителя

При разности температур на холодном конце испарителя $\Delta t = 4 \text{ }^\circ\text{C}$, температура рассола на выходе из испарителя:

$$t_{s2} = t_0 + \Delta t, \quad (6.40)$$

где t_0 – температура кипения, для пропана автомобильного равна $-42,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$t_{s2} = -42,1 + 4 \text{ }^\circ\text{C} = -38,1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

При принятой температуре охлаждения рассола в испарителе $\Delta t_s = 4$, температура рассола на входе в испаритель:

$$t_{s1} = t_{s2} + \Delta t_s, \quad (6.41)$$

$$t_{s1} = -38,1 + 4 \text{ }^\circ\text{C} = -34,1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура замерзания рассола:

$$t_{зам} = t_0 - 10, \quad (6.42)$$

$$t_{зам} = -42,1 - 10 \text{ }^\circ\text{C} = -52,1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Средняя температура рассола:

$$t_s = \frac{t_{s1} + t_{s2}}{2}, \quad (6.43)$$

$$t_s = \frac{-34,1 + (-38,1)}{2} \text{ } ^\circ\text{C} = -36,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Логарифмическая разность температур в испарителе:

$$\theta_m = \frac{t_{s1} - t_{s2}}{\ln \frac{t_{s1} - t_0}{t_{s2} - t_0}}, \quad (6.44)$$

$$\theta_m = \frac{-34,1 - (-38,1)}{\ln \frac{-34,1 - (-42,1)}{-38,1 - (-42,1)}} \text{ } ^\circ\text{C} = 5,77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Внутренняя поверхность испарителя:

$$F = \frac{Q_0}{K_F \cdot \theta_m}, \quad (6.45)$$

где $K_F = 1,65$ – коэффициент теплопередачи испарителя, отнесенный к внутренней поверхности [43, прил. А.3].

$$F = \frac{2920,17}{1,65 \cdot 5,77} \text{ м}^2 = 306,72 \text{ м}^2.$$

Из отечественных испарителей выбираем ИТР-400 (рис. 6.6), технические характеристики которого представлены в таблице 17 [43, прил. А.4].

Таблица 17 – Технические характеристика испарителя ИТР-400

Марка	ИТР-400
Площадь передающей поверхности F , м^2	390
Диаметр кожуха, мм	1200
Длина кожуха, мм	3870
Число труб	920
Число горизонтальных рядов труб	28
Масса, кг	6068

В данном типе испарителей приняты оребренные трубы (заготовка 16x2), характеристики представлены в таблице 17.

По средней температуре ($t_s = -36,1 \text{ } ^\circ\text{C}$) и температуре замерзания ($t_{\text{зам}} = -52,1 \text{ } ^\circ\text{C}$) рассола принимаем рассол CaCl_2 [43, прил. А.5], теплофизические свойства которого даны в таблице 18.

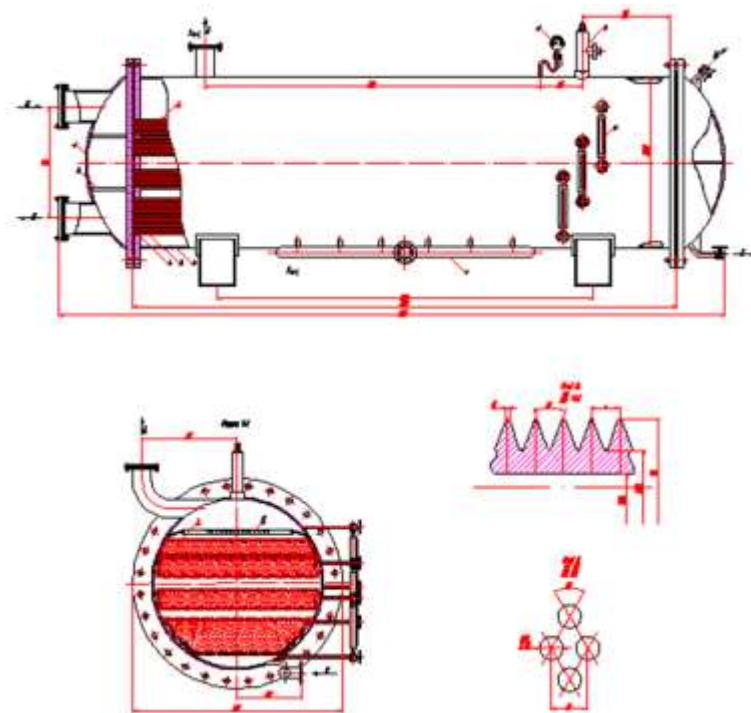


Рисунок 6.6 – Испаритель кожухотрубчатый горизонтальный фреоновый затопленного типа ИТР-400 [42]

Таблица 18 – Характеристики оребренных труб испарителя [42]

Тип аппарата	Кожухотрубный, затопленно-го типа
Т/о поверхность	Оребренные трубы (16x2)
Рабочее вещество	R13B1
Плотность теплового потока $q_{F_{ВН}}$, кВт/м ²	3,5...8,5
Коэффициент теплопередачи $K_{F_{ВН}}$, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	1,65
θ_m , °С	3,5...5,6
w_s , м/с	1,5...2

Таблица 19 – Теплофизические свойства раствора хлорида кальция CaCl₂ [42]

Массовая доля ξ , %	29,9
Температура замерзания t_3 , °С	-52,1
Плотность ρ , кг/м ³	1286
Температура t_s , °С	-36,1
Удельная теплоемкость c , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	2,638
Коэффициент теплопроводности λ , $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0,504
Коэффициент динамической вязкости $\mu \cdot 10^3$, Па · с	29,95
Коэффициент кинематической вязкости $\nu \cdot 10^6$, м ² /с	23,61
Число Прандтля Pr	165,19

Представим результаты расчета ХГМ в табл. 20.

Таблица 20 – Результаты расчета ХГМ

Параметр	Значение
<i>1. Тепловой расчет и подбор одноступенчатого поршневого компрессора холодильной машины</i>	
Суммарные теплопоступления в ИР Q_T , кВт	■
Массовый расход рабочего вещества G_a , кг/с	■
Действительная объемная производительность компрессора V_d , м ³ /с	■
Мощность электродвигателя $N'_{эд}$, кВт	■
Производительность Q_n , и напор криогенного насоса H_n , м ³ /ч	■
<i>2. Расчет горизонтального кожухотрубного конденсатора</i>	
Средняя логарифмическая разность температур в аппарате θ_m^k , °С	■
Наружная теплопередающая поверхность аппарата F_{Kn} , м ²	■
<i>3. Расчет горизонтального кожухотрубного испарителя</i>	
Средняя температура рассола t_s , °С	■
Логарифмическая разность температур в испарителе θ_m , °С	■
Внутренняя поверхность испарителя F , м ²	■
<i>Оборудование</i>	
Компрессор	■
Электродвигатель	■
Криогенный насос	■
Конденсатор	■
Испаритель	■
Рассол для испарителя	■

6.2. Технологический расчет изотермического резервуара

Технологический расчет ИР осуществляется на СП 495.1325800.2020. «Резервуары изотермические для хранения сжиженных газов. Правила проектирования» [34]. Алгоритм проведения расчета представлен на рис. 6.7. Последовательность формул для расчета и исходные данные даны в табл. 21 и 22 соответственно.

Рисунок 6.7 – Алгоритм технологического расчета ИР

Таблица 21 – Последовательность формул для технологического расчета ИР

Величина	Формула
<i>1. Активное давление на стенки резервуара от перлитовой засыпки</i>	
Нормативное значение активного горизонтального давления на стенки резервуара	$p_h = \frac{\gamma \cdot \xi}{f} \cdot (1 - e^{-\lambda f \frac{z}{\xi}})$
Условие равновесия массы перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем	$P_{\text{перл}} = F_{\text{тр нар}} + F_{\text{тр вн}} + Q_{\text{давл}}$
<i>2. Расчет компенсационных матов</i>	
Модуль упругости материала матов	$E_{\text{мат}} = \frac{p_1 - p_2}{k_{\text{мат}}}$
Система нелинейных уравнений для расчета толщины и сжатия матов	$\begin{cases} \frac{\rho_{\text{перл}} \cdot g}{2 \cdot f} (L_{\text{МС}} - x + y) - E_{\text{мат}} \cdot \frac{y}{x} = 0, \\ p_1 - \frac{\rho_{\text{перл}} \cdot g}{2 \cdot f} (L_{\text{МС}} - x + y) - E_{\text{мат}} \cdot \frac{\Delta R}{x} = 0 \end{cases}$
<i>3. Расчет стенки внутреннего корпуса изотермического резервуара</i>	
Критерий прочности стенки резервуара	$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 - \sigma_x \sigma_y + \sigma_y^2 + 3\tau_{xy}^2} \leq \frac{\sigma_T \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$
Условие устойчивости стенки внутреннего корпуса ИР	$\mu = \gamma_n \left(\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{p_p}{p_{\text{кр}}} \right) \leq 1$
Условие устойчивости кольцевых ребер жесткости	$J \geq \frac{p_p R_1^3 H_{\text{ЭКВ}}}{(n^2 - 1)E}$

<i>4. Расчет днища изотермического резервуара</i>	
Необходимая ширина окрайки днища	$L_a = 1,7 \cdot t_a \cdot \sqrt{\frac{S_y}{\rho_{ж} \cdot g \cdot h_p}}$
Условие ширины окрайки днища	$0,5 \text{ м} \leq L_a \leq 0,035 \cdot D_{вн}$
<i>5. Расчет стационарной крыши изотермического резервуара</i>	
Радиус кривизны сферической купольной крыши	$0,8 \cdot D_{нар} \leq R_R \leq 1,2 \cdot D_{нар}$
Минимальная толщина покрытия самонесущей купольной крыши	$t = \gamma \cdot \frac{P \cdot R_R}{S_y \cdot \varphi}$
Минимальная площадь опорного кольца	$F \geq \frac{P \cdot R_2^2}{2 \cdot \gamma_c \cdot S_y \cdot tg \alpha}$
Аварийное давление на крышу ИР	$p_f = 1,6 \cdot p - 0,95 \cdot \frac{4P_{LR}}{\pi D_{нар}^2}$

Таблица 22 – Исходные данные для технологического расчета ИР

Параметр	Значение
Высота налива резервуара h_h , м	
Наружный радиус резервуара R , м	
Внутренний радиус резервуара r , м	
Коэффициент упругости матов, $k_{мат}$	
Ширина межстенного пространства до захлаживания $L_{МС}$, м	
Температура наружного воздуха $t_{о.с.}$, °С	
Температура жидкой фазы в изотермическом резервуаре t_p , °С	
Коэффициент условий работы γ_c	
Давление в резервуаре P , Па	
Высота резервуара H_p , м	
Коэффициент надежности по нагрузке γ_f	
Давление, возникающее при выводе ИР из эксплуатации p_1 , Па	
Эквивалентная высота оболочки толщиной $H_{экр}$, м	
Плотность жидкой фазы пропана $\rho_{ж}$, кг/м ³	
Коэффициент надежности по материалу γ_m	
Наружный диаметр резервуара $D_{нар}$, м	
Коэффициент формы для ребристо-кольцевого купола γ	
Коэффициент прочности сварного шва φ	
Масса пустого резервуара $m_{рез}$, кг	
Масса компрессора АО-600 $m_{комп}$, кг	
Масса электродвигателя СДКП2-18-51-16ФУХЛ4 $m_{эд}$, кг	

Масса криогенного насоса LBP-80/280 $m_{\text{кн}}$, кг		
Масса конденсатора КТР-500 $m_{\text{конд}}$, кг		
Масса испарителя ИТР-400 $m_{\text{исп}}$, кг		

6.2.1. Активное давление на стенки резервуара от перлитовой засыпки

Нормативное значение активного горизонтального давления на стенки резервуара p_h , кПа, образующегося при засыпке перлита в межстенное пространство, следует вычислять по формуле [34]:

$$p_h = \frac{\gamma \cdot \xi}{f} \cdot (1 - e^{-\lambda f \frac{z}{\xi}}), \quad (6.46)$$

где ξ – гидравлический радиус;

f – коэффициент трения перлита;

λ – коэффициент бокового давления перлита;

z – расстояние от верха засыпки до расчетного уровня, м. Принимаем равным высоте налива резервуара 27,645 м (табл. 4);

γ – удельный вес перлита, Н/м³:

$$\gamma = \rho_{\text{перл}} \cdot g, \quad (6.47)$$

где $\rho_{\text{перл}}$ – плотность перлита, кг/м³.

Выбираем перлит компании ООО «ПетроПерлит» [51] с плотностью $\rho_{\text{перл}} = 70$ кг/м³. При отсутствии значений, для конкретной марки перлита допускается принимать $\lambda = 0,5$; $f = 0,58$ [51].

$$\gamma = 70 \cdot 9,8 \text{ Н/м}^3 = 686 \text{ Н/м}^3.$$

Гидравлический радиус ξ для ИП, в котором сыпучий материал находится между двумя стенками, вычисляют по формуле [34]:

$$\xi = \frac{R - r}{2}, \quad (6.48)$$

где R – наружный радиус резервуара, м (табл. 4);

r – внутренний радиус резервуара, м (табл. 4).

$$\xi = \frac{26,825 - 25,625}{2} \text{ м} = 0,6 \text{ м}.$$

Отсюда:

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$p_h = \frac{686 \cdot 0,6}{0,59} \cdot \left(1 - e^{-0,5 \cdot 0,59 \cdot \frac{27,645}{0,6}}\right) \text{ Па} = 697,63 \text{ Па.}$$

Нормативное вертикальное давление перлита определяют по формуле [58]:

$$p_v = \frac{p_h}{\lambda}, \quad (6.49)$$

$$p_v = \frac{697,63}{0,5} \text{ Па} = 1395,26.$$

Условие равновесия массы перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем [34]:

$$P_{\text{перл}} = F_{\text{тр нар}} + F_{\text{тр вн}} + Q_{\text{давл}}. \quad (6.50)$$

Силы трения перлита о внутреннюю $F_{\text{тр вн}}$ и наружную $F_{\text{тр нар}}$ стенки и ИР, кН, определяют по формулам [34]:

$$F_{\text{тр вн}} = (P_{\text{перл}} - Q_{\text{давл}}) \frac{R_1}{R_1 + R_2}, \quad (6.51)$$

$$F_{\text{тр нар}} = (P_{\text{перл}} - Q_{\text{давл}}) \frac{R_2}{R_1 + R_2}, \quad (6.52)$$

где R_2 – радиус наружной поверхности перлита, м; учитываем толщину наружного резервуара в 10 мм (табл. 4);

R_1 – радиус внутренней поверхности перлита, м.

Равнодействующую силу вертикального давления перлита на уровне низа рассматриваемой секции $Q_{\text{давл}}$, кН, определяют по формуле [34]:

$$Q_{\text{давл}} = \pi(R_2^2 - R_1^2)p_v. \quad (6.53)$$

Вес перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем $P_{\text{перл}}$, кН, вычисляют по формуле [34]:

$$P_{\text{перл}} = \pi(R_2^2 - R_1^2) \cdot H_{\text{перл}} \cdot \gamma, \quad (6.54)$$

где $H_{\text{перл}}$ – высота перлитной засыпки от уровня низа рассматриваемой секции до верха массы перлита, м. Принимаем равным высоте налива резервуара 27,645 м (табл. 4).

Рассчитываем:

					6. Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{давл}} = \pi(26,815^2 - 25,625^2) \cdot 1395,26 \text{ Н} = 273,536 \text{ кН};$$

$$P_{\text{перл}} = \pi(26,815^2 - 25,625^2) \cdot 27,645 \cdot 686 \text{ Н} = 3717,922 \text{ кН};$$

$$F_{\text{тр вн}} = (3717,922 - 273,536) \cdot \frac{25,625}{25,625 + 26,815} \text{ кН} = 1683,112 \text{ кН};$$

$$F_{\text{тр нар}} = (3717,922 - 273,536) \cdot \frac{26,815}{25,625 + 26,815} \text{ кН} = 1761,274 \text{ кН}.$$

Проверяем условие равновесия массы перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем по формуле (6.50):

$$3717,922 \text{ кН} = 1761,274 + 1683,112 + 273,536 \text{ кН};$$

$$3717,922 \text{ кН} = 3717,922 \text{ кН}.$$

Условие равновесия выполнено.

6.2.2. Расчет компенсационных матов

Модуль упругости материала матов определяют по формуле [34]:

$$E_{\text{мат}} = \frac{p_1 - p_2}{k_{\text{мат}}}, \quad (6.55)$$

где $k_{\text{мат}}$ – коэффициент упругости матов, который должен быть не менее 0,44
 $p_1 = 697,63 \cdot 2 \text{ Па} = 1395,26 \text{ Па}$ – параметр, указанный в техническом задании, или определяется проектировщиком ИР. Давление p_1 не должно быть ниже удвоенного значения активного значения перлита, определенного по формуле (5.42);

$p_2 = 239 \text{ Па}$ – давление разгрузки.

$$E_{\text{мат}} = \frac{1395,26 - 239}{0,44} \text{ Па} = 2627,86 \text{ Па}.$$

Необходимую расчетную первоначальную толщину матов $L_{0 \text{ мат}} = x$ и значение их первоначального сжатия при засыпке перлита $\Delta_1 = y$ определяют из решения системы нелинейных уравнений [34]:

$$\begin{cases} \frac{\rho_{\text{перл}} \cdot g}{2 \cdot f} (L_{\text{МС}} - x + y) - E_{\text{мат}} \cdot \frac{y}{x} = 0, \\ p_1 - \frac{\rho_{\text{перл}} \cdot g}{2 \cdot f} (L_{\text{МС}} - x + y) - E_{\text{мат}} \cdot \frac{\Delta R}{x} = 0, \end{cases} \quad (6.56)$$

					6. Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $L_{MC} = 1,19$ м – ширина межстенного пространства до захлаживания, м;

ΔR – изменение радиуса внутреннего резервуара при захлаживании, м.

При захлаживании ИР радиус внутреннего корпуса уменьшается на величину [34]:

$$\Delta R = \alpha \cdot \Delta T \cdot R_1, \quad (6.57)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла корпуса, для стали 12X18H9 [39] равен $16 \cdot 10^{-6}$ 1/°C;

ΔT – изменение температуры, °C:

$$\Delta T = t_{o.c.} - t_p, \quad (6.58)$$

где $t_{o.c.} = 20$ °C - температура окружающей среды (табл. 4);

$t_p = -42,1$ °C - температура СУГ (табл. 4).

$$\Delta T = 20 - (-42,1) \text{ °C} = 62,1 \text{ °C}.$$

При этом освободившееся межстенное пространство заполняется перлитом из резервного запаса, но его давление на стенку при этом не изменяется.

$$\Delta R = 16 \cdot 10^{-6} \cdot 62,1 \cdot 25,625 \text{ м} = 0,025461 \text{ м}.$$

Решаем систему нелинейных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{70 \cdot 9,8}{2 \cdot 0,58} \cdot (1,19 - x + y) - 2627,86 \cdot \frac{y}{x} = 0, \\ 1395,26 - \frac{70 \cdot 9,8}{2 \cdot 0,58} \cdot (1,19 - x + y) - 2627,86 \cdot \frac{0,025461}{x} = 0, \end{cases}$$

Отсюда:

$x = L_{0 \text{ мат}} = 0,1$ м – необходимая расчетная толщина матов;

$y = \Delta_1 = 0,02$ м – первоначальное сжатие при засыпке перлита.

Толщина матов должна быть не менее расчетной. Маты могут состоять из нескольких слоев.

6.2.3. Расчет стенки внутреннего корпуса изотермического резервуара

Критерий прочности стенки резервуара: интенсивность напряжений σ не должно превышать расчетного сопротивления материала стенки по пределу текучести S_y с учетом коэффициента условий работы и коэффициента надежно-

					6. Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сти [34]:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 - \sigma_x \sigma_y + \sigma_y^2 + 3\tau_{xy}^2} \leq \frac{\sigma_T \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (6.59)$$

где σ_x – осевое напряжение, кПа;

σ_y – кольцевое напряжение, кПа;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы [34];

σ_T – предел текучести материала внутренней стенки, МПа. Для стали 12Х18Н9 принимаем 196 МПа [39];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения. Принимаем равным 1,1 для сооружений повышенного уровня ответственности согласно ГОСТ 27751-2014 [52].

Главными напряжениями в данном случае являются осевые и кольцевые напряжения, так как $\tau_{xy} = 0$.

Осевое напряжение рассчитывается по формуле:

$$\sigma_x = \frac{R_1 P}{2\delta_b}, \quad (6.60)$$

и кольцевые напряжения по формуле:

$$\sigma_y = \frac{R_1 P}{\delta_b}, \quad (6.61)$$

где $P = 109325$ Па – давление в резервуаре (табл. 4).

Рассчитываем:

$$\sigma_x = \frac{25,625 \cdot 109325}{2 \cdot 0,027} \text{ Па} = 51,88 \text{ МПа};$$

$$\sigma_y = \frac{25,625 \cdot 109325}{0,027} \text{ Па} = 103,76 \text{ МПа};$$

$$\sigma = \sqrt{51,88^2 - 51,88 \cdot 103,76 + 103,76^2} \text{ МПа} = 89,86 \text{ МПа}.$$

Проверяем условие прочности:

$$89,86 \text{ МПа} \leq \frac{196 \cdot 0,9}{1,1} \text{ МПа};$$

$$89,86 \text{ МПа} \leq 160,36 \text{ МПа},$$

условие прочности выполняется.

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Устойчивость стенки внутреннего корпуса обеспечена при выполнении условия [34]:

$$\mu = \gamma_n \left(\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{p_p}{p_{кр}} \right) \leq 1, \quad (6.62)$$

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_B}{R_1}, \quad (6.63)$$

$$p_{кр} = 0,65 \cdot E \cdot \frac{R_1}{H_p} \cdot \left(\frac{\delta_B}{R_1} \right)^{2,5}, \quad (6.64)$$

где $\sigma_1 = \sigma_x = 51,88$ МПа – расчетное осевое напряжение;

σ_{01} – критическое осевое напряжение, Па;

C – коэффициент, рассчитывают по формулам (5.61 – 5.63);

p_p – расчетное внешнее давление, Па, рассчитывают по формуле (5.64);

$p_{кр}$ – критическое внешнее давление, Па;

E – модуль упругости материала стенки резервуара, для стали 12Х18Н9 равно $2,05 \cdot 10^{11}$ Па [39];

H_p – высота резервуара, равная 29,1 м (табл. 4).

Коэффициент C вычисляют по формулам [34]:

$$C = 0,4 + 40 \cdot \frac{\delta_B}{R_1}, \text{ при } \frac{R_1}{\delta_B} \leq 1220, \quad (6.65)$$

$$C = 0,85 - 10^{-5} \cdot \frac{\delta_B}{R_1}, \text{ при } 1220 < \frac{R_1}{\delta_B} \leq 2500, \quad (6.66)$$

$$C = 0,65 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\delta_B}{R_1}, \text{ при } \frac{R_1}{\delta_B} > 2500. \quad (6.67)$$

Отсюда:

$$\frac{R_1}{\delta_B} = \frac{25,625}{0,027} = 949;$$

Используем формулу (5.58):

$$C = 0,4 + 40 \cdot \frac{0,027}{25,625} = 0,482.$$

Расчетное внешнее давление p_p , кПа, при расчете на устойчивость стенки внутреннего корпуса вычисляют по формуле [34]:

					6. Расчетная часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_p = \gamma_f \cdot p_1, \quad (6.68)$$

где $\gamma_f = 1,3$ – коэффициент надежности по нагрузке;

$p_1 = 1395,26$ Па – давление, возникающее при выводе ИР из эксплуатации.

$$p_p = 1,3 \cdot 1395,26 \text{ Па} = 1814 \text{ Па}.$$

Рассчитываем критерий устойчивости:

$$p_{кр} = 0,65 \cdot 2,05 \cdot 10^{11} \cdot \frac{25,625}{29,1} \cdot \left(\frac{0,027}{25,625}\right)^{2,5} \text{ Па} = 4229 \text{ Па};$$

$$\sigma_{01} = 0,482 \cdot 2,05 \cdot 10^{11} \cdot \frac{0,027}{25,625} \text{ Па} = 125,712 \text{ МПа};$$

$$\mu = 1,1 \cdot \left(\frac{51,88}{125,712} + \frac{1814}{4229}\right) = 0,93 < 1,$$

критерий устойчивости выполняется.

Сечения промежуточных кольцевых ребер жесткости определяют расчетом колец на устойчивость под действием внешнего давления. Для обеспечения устойчивости кольца необходимо, чтобы момент инерции сечения кольца J , м^4 , удовлетворял условию [34]:

$$J \geq \frac{p_p R_1^3 H_{\text{ЭКВ}}}{(n^2 - 1)E'} \quad (6.69)$$

где $H_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная высота оболочки толщиной t_{min} , максимальная сверху или снизу, м; принимаем 2,472 м согласно исследуемому резервуару (рис. 5.1);

n – число волн в кольцевом направлении при потере устойчивости.

Расчетное число волн в кольцевом направлении n , определяют из условия:

$$n = \begin{cases} n^*, & \text{при } n^* \leq 5 \\ 5, & \text{при } n^* > 5 \end{cases} \quad (6.70)$$

Число волн n^* определяют по формуле:

$$n^* = 2,74 \cdot \sqrt{\frac{R_1}{h_p}} \cdot \sqrt[4]{\frac{R_1}{\delta_B}} \quad (6.71)$$

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

где $h_p = 27,645$ м – высота налива (табл .4).

Рассчитываем:

$$n^* = 2,74 \cdot \sqrt{\frac{25,625}{27,645}} \cdot \sqrt[4]{\frac{25,625}{0,027}} = 14,64 \approx 15 > 5.$$

Согласно условию (5.66) принимаем $n = 5$.

$$J = \frac{1814 \cdot 25,625^3 \cdot 2,472}{(5^2 - 1) \cdot 2,05 \cdot 10^{11}} \text{ м}^4 = 1533,6 \text{ см}^4.$$

Минимально допускаемое сечение кольца жесткости – равнополочный уголок 65х6 мм. Тем самым, выбираем равнополочный уголок 200х12 мм с моментом инерции 1822,78 см⁴ [56, табл .1].

6.2.4. Расчет днища изотермического резервуара

Днища резервуаров для хранения сжиженных газов следует проектировать плоскими, и они должны выступать не менее чем на 50 мм. Днище состоит из центральной части и утолщенной кольцевой окрайки [34].

Толщина центральной части днищ t_b должна быть не менее 5 мм без учета припуска на коррозию.

Толщину кольцевой окрайки t_a без учета припуска на коррозию определяют при условии: $0,77t_1 \leq t_a < t_1$, где t_1 – толщина первого пояса стенки резервуара, при этом t_a должна быть не менее 8,0 мм. Принимаем 25 мм [53].

Необходимую ширину окрайки днища L_a , м, вычисляют по формуле [34]:

$$L_a = 1,7 \cdot t_a \cdot \sqrt{\frac{S_y}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h_p}}, \quad (6.72)$$

где $t_a = 0,02$ м – толщина окрайки;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы пропана, кг/м³ (табл. 7);

$h_p = 27,645$ м – высота налива (табл .4);

S_y – расчетное сопротивление материала окрайки днища по пределу текучести, кПа. Рассчитываем по следующей формуле:

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$S_y = \frac{\sigma_T}{\gamma_m}, \quad (6.73)$$

где $\gamma_m = 1,05$ – коэффициент надежности по материалу [56, табл. 3].

$$S_y = \frac{196}{1,05} \text{ МПа} = 186,67 \text{ МПа};$$

$$L_a = 1,7 \cdot 0,025 \cdot \sqrt{\frac{186,67 \cdot 10^6}{510 \cdot 9,8 \cdot 27,645}} \text{ м} = 1,56 \text{ м}.$$

Ширина окрайки днищ L_a должна удовлетворять условию [34]:

$$0,5 \text{ м} \leq L_a \leq 0,035 \cdot D_{\text{вн}}, \quad (6.74)$$

где $D_{\text{нар}} = 53,65 \text{ м}$ – наружный диаметр резервуара, м (табл.4).

Проверяем условие:

$$0,5 \text{ м} \leq 1,56 \text{ м} \leq 0,035 \cdot 53,65 \text{ м};$$

$$0,5 \text{ м} \leq 1,56 \text{ м} \leq 1,88 \text{ м}.$$

Условие выполняется.

6.2.5. Расчет стационарной крыши изотермического резервуара

Кроме веса металлоконструкций, снеговой и ветровой нагрузки дополнительно необходимо учесть следующие нагрузки на крышу, которые следует отнести к кратковременным:

- равномерно распределенная нагрузка $1,2 \text{ кН/м}^2$ на расчетную площадь неподвижной крыши, действующая на крышу наружного корпуса ИР; эта нагрузка не должна сочетаться со снеговой нагрузкой и нагрузкой от внутреннего отрицательного давления;
- равномерно распределенная нагрузка $2,4 \text{ кН/м}^2$, действующая на платформы и переходные лестницы снаружи ИР;
- равномерно распределенная нагрузка $0,5 \text{ кН/м}^2$, действующая на подвесную крышу и платформы и переходные лестницы внутри корпуса ИР во время монтажа и обслуживания;
- сосредоточенная нагрузка 5 кН , на площадь $300 \times 300 \text{ мм}$, прилагаемая к платформам и переходным лестницам снаружи ИР; сосредоточенная нагрузка

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

- не сочетается с равномерно распределенной;
- сосредоточенная нагрузка 1,5 кН, на площадь 300×300 мм, прилагаемая к подвесной крыше, платформам и переходным лестницам внутри корпуса ИР во время монтажа и обслуживания; сосредоточенная нагрузка не сочетается с равномерно распределенной нагрузкой [34].

Стационарную крышу исследуемого ИР является сферической ребристо-кольцевым куполом типа «зонт».

Радиус кривизны сферической купольной крыши R_R (в т.ч. ребристо-кольцевого купола) рекомендуют выбирать в диапазоне:

$$0,8 \cdot D_{\text{нар}} \leq R_R \leq 1,2 \cdot D_{\text{нар}}, \quad (6.75)$$

где $D_{\text{нар}} = 53,65$ м – наружный диаметр резервуара, м (табл.4).

$$0,8 \cdot 53,65 \text{ м} \leq R_R \leq 1,2 \cdot 53,65 \text{ м};$$

$$42,92 \text{ м} \leq R_R \leq 1,2 \cdot 64,38 \text{ м}.$$

Принимаем радиус кривизны крыши $R_R = 50$ м и угол наклона 20° .

Для ИР максимальной по абсолютной величине нагрузкой на крышу является избыточное внутреннее давление газа

Минимальную толщину покрытия самонесущей купольной крыши t , м, вычисляют по формуле [34]:

$$t = \gamma \cdot \frac{P \cdot R_R}{S_y \cdot \varphi}, \quad (6.76)$$

где P – давление в резервуаре, МПа (табл. 4);

γ – коэффициент формы: для ребристо-кольцевого купола типа «зонт», состоящего из набора секторов одинарной кривизны, $\gamma = 1,0$;

R_R – радиус кривизны крыши, м;

φ – коэффициент прочности сварного шва: для стыкового шва с полным проплавлением и 100 % радиографическим контролем $\varphi = 1$.

$$t = 1 \cdot \frac{109325 \cdot 50}{186,67 \cdot 10^6 \cdot 1} \text{ м} = 0,03 \text{ м} = 30 \text{ мм}.$$

Узел стыка конусной или купольной сферической крыши и стенки резервуара выполняют в соответствии со схемами, приведенными на рисунках Б.1,

					6. Расчетная часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Б.2 (прил. Б). На рисунке Б.3 (прил. Б) показаны недопустимые варианты исполнения опорного узла крыши резервуара.

При действии внутреннего давления (рис. Б.1, Б.2) в опорном кольце на контуре бескаркасной купольной крыши возникает сжимающее напряжение, $\sigma_{\text{конт}}$, кПа, определяемое по формуле [34]:

$$\sigma_{\text{конт}} = \frac{-P \cdot R_R \cdot R_2}{2} \cdot \left(\frac{\cos \alpha - 0,39 \cdot \frac{\sqrt{R_R \cdot t}}{R_2}}{F + 0,39 \cdot t \cdot \sqrt{R_R \cdot t}} \right), \quad (6.77)$$

где R_R – радиус кривизны крыши, м;

$R_2 = 26,825$ м – радиус стенки резервуара, м;

F – площадь сечения опорного кольца крыши, м².

На удалении от края крыши напряжение в покрытии становится равным безмоментному напряжению в сферической оболочке. Безмоментное напряжение σ , кПа, определяют по формуле [34]:

$$\sigma = \frac{P \cdot R_R}{2 \cdot t}, \quad (6.78)$$

$$\sigma = \frac{109325 \cdot 50}{2 \cdot 0,03} \text{ Па} = 91,1 \text{ МПа}.$$

Из формулы (5.73) следует, что для обеспечения прочности, площадь сечения опорного кольца F , м², должна быть [34]:

$$F \geq \frac{P \cdot R_2^2}{2 \cdot \gamma_c \cdot S_y \cdot \text{tg } \alpha'}, \quad (6.79)$$

где $\gamma_c = 0,6$ – коэффициент условий работы [34].

$$F = \frac{109325 \cdot 26,825^2}{2 \cdot 0,6 \cdot 186,67 \cdot 10^6 \cdot \text{tg } 20^\circ} \text{ м}^2 = 0,97 \text{ м}^2.$$

Принимаем площадь сечения опорного кольца $F = 1 \text{ м}^2$.

					6. Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$\sigma_{\text{конт}} = \frac{-109325 \cdot 50 \cdot 26,825}{2} \cdot \left(\frac{\cos 20^\circ - 0,39 \cdot \frac{\sqrt{50 \cdot 0,03}}{26,825}}{1 + 0,39 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{50 \cdot 0,03}} \right) \text{ Па} = -66,63 \text{ МПа.}$$

За предельное состояние принимают ситуацию, когда напряжение в кольце жесткости достигнет предела текучести. Аварийное давление p_f , кПа, при котором достигается предельное состояние верхнего кольца жесткости, рассчитывают по формуле [34]:

$$p_f = 1,6 \cdot p - 0,95 \cdot \frac{4P_{LR}}{\pi D_{\text{нар}}^2}, \quad (6.80)$$

где p – расчетное давление, кПа;

P_{LR} – вес стенки, крыши и всех прочих элементов (рабочих площадок, люков, теплоизоляции и т.п.), передающийся на днище через стенку, кН:

$$P_{LR} = G_{\text{рез}} + G_{\text{ж}} + G_{\text{сн}} + G_{\text{об}} + p_v \cdot \pi \cdot D_{\text{нар}}^2, \quad (6.81)$$

где $G_{\text{рез}}$ – вес резервуара, Н;

$G_{\text{ж}}$ – вес жидкости в объеме резервуара, Н;

$G_{\text{сн}}$ – снеговая нагрузка, Н;

$G_{\text{об}}$ – вес криогенного оборудования резервуара, выбранного в пункте 5.2, Н;

$p_v = 1395,26 \text{ Па}$ – нормативное вертикальное давление перлита.

Вес резервуара рассчитывается по формуле [54]:

$$G_{\text{рез}} = m_{\text{рез}} \cdot g, \quad (6.82)$$

где $m_{\text{рез}} = 10^6 \text{ кг}$ – масса пустого резервуара (табл. 4).

$$G_{\text{рез}} = 1 \cdot 10^6 \cdot 9,8 \text{ Н} = 9,8 \text{ МН.}$$

Вес жидкости в объеме резервуара [63]:

$$G_{\text{ж}} = V_{\text{ном}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \quad (6.83)$$

$$G_{\text{ж}} = 50000 \cdot 510 \cdot 9,8 \text{ Н} = 249,9 \text{ МН.}$$

Величина действующей на крышу снеговой нагрузки вычисляется по формуле [55]:

$$G_{\text{сн}} = \mu \cdot P_{\text{сн}} \cdot \pi \cdot D_{\text{нар}}^2, \quad (6.84)$$

					6. Расчетная часть	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где μ – коэффициент неравномерности распределения снегового покрова, принимаем 0,85 для купольной крыши [57, табл. 9.5];

$P_{сн}$ – нормативное значение снеговой нагрузки, Н/м², для местонахождения Сызранского НПЗ (III снеговой район) равняется 150 Н/м² [55].

$$G_{сн} = 0,8 \cdot 150 \cdot \pi \cdot 53,65^2 \text{ Н} = 1,09 \text{ МН.}$$

Вес криогенного оборудования:

$$G_{об} = (m_{комп} + m_{эд} + m_{кн} + m_{конд} + m_{исп}) \cdot g, \quad (6.85)$$

где $m_{комп} = 5800$ кг – масса компрессора АО-600 (табл. 14);

$m_{эд} = 14100$ кг – масса электродвигателя СДКП2-18-51-16ФУХЛ4 (табл. 13);

$m_{кн} = 4900$ кг – масса криогенного насоса LBP-80/280 (табл. 16);

$m_{конд} = 2100$ кг – масса конденсатора КТР-500 (табл. 16);

$m_{исп} = 6068$ кг – масса испарителя ИТР-400 (табл. 17).

$$G_{об} = (5800 + 14100 + 4900 + 2100 + 6068) \cdot 9,8 \text{ Н} = 0,32 \text{ МН.}$$

Считаем вес на днище резервуара:

$$P_{LR} = 9,8 + 249,9 + 1,09 + 0,32 + 1395,26 \cdot \pi \cdot 53,65^2 \cdot 10^{-6} \text{ МН} = 273,73 \text{ МН.}$$

Тем самым, аварийное давление равно:

$$p_f = 1,6 \cdot 109325 - 0,95 \cdot \frac{4 \cdot 273,73 \cdot 10^6}{\pi \cdot 53,65^2} \text{ Па} = 59889 \text{ Па} = 0,06 \text{ МПа.}$$

Результаты технологического расчета ИР приведены в табл. 23.

Таблица 23 – Результаты технологического расчета ИР

Параметр	Значение
<i>1. Активное давление на стенки резервуара от перлитовой засыпки</i>	
Нормативное значение активного горизонтального давления на стенки резервуара p_h , Па	■
Условие равновесия массы перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем $P_{перл}$, кН	■
<i>2. Расчет компенсационных матов</i>	
Модуль упругости материала матов $E_{мат}$, Па	■
Необходимая расчетная толщина матов $L_{0\text{ мат}}$, м	■
Первоначальное сжатия при засыпке перлита Δ_1 , м	■
<i>3. Расчет стенки внутреннего корпуса изотермического резервуара</i>	

Критерий прочности стенки резервуара σ , МПа	■
Условие устойчивости стенки внутреннего корпуса ИР μ	■
Условие устойчивости кольцевых ребер жесткости J , см ⁴	■
<i>4. Расчет днища изотермического резервуара</i>	
Необходимая ширина окрайки днища L_a , м	■
Условие ширины окрайки днища, м	■
<i>5. Расчет стационарной крыши изотермического резервуара</i>	
Радиус кривизны сферической купольной крыши R_R , м	■
Минимальная толщина покрытия самонесущей купольной крыши t , мм	■
Минимальная площадь опорного кольца F , м ²	■
Аварийное давление на крышу ИР p_f , МПа	■

6.3. Расчет эффективности внедряемой технологии

Для определения целесообразности внедряемой технологии, необходимо провести ее сравнение со стандартной технологической обвязкой. С этой целью произведем расчет потерь давления в трубопроводах жидкой фазы сжиженных углеводородных газов согласно требованиям СП 42-101-2003 [56] для обоих вариантов исполнения, приведенных на рис. 3.5 и рис. 4.1.

Разница в расчетах двух схем будет заключаться в длине участков трубопроводов l от ИР до блоков охлаждения газа и суммах коэффициентов местных сопротивлений на участках $Z_{\text{сум}}$.

При стандартной схеме (далее участок 1) блок охлаждения располагается на расстоянии 120 м для резервуара объемом 50000 м³ [57]. Более того, отвод паров СУГ из ИР осуществляется с крыши резервуара. Потому следует добавить к расстоянию высоту резервуара 29,1 м (табл. 4). Так как исследуемая технология [35] предполагает расположение блока охлаждения на крыше резервуара, то в расчете учитывается длина участка, равная геометрической высоте подъема перекачиваемой среды (далее участок 2). Принимаем 28,9 м, на 0,2 м меньше высоты резервуара, равной 29,1 м (табл. 4). Цикл охлаждения подразумевает также обратный поток жидкости в резервуар. Тем самым: $l_1 = 28,9 + 120 \cdot 2 \text{ м} = 268,9 \text{ м}$; $l_2 = 29,1 \cdot 2 \text{ м} = 58,2 \text{ м}$.

Последовательность формул для расчета и исходные данные даны в табл. 24 и 25 соответственно.

Таблица 24 – Последовательность формул для расчета эффективности технологии

Величина	Формула
Расчетный диаметр трубопровода СУГ	$d_{\text{расч}} = \left(\frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot w} \right)^{0,5}$
Расчетная скорость СУГ в газопроводе	$w_{\text{расч}} = \frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot d_B^2}$
Число Рейнольдса	$Re = \frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \nu \cdot \pi \cdot d_B}$
Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta_3}{d_B} + \frac{64}{Re} \right)^{0,25}$
Расчетная длина участка (с учетом местных сопротивлений)	$l_{\text{расч } i} = l_i + \frac{d_B}{\lambda} \cdot Z_{\text{сум } i}$
Падение давления в газопроводе	$H_i = 0,5 \cdot \frac{\lambda \cdot l_{\text{расч } i} \cdot w^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{d_B}$
Эффективность технологии	$\eta = \frac{H_1 - H_2}{H_1} \cdot 100 \%$

Таблица 25 – Исходные данные для расчета эффективности технологии

Параметр	Значение
Объемный расход СУГ Q_V , м ³ /ч	■
Скорость СУГ на участке трубопровода w , м/с	■
Коэффициент кинематической вязкости СУГ $\nu \cdot 10^{-7}$, м ² /с	■
Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы Δ_3 , мм	■
Сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке 1, $Z_{\text{сум}1}$	■
Сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке 2, $Z_{\text{сум}2}$	■
Длина участка трубопровода по стандартной схеме l_1 , м	■
Длина участка трубопровода по исследуемой технологии l_2 , м	■
Плотность жидкой фазы СУГ на участке трубопровода $\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³	■
Минимальная толщина стенки трубопровода СУГ δ_0 , мм	■
Расчетный диаметр трубопровода СУГ $d_{\text{расч}}$, мм	■

Расчетный диаметр трубопровода СУГ:

$$d_{\text{расч}} = \left(\frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot w} \right)^{0,5}, \quad (6.86)$$

где $Q_V = 114,49 \text{ м}^3/\text{ч}$ – объемный расход СУГ;

$w = 1,5 \text{ м/с}$ – скорость СУГ на участке трубопровода.

$$d_{\text{расч}} = \left(\frac{114,49 \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot 1,5} \right)^{0,5} \text{ м} = 0,164 \text{ м} = 164 \text{ мм}.$$

Согласно ГОСТ 10704-91 [58] принимаем газопровод со следующими характеристиками:

- наружный диаметр $d_H = 177,8 \text{ мм}$;
- условный диаметр $d_y = 160 \text{ мм}$;
- внутренний диаметр $d_y = 165,8 \text{ мм}$;
- толщина стенки $\delta = 6 \text{ мм}$.

Сумму местных сопротивлений составляют местные сопротивления каждого отдельного элемента газопровода [59]. В соответствии с рис. 6.8 участок 1 имеет ряд местных сопротивлений, соотнесенных в табл. 26.

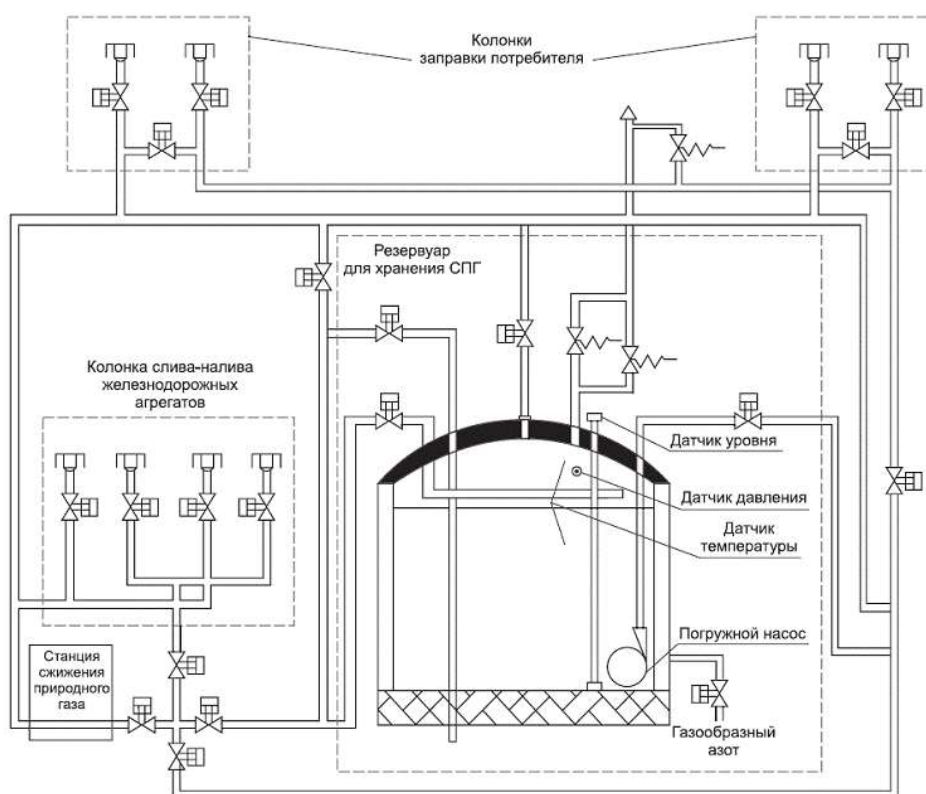


Рисунок 6.8 – Принципиальная схема хранения СУГ в изотермическом резервуаре [60]

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	6. Расчетная часть					92

Таблица 26 – Местные сопротивления участка 1

Местное сопротивление газо-провода	Значение коэффициента местного сопротивления	Количество
Угольник 90 градусов Ду50 и более	1,1	8
Вентиль прямой Ду50 и более	5	1
Задвижка Ду175-200	0,25	5
Тройник поворотный	3	5
Крестовина поворотная	3	1
<i>Итого Z_{сум1}:</i>		33,05

Согласно схеме ИР, приведенной в пункте 4, участок 2 имеет следующие местные сопротивления (табл. 27).

Таблица 27 – Местные сопротивления участка 2

Местное сопротивление газо-провода	Значение коэффициента местного сопротивления	Количество
Угольник 90 градусов Ду 50 и более	1,1	8
Вентиль прямой Ду 50 и более	5	1
Задвижка Ду 175-200	0,25	2
<i>Итого Z_{сум2}:</i>		14,3

Соотнесем исходные данные, полученные в предыдущих расчетах и необходимые для расчета потерь давления в таблицу 20. Также добавим в таблицу эквивалентную абсолютную шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, коэффициент кинематической вязкости СУГ и минимальную толщину стенки трубы из СП 42-101-2003 [56].

Расчетная скорость СУГ при выбранном диаметре трубы:

$$w_{\text{расч}} = \frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot d_B^2} \quad (6.87)$$

где $d_B = 165,8$ мм – внутренний диаметр газопровода.

$$w_{\text{расч}} = \frac{114,49 \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot 0,1658^2} \text{ м/с} = 1,473 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{Q_V \cdot 4}{3600 \cdot \nu \cdot \pi \cdot d_B} \quad (6.88)$$

где $\nu = 2,613 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ - коэффициент кинематической вязкости СУГ (табл. 20).

$$Re = \frac{114,49 \cdot 4}{3600 \cdot 2,613 \cdot 10^{-7} \cdot \pi \cdot 0,1658} = 934655.$$

Так как $Re > 4000$ и $Re \cdot \frac{\Delta_э}{d_B} = 934655 \cdot \frac{0,1}{165,8} = 564 > 23$, то имеем шероховатую стенку.

Отсюда, коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta_э}{d_B} + \frac{64}{Re} \right)^{0,25}, \quad (6.89)$$

где $\Delta_э = 0,1 \text{ мм}$ - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы (табл. 20).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{165,8} + \frac{64}{934655} \right)^{0,25} = 0,018.$$

Расчетная длина участка (с учетом местных сопротивлений):

$$l_{\text{расч } i} = l_i + \frac{d_B}{\lambda} \cdot Z_{\text{сум } i}, \quad (6.90)$$

где l_i - длина участка i , м (табл. 20);

$Z_{\text{сум } i}$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке i (табл. 20).

$$l_{\text{расч}1} = 268,9 + \frac{0,1658}{0,018} \cdot 33,05 \text{ м} = 573,33 \text{ м};$$

$$l_{\text{расч}2} = 58,2 + \frac{0,1658}{0,018} \cdot 14,3 \text{ м} = 189,92 \text{ м}.$$

Падение давления в газопроводе:

$$H_i = 0,5 \cdot \frac{\lambda \cdot l_{\text{расч } i} \cdot w^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{d_B}. \quad (6.91)$$

Рассчитываем:

$$H_1 = 0,5 \cdot \frac{0,018 \cdot 573,33 \cdot 1,5^2 \cdot 510}{0,1658} \text{ Па} = 35712 \text{ Па};$$

$$H_2 = 0,5 \cdot \frac{0,018 \cdot 189,92 \cdot 1,5^2 \cdot 510}{0,1658} \text{ Па} = 11830 \text{ Па}.$$

					6. Расчетная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отсюда, разность потерь давления:

$$\Delta H = H_1 - H_2, \quad (6.92)$$

$$\Delta H = 35712 - 11830 \text{ Па} = 23882 \text{ Па}.$$

Эффективность технологии:

$$\eta = \frac{H_1 - H_2}{H_1} \cdot 100 \%, \quad (6.93)$$

$$\eta = \frac{35712 - 11830}{35712} \cdot 100 \% = 66,9 \%$$

Результаты расчета эффективности внедряемой технологии приведены в табл. 28.

Таблица 28 – Результаты расчета эффективности технологии

Параметр	Значение	
	1	2
Участок	1	2
Расчетный диаметр трубопровода СУГ $d_{\text{расч}}$, мм	164	
Расчетная скорость СУГ в газопроводе $w_{\text{расч}}$, м/с	1,473	
Число Рейнольдса Re	934655	
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	0,018	
Расчетная длина участка (с учетом местных сопротивлений) $l_{\text{расч } i}$, м	573,33	189,92
Падение давления в газопроводе H_i , Па	35712	11830
Эффективность технологии η , %	66,9	

Таким образом, осуществлен расчет потерь давления в трубопроводах жидкой фазы сжиженных углеводородных газов для двух вариантов исполнения:

- для стандартного варианта исполнения: $H_1 = \blacksquare$ Па;
- для варианта с применением внедряемой технологии: $H_2 = \blacksquare$ Па.

Разность потерь давления составила $\Delta H = \blacksquare$ Па. Тем самым, при выборе варианта с размещением на крыше холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом потери давления в газопроводе будут сокращены на \blacksquare %.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Для данной работы целью является оценка эффективности применения устройства, используемого для конденсации паров СУГ.

7.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на которых будет продаваться в будущем разработка.

В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – предприятия-производители СУГ

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нестеренко М.С.			7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					96	155
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

таких компаний, как ОАО «Сибур Холдинг», ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и специфику реализации СУГ. По этим критериям будет производиться сегментирование рынка.

Размер предприятия важен, так как в крупных компаниях чаще внедряют новые технологии, так как в дальнейшем они могут окупить риски внедрения.

На рис. 7.1 представлена карта сегментирования рынка СУГ в РФ по размеру предприятия.

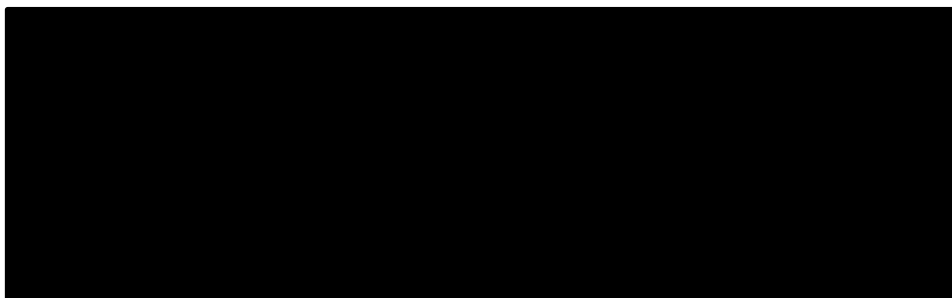


Рисунок 7.1 – Карта сегментирования рынка СУГ

На рис. 7.2 представлено сегментирование рынка СУГ в РФ по специфике реализации.

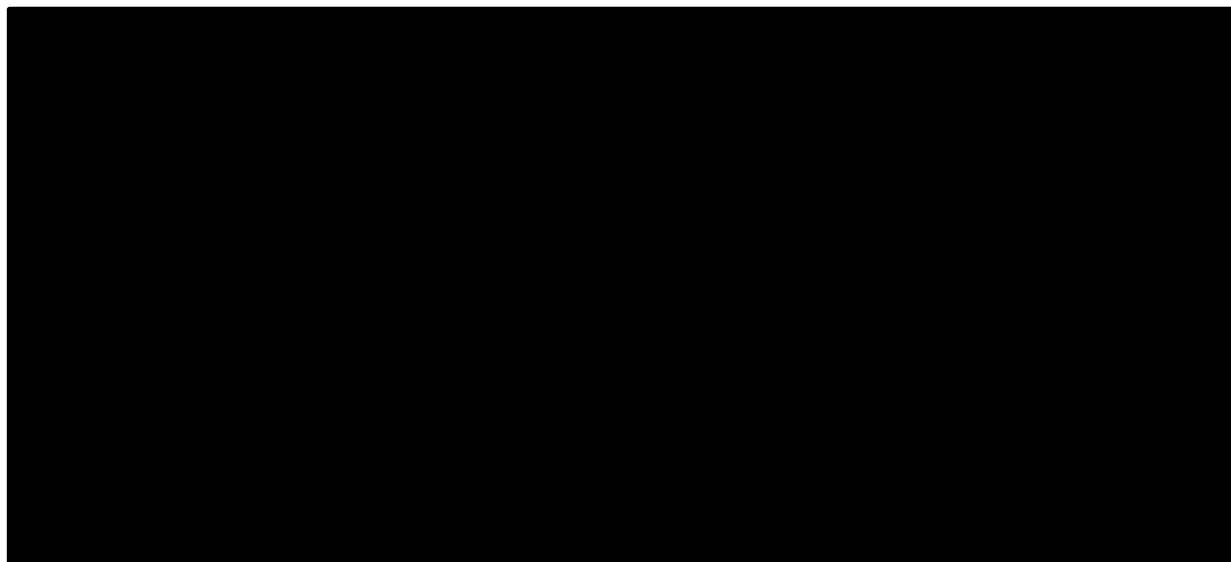


Рисунок 7.2 – Структура реализации СУГ

По карте сегментации можно сделать вывод, что основными наиболее перспективными сегментами являются крупные предприятия на внутреннем рынке РФ.

					7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

7.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

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

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью карты, представленной в таблице 29.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составляет 4,4, в то время как конкурентоспособность альтернативного метода составляет 3,25, в результате чего, делается вывод, что данная разработка является конкурентоспособной имеет высокое преимущество перед альтернативным методом.

					7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Таблица 29 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _к	К _ф	К _к
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	3	0,25	0,15
2. Надежность	0,1	5	3	0,5	0,3
3. Безопасность	0,15	5	4	0,75	0,6
4. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	2	0,5	0,2
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,2	3	3	0,6	0,6
2. Финансирование разработки	0,2	5	4	1	0,8
3. Наличие сертификации разработки	0,1	3	2	0,3	0,2
Итого	1	36	25	4,4	3,25

7.3. Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно – исследовательский проект.

Оценка качества перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (7.2)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таблица 30 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,15	95	100	0,95	0,143
2. Надежность	0,1	90	100	0,9	0,09
3. Безопасность	0,2	97	100	0,97	0,194
4. Простота эксплуатации	0,15	98	100	0,98	0,147
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5. Конкурентоспособность продукта	0,1	97	100	0,97	0,097
6. Финансовая эффективность научной разработки	0,2	95	100	0,95	0,19
7. Наличие сертификации разработки	0,1	90	100	0,9	0,09
Итого	1	662	700	6,62	0,95

Значение показателя составило 95, что говорит о высокой перспективности разработки, о высоком качестве методики оценки работоспособности кольцевых сварных соединений.

7.4. SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе.

Таблица 31 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	<p>С1. Методика позволяет экономить средства;</p> <p>С2. Повышение безопасности системы хранения;</p> <p>С3. Расширение арсенала устройств для хранения;</p> <p>С4. Большие перспективы развития.</p>	<p>Сл1. Необходимость обширного внедрения методики;</p> <p>Сл2. Дороговизна проведения исследований.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Внедрение в структуры переработки;</p> <p>В2. Усиление спроса на продукт;</p> <p>В3. Уменьшение значимости конкурентной продукции.</p>	<p>1. Проект позволяет сэкономить средства на обслуживание ИР, что обеспечивает спрос на продукт;</p> <p>2. Высокая конкурентоспособность способствует обширному внедрению.</p>	<p>1. Внедрение методики может занять продолжительное время;</p> <p>2. Сотрудничество с перерабатывающими компаниями.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Изменение требований и норм в области эксплуатации ИР;</p> <p>У2. Отсутствие спроса на новые технологии;</p> <p>У3. Экономическая ситуация в стране;</p> <p>У4. Уменьшение объема инвестиций в проекты СУГ.</p>	<p>1. При изменении норм в области эксплуатации ИР необходимо дальнейшее развитие проекта;</p> <p>2. Страны, заинтересованные в данной разработке, могут покрыть недостаток финансирования.</p>	<p>1. Обеспечение массового внедрения;</p> <p>2. Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров;</p> <p>3. Развитие отечественных технологий и производства.</p>

На втором этапе строится интерактивная матрица проекта, представленная в таблице 32. 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 32 – Интерактивная матрица проекта

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

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта много сильных сторон, которые превышают значение слабых сторон. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

7.5. Планирование научно-исследовательских работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов и работ, распределение исполнителей по видам работ в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень этапов, работ и исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Определение направления исследований	Руководитель, Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ существующей методики и оценка работоспособности	Инженер
	7	Проведение расчетов	Инженер
	8	Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	Инженер
	9	Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер
	11	Определение целесообразности применения технологии	Руководитель, Инженер
	12	Оформление пояснительной записки	Инженер
	13	Разработка презентации	Инженер

7.5.1. Структура работ в рамках научного исследования

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min i} + 2 \cdot t_{max i}}{5}, \quad (7.3)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (7.4)$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность первой работы – разработка технического задания:

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

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

7.5.2. Разработка графика проведения научного исследования

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

					7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

тельность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (7.5)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (7.6)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ дней – количество календарных дней в 2022 году;

$T_{\text{вых}} = 52$ дня – количество выходных дней в 2022 году;

$T_{\text{пр}} = 14$ дней – количество праздничных дней в 2022 году.

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

Таблица 34 – Временные показатели проведения исследования

Название работ	Трудоемкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}			Длительность работ в календарных днях, T_{ki}		
	t_{min} , чел.-дн.			t_{max} , чел.-дн.			$t_{ож}$, чел.-дн.									
	1	2	3	1	2	3	1	2	3		1	2	3	1	2	3
Составление и утверждение технического задания	2	4	3	4	5	5	3	4	4	Руководитель	3	4	4	3	5	5
Подбор и изучение материалов по теме	10	12	14	12	13	16	11	12	15	Инженер	11	12	15	13	15	18
Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	2	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	2	1
Определение направления исследований	1	1	1	2	1	1	1	1	1	Руководитель, Инженер	1	1	1	1	1	1
Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель, Инженер	1	1	1	1	1	1
Анализ существующей методики и оценка работоспособности	8	9	13	10	11	13	9	10	13	Инженер	9	10	13	11	12	16
Проведение расчетов	9	10	12	11	14	12	10	12	12	Инженер	10	12	12	12	14	15

Название работ	Трудоемкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}			Длительность работ в календарных днях, T_{ki}		
	t_{min} , чел.-дн.			t_{max} , чел.-дн.			$t_{ож}$, чел.-дн.				1	2	3	1	2	3
	1	2	3	1	2	3	1	2	3		1	2	3	1	2	3
Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	1	1	1	2	1	1	1	1	1	Инженер	1	1	1	2	1	1
Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	3	4	7	7	6	10	5	5	8	Инженер	5	5	8	6	6	10
Оценка эффективности полученных результатов	2	1	1	5	5	2	3	3	1	Руководитель, Инженер	2	1	1	2	2	1
Определение целесообразности применения технологии	4	5	8	6	11	13	5	7	10	Руководитель, Инженер	2	4	5	3	5	6
Оформление пояснительной записки	6	7	8	8	12	10	7	9	9	Инженер	7	9	9	8	11	11
Разработка презентации	3	4	2	5	5	7	4	4	4	Инженер	4	4	4	5	5	5
Итого, дн.													67	79	89	

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (таблица 35).

Таблица 35 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}	Продолжительность выполнения работ							
				Февраль		Март		Апрель			
				2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4								
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	16								
3	Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	1								
4	Определение направления исследований	Руководитель, Инженер	1								
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	1								

№	Вид работ	Исполнители	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}	Продолжительность выполнения работ							
				Февраль		Март		Апрель			
				2	3	1	2	3	1	2	
6	Анализ существующей методики и оценка работоспособности	Инженер	13								
7	Проведение расчетов	Инженер	15								
8	Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	Инженер	2								
9	Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	Инженер	7								
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	2								
11	Определение целесообразности применения технологии	Руководитель, Инженер	4								
12	Оформление пояснительной записки	Инженер	10								
13	Разработка презентации	Инженер	6								
Руководитель				Инженер							

7.6. Бюджет научно-технического исследования

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам, приведенным в таблице 36.

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч i}, \quad (7.7)$$

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

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

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы равный 0,05.

$$Z_m = 47865 \cdot 1,05 \text{ руб.} \approx 50258 \text{ руб.}$$

Основные материальные затраты пришлись на компьютер.

Таблица 36 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма руб.
Ручка	шт.	3	50	150
Карандаш	шт.	2	25	50
Линейка	шт.	1	35	35
ПК	шт.	1	40000	40000
ПО	шт.	1	1590	1590
Электроэнергия	КВт	400	3,85	1540
Интернет	ГБ	200	15	3000
Литература	шт.	3	500	1500
Итого				47865

Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (7.8)$$

где месячный должностной оклад работника, руб. (для доцента, кандидата наук 37700 руб., оклад разработчика проекта принимается равным окладу инженера низкой квалификации и составляет 19200 руб.);

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$k_p = 1,3$ – районный коэффициент в г. Томск;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн. (табл. 37).

Таблица 37 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени F_d , раб. дн.	243	175

Для руководителя: $Z_{дн} = \frac{37700 \cdot 11 \cdot 1,3}{243}$ руб. = 2219 руб. для инженера:

$$Z_{дн} = \frac{19200 \cdot 11 \cdot 1,3}{243} \text{ руб.} = 1013 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (7.9)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Для руководителя: $Z_{осн} = 2219 \cdot 13 = 28847$ руб. для инженера: $Z_{осн} = 1013 \cdot 57 = 57741$ руб.

Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 38.

Таблица 38 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Руководитель	13	17	18	2219	2219	2219	28847	37723	39942
2	Инженер	57	65	75	1013	1013	1013	57741	65845	75975
Итого								86588	103568	115917

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (7.10)$$

где $k_{\text{доп}} = 0,13$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 28847 \cdot 0,13 \text{ руб.} = 3750 \text{ руб.}$, для инженера:
 $Z_{\text{доп}} = 57741 \cdot 0,13 \text{ руб.} = 7506 \text{ руб.}$

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Руководитель	3750	4904	5193
2	Инженер	7506	8560	9877
Итого		11256	13464	15070

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (7.11)$$

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

Таблица 40 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	28847	37723	39942	3750	4904	5193
Инженер	57741	65845	75975	7506	8560	9877
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30					
Итого	29353	35110	39296			

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (7.12)$$

где $k_{\text{нр}} = 0,16$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл1}} = (50258 + 86588 + 11256 + 29353) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 28393 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл2}} = (50258 + 103568 + 13464 + 35110) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 32384 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл3}} = (50258 + 115917 + 15070 + 39296) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 35287 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 41.

Таблица 41 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	50258	50258	50258
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	86588	103568	115917
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11256	13464	15070
4. Отчисления во внебюджетные фонды	29353	35110	39296
5. Накладные расходы	28393	32384	35287
6. Бюджет затрат НТИ	205848	234784	255828

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ для первого варианта исполнения составил 205848 руб.

7.7. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (7.13)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{205848}{255828} = 0,8.$$

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{ri} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (7.14)$$

где I_{ri} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i – бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 42.

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{\text{р-исп.}1} = 4,75; I_{\text{р-исп.}2} = 4,1; I_{\text{р-исп.}3} = 4,15.$$

					7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Таблица 42 – Сравнительная оценка характеристик

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	4
3. Материалоемкость	0,3	5	4	3
4. Энергосбережение	0,25	4	5	5
5. Безопасность	0,2	5	4	5
Итого	1	24	20	21

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп.1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}} \quad (7.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего материала и аналогов позволит определить сравнительную эффективность (табл. 43).

Сравнительная эффективность:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{р-исп.1}}} \quad (7.16)$$

Таблица 43 – Сравнительная оценка характеристик

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,1	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5,94	4,46	4,15
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,25	1,09	1

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Вывод

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный материал, оценили его сильные и слабые стороны и подвели общий итог по исследуемым материалам. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 41 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 205848 руб.

					7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Социальная ответственность

Сжиженный природный газ (СУГ) перспективный энергоноситель. В производственно-сбытовой цепи хранилище СУГ является важной составляющей. Для хранения больших объемов СУГ строятся изотермические резервуары (ИР), объем которых имеет тенденцию к увеличению с целью оптимизации затрат. Хранение больших объемов СУГ проводится при криогенных температурах в изотермических резервуарах объемом до 600 тыс. м³, поэтому соблюдение температурных параметров оказывает непосредственное влияние на промышленную безопасность. Разгерметизация резервуаров для хранения СУГ может привести к возникновению пожаров и взрывов, поэтому обеспечение безопасности на объектах его хранения является ключевой задачей. В данной работе будут рассмотрены вопросы безопасности крупнотоннажного хранения сжиженного углеводородного газа в ИР.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно ГОСТ Р 54982-2012 [61] и ГОСТ Р 56352-2015 [62] к обслуживанию стационарных резервуаров с СУГ допускаются лица достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медкомиссию и не имеющие противопоказаний к этой работе, обученные по специальной программе и прошедшие инструктаж по технике безопасности и противопожарной безопасности.

Наиболее масштабное производство и хранение СУГ осуществляется для разработки шельфовых газовых месторождений Крайнего Севера, работа на которых по большей части (при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников) предусмотрена вахтовым методом. Регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, осуществляется согласно статье 147 ТК РФ [63].

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Нестеренко М.С.				Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			8. Социальная ответственность		115
							155
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях или иных жилых помещениях.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха и не превышающий одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [63].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, а также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера (24 календарных дня), и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера (16 календарных дней).

Работы, связанные с наполнением и опорожнением резервуаров, относятся к газоопасным, в соответствии с ТОИ Р-112-17-95 [64].

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» [65], ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ [63], получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники занятые на работах с вредными или опасными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [63].

В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать общие требования статьи 86 ТК РФ [63].

					8. Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты согласно ТК РФ статье 222. Всех работающих с СУГ администрация объекта должна обеспечить спецодеждой, спецобувью и средствами защиты органов дыхания и глаз согласно [62] и [63].

8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Сооружения и технологическое оборудование хранилищ СУГ должны располагаться на отдельных площадках выделенных планировочных зон, указанных в СП 62.13330.2011 [66].

При выборе и размещении хранилищ СУГ необходимо учитывать климатические, геологические, гидрологические и сейсмические условия района их размещения. Хранилища СУГ следует располагать вне жилой, общественно-деловой и рекреационных зон населенных пунктов, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

Минимальные расстояния от хранилищ СУГ до других производственных объектов, жилых и общественных зданий следует принимать в зависимости от типа резервуаров хранилища СУГ в соответствии с СП 62.13330.2011 [66].

В нормальном режиме работы системы вентиляции должны обеспечивать вентиляцию на опасных участках, для предотвращения превышения предельно допустимых взрывобезопасных концентраций паров СУГ, а также поддержания избыточного давления в помещениях с нормальной средой для предотвращения поступления горючих газов с прилегающих участков. В помещениях управления и в производственных помещениях следует предусматривать сигнализацию об исправной работе вентиляционных систем.

8.2. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при хранении СУГ в таблице 43.

Рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации

					8. Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

хранилищ СУГ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Изотермический резервуар для хранения СУГ, должен быть оснащён многоступенчатой системой защиты от повышения давления [67]:

- отвод паров СУГ на компримирование;
- сброс паров СУГ в факельную систему отпарного газа (низкого давления);
- сброс паров СУГ через предохранительные клапаны на свечи рассеивания в атмосферу.

Требования к поддержанию и регулированию давления в межстенном пространстве резервуара для хранения СУГ устанавливает ГОСТ Р 56352-2015 [62].

Таблица 43 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при хранении СУГ

Наименование видов работ	Факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [68]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание изотермических резервуаров для хранения СУГ: 1.осмотр; 2.техническое обслуживание.	<i>Физические</i>		
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [69]
		Пожаровзрывоопасность	СП 12.13130.2009 [70] СП 62.13330.2011 [66]
		Пониженная температура поверхностей оборудования	
		Перемещение фаз СУГ	
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.548-96 [71]
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [72]
	<i>Химические</i>		
	Утечки газа в атмосферу		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [72] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [73]

	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомым, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [74]

Пожаровзрывоопасность

К факторам пожаро- и взрывоопасности на объектах СУГ относятся наличие легковоспламеняющихся газов и жидкостей, кислорода, а также источников возгорания во время перевалки СУГ, и/или утечек и разливов легковоспламеняющихся веществ. К потенциальным источникам возгорания относятся искры, возникающие при скоплении электростатических зарядов, молниевые разряды и открытое пламя.

Аварийная утечка СУГ может привести к образованию слоя испаряющейся жидкости, следствием чего может стать возгорание этой жидкости либо распространение облака природного газа в результате её испарения.

Категорирование помещений, зданий и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности следует осуществлять в соответствии с требованиями СП 12.13130.2009 [70]. Большинство помещений резервуарного парка имеют категорию А и Б.

Теплоизоляционные конструкции должны отвечать требованиям подраздела 6.5 СП 4.13130.2013 [75]. Указанные теплоизоляционные конструкции должны относиться к группе «не распространяющие пламя» по ГОСТ Р 53327-2009 [76].

На объектах СУГ необходимо применять следующие особые меры.

1. Соблюдать правила безопасности при наливке СУГ для транспортировки и сливе доставленного СУГ.
2. Подготовка официального плана действий в пожароопасных ситуациях с обеспечением ресурсами, необходимыми для выполнения этого плана, и организацией обучения.

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Организация подготовки по пожарной безопасности и ответным мерам в рамках прохождения персоналом инструктажа и подготовки по вопросам охраны труда и техники безопасности, включая обучение пользованию оборудованием пожаротушения и методам эвакуации с организацией расширенного курса обучения пожаротушению для специальной пожарной команды.

Защита от возможных источников возгорания включает надежное заземление с целью предотвращения скопления электростатических зарядов и молниевых разрядов, использование конструктивно безопасных электрических установок и искробезопасных инструментов, введение системы разрешений на производство любых огневых работ и обязательного порядка их производства во время проведения работ по техническому обслуживанию.

На наружных установках и вблизи резервуаров с СУГ должно быть установлено не менее трех извещателей пламени.

В помещениях без постоянного нахождения персонала с наличием большого количества электронных компонентов (помещения КИП и телекоммуникаций, электрические помещения) следует преимущественно использовать системы раннего обнаружения дыма (извещатели пожарные аспирационные дымовые).

Территория площадок размещения резервуаров с СУГ должна оборудоваться ручными пожарными извещателями.

Ручные пожарные извещатели следует устанавливать:

- для зданий категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности – снаружи зданий у входов и по периметру на расстоянии не более чем через 50 м друг от друга;
- на резервуарах СПГ – по периметру их обвалований не более чем через 100 м.

Объекты в составе хранилища СПГ должны быть оборудованы СОУЭ. СОУЭ должны иметь автоматическое (приведение в действие СОУЭ командным импульсом автоматических установок пожарной сигнализации и (или) по-

					8. Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жаротушения) или полуавтоматическое (приведение в действие СОУЭ диспетчером при получении командного сигнала от автоматических установок пожарной сигнализации или пожаротушения) управление. Выбор вида управления должен определяться в зависимости от функционального назначения, конструктивных и объемно-планировочных решений зданий и сооружений хранилищ СПГ, исходя из условий обеспечения безопасной эвакуации людей при пожаре.

Система противопожарного водоснабжения должна обеспечивать потребность в воде:

- установок пожаротушения;
- установок водяного орошения;
- стационарных лафетных стволов;
- пожарных гидрантов;
- пожарных кранов зданий.

Прокладку трубопроводов подачи воды к системам противопожарной защиты изотермических резервуаров следует осуществлять подземно.

Количество резервуаров пожарной воды должно быть не менее двух, при этом в каждом из них должно храниться не менее 50% объема воды на пожаротушение.

Температура воздуха в помещении насосной станции должна быть не ниже 5°C, относительная влажность воздуха - не более 80% при 25°C.

Пожаротушение и водяное орошение на хранилищах СПГ должно обеспечиваться:

- применением АУП и водяного орошения;
- применением неавтоматических стационарных установок пожаротушения и водяного орошения;
- использованием передвижной пожарной техники с необходимыми средствами тушения.

Для тушения кабельных сооружений и помещений операторных рекомендуется применять установки газового пожаротушения.

					8. Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пониженная температура поверхностей оборудования

Во время хранения и перевалки СУГ работники могут контактировать со низкотемпературным продуктом. Установленное на объектах оборудование, которое может явиться фактором риска с точки зрения безопасности труда ввиду низкой температуры, следует своевременно выявлять и снабжать соответствующей защитой от случайного контакта работников с ним. Для работников следует организовать инструктаж по риску контакта с холодной поверхностью (например, по отморожению) и, по мере необходимости, обеспечивать их средствами индивидуальной защиты (СИЗ) (например, перчатками, изолирующей одеждой).

Перемещение фаз СУГ

Одной из серьезных проблем, которая может повлиять на повышение давления в резервуаре, является проблема стратификации СУГ, возникающая, как правило, при длительном хранении СУГ в хранилище без перемешивания либо при закачке в резервуар СУГ с характеристиками (компонентный состав, плотность, температура и др.), отличными от характеристик уже имеющейся в нем жидкости. Данное явление получила за рубежом название «ролловер», – перевёртывание.

Предотвратить ролловер можно при тщательном контроле скорости образования отпарного газа. СУГ разных изготовителей, имеющий разный состав, следует хранить в отдельных резервуарах. Плотность СУГ в резервуаре также необходимо постоянно контролировать.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В России преимущественно заводы и хранилища для СУГ устанавливаются в северных районах. Нормирование параметров климата на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимней период года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами (брюки и куртка), а также защитными масками для лица. Для каждого климатического

					8. Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пояса и региона при определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Таблица 44 – Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9
	Iб (140-174)	19,0-20,9	19,0-20,9	19,0-20,9	19,0-20,9	19,0-20,9	19,0-20,9
	IIa (175-232)	17,0-18,9	17,0-18,9	17,0-18,9	17,0-18,9	17,0-18,9	17,0-18,9
	IIб (233-290)	15,0-16,9	15,0-16,9	15,0-16,9	15,0-16,9	15,0-16,9	15,0-16,9
	III (более 290)	13,0-15,9	13,0-15,9	13,0-15,9	13,0-15,9	13,0-15,9	13,0-15,9
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	21,0-22,9	21,0-22,9	21,0-22,9	21,0-22,9	21,0-22,9
	Iб (140-174)	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9	20,0-21,9
	IIa (175-232)	18,0-19,9	18,0-19,9	18,0-19,9	18,0-19,9	18,0-19,9	18,0-19,9
	IIб (233-290)	16,0-18,9	16,0-18,9	16,0-18,9	16,0-18,9	16,0-18,9	16,0-18,9
	III (более 290)	15,0-17,9	15,0-17,9	15,0-17,9	15,0-17,9	15,0-17,9	15,0-17,9

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для углеводородного газа ПДК равно 300 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать шланговым изолирующим

противогазом, со страховочным поясом с крестообразными лямками и сигнальной веревкой.

Снижение уровня воздействия на работающих вредных веществ или его полное устранение достигается путем проведения технологических, санитарно-технических, лечебно-профилактических мероприятий и применением средств индивидуальной защиты.

К технологическим мероприятиям относятся такие как внедрение непрерывных технологий, автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление, герметизация оборудования, замена опасных технологических процессов и операций менее опасными и безопасными. Санитарно-технические мероприятия:

- оборудование рабочих мест местной вытяжной вентиляцией или переносными местными отсосами;
- укрытие оборудования сплошными пыленепроницаемыми кожухами с эффективной аспирацией воздуха и др.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

Утечки газа в атмосферу

В соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [73] углеводородный газ – вещество 4 класса опасности, ПДК - 300 мг/м³ в пересчете на углерод по ГОСТ 12.1.005 [74], ПДК для жилых массивов: среднесуточная - 1,5 мг/м³; разовая - 5 мг/м³. В организме человека углеводородный газ не накапливается.

После сжижения природного газа, во время хранения СУГ, наблюдаются выбросы паров метана, известных под названием «отпарного газа» (ОГ). ОГ следует собирать с помощью соответствующей системы рекуперации паров. На заводах СУГ пары следует возвращать в установки сжижения либо использовать на заводе как топливо; на регазификационных заводах собранные пары

					8. Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

следует возвращать в установки регазификации с последующим использованием на заводе в качестве топлива, либо сжатием и отправкой потребителям или в газопровод, либо факельным сжиганием.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия средствами индивидуальной защиты от гнуса и энцефалитного клеща (крема, аэрозоли, москитная сетка) [78]. В некоторых районах возможна встреча с дикими хищниками (например, медведь), ядовитыми животными (например, змеи). В этих случаях работники должны следовать инструкциям поведения при встрече с такими животными.

8.3. Экологическая безопасность

8.3.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

С экологической точки зрения природный газ имеет безусловные преимущества перед другими ископаемыми видами топлива, поскольку при его сжигании в атмосферу выбрасывается значительно меньше CO_2 , SO_x , NO_x и твердых частиц. Поскольку СУГ состоит в основном из пропана, то актуальным является вопрос о последствиях выбросов в атмосферу парниковых газов и влиянии производства и транспортировки СУГ на глобальное изменение климата [77].

Влияние на биосферу

На стадии строительства предприятия по сжижению газа вред наносят различные виды осуществляемой деятельности: расчистка участка, земляные работы, обустройство проездов для движения автотранспорта и техники, загрязнение почвы и водных объектов возможными утечками горючесмазочных материалов и перевозимых химикатов.

					8. Социальная ответственность	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В результате происходит трансформация природных экосистем и утрата природных местообитаний флоры и фауны, вне зависимости от метода эксплуатации и способа рекультивации этих земель.

Влияние на атмосферу

При утечке из сосудов, работающих под давлением, СУГ будет распыляться в виде струйных потоков в атмосфере с одновременным дросселированием (расширением) и испарением. Этот процесс сопровождается интенсивным перемешиванием паров СУГ с окружающим воздухом. Первоначально большая часть СУГ в паровом облаке будет содержаться в виде аэрозоля.

В результате дальнейшего перемешивания СУГ с воздухом произойдет полное испарение мелких капель жидкости.

Влияние на гидросферу

В ходе гидравлических испытаний емкостей для хранения СУГ образуются значительные объемы сточных вод, которые попадая в поверхностные водоемы, даже нормативно очищенные, могут оказать негативное воздействие на водную биоту и нанести вред пользователям водных ресурсов.

Влияние на литосферу

Термическое воздействие на грунты приводит к изменению криогенных режимов многолетнемерзлых пород как на поверхности, так и на глубине. В результате может повышаться температура грунтов и происходить частичное таяние вечной мерзлоты.

При попадании СУГ на землю (при аварийном разливе) СУГ быстро испаряется, что, при отсутствии возгорания, практически исключает долговременные экологические воздействия.

8.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Защита биосферы

Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий снизить ущерб животному миру, необходимо

					8. Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

применение щадящих технологий при строительстве и эксплуатации хранилищ СУГ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны. Например, ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

Защита атмосферы

Методы контроля и сокращения неорганизованных выбросов следует рассматривать и внедрять в процессе проектирования, эксплуатации и технического обслуживания сооружений. При выборе подходящих клапанов, фланцев, арматуры, уплотнений и сальников необходимо учитывать требования безопасности и соответствия наряду с их способностью снижать утечки газа и предупреждать неорганизованные выбросы в атмосферу. Кроме того, необходимо осуществлять программу выявления утечек и их устранения.

Защита гидросферы

Запрещается направление стоков СУГ в водоёмы. У подошвы защитного ограждения в месте откачки воды, должен быть устроен водосборник (приямок), оборудованный съёмным насосом для откачки дождевых и талых вод. Отвод воды с помощью сливных трубопроводов, проходящих сквозь защитное ограждение, не допускается.

Защита литосферы

Поверхность грунта, ограничиваемая кольцевым ограждением, а также внутренняя поверхность ограждения должны быть покрыты слоем негорючей и непроницаемой для СУГ теплоизоляции с необходимыми средствами ее гидрозащиты.

Для снижения последствий разлива СУГ из надземного резервуара в пределах защитного ограждения следует предусматривать возможность направленных стоков СУГ с мест его потенциальных утечек по открытым дренажным лоткам в специальный приямок - ловушку, расположенный у края площадки.

					8. Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Анализ реальных аварий на хранилищах СУГ выявил следующие основные опасности и возможные сценарии аварий [78]:

- образование пролива;
- пожар пролива;
- выброс паров СУГ без последующего воспламенения;
- выброс паров СУГ с последующим воспламенением;
- взрыв паров СУГ в ограниченном пространстве.

Исходя из особенностей конструкции резервуара, все опасности делят на опасности, связанные с воздействием на внешний и внутренний корпус.

К внешним воздействиям, способным повлиять на прочностные характеристики внешнего корпуса, следует отнести сейсмическое воздействие, гидродинамическое воздействие (разрушительного воздействия волн цунами), аэродинамическое воздействие (поднятыми с поверхности земли штормовым ветром), механическое воздействие, воздействие ударных волн при аварии на соседних объектах, воздействия террористического характера, термическое воздействие (в случае возникновения пожара в резервуарном парке).

Рассматривая внутренние воздействия, способные повлиять на прочностные характеристики внешнего бетонного корпуса, следует отметить только термическое. Оно связано с длительным контактом внешнего корпуса с криогенной температурой в случае разгерметизации внутреннего корпуса.

8.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

К активным способам обеспечения безопасности относятся управляющие системы обеспечения безопасности, состоящие из сенсоров (датчиков), управляющих устройств и исполнительных элементов. Защитная функция этих спо-

					8. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

собов безопасности зависит от действий оператора либо управляющего устройства [77].

В состав систем обеспечения безопасности хранилища СУГ входят системы предотвращения уменьшения и увеличения давления во внутреннем резервуаре, система предотвращения возникновения и развития ролловера, система предотвращения перелива и система орошения резервуара.

Следует осуществлять контроль за герметичностью технологического оборудования, трубопроводов, арматуры, где возможны утечки взрывопожароопасных паров и газов. Контроль за загазованностью производственных помещений следует осуществлять посредством газоанализаторов с сигнализацией и включением аварийной вентиляции.

Все объекты оснащают эффективными системами оповещения персонала об аварийной обстановке.

Планы ликвидации аварии должны предусматривать меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Эксплуатационный персонал должен пройти подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности в установленном порядке.

В данном разделе ВКР был изучен вопрос социальной ответственности, в котором проанализированы правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы с обоснованием мероприятий по снижению уровня их воздействия. Также были рассмотрены вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях с обоснованием мероприятий по защите окружающей среды и предотвращению ЧС на объектах хранения СУГ.

					8. Социальная ответственность	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы:

1. Выполнен анализ нормативно-технической базы в области проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров СУГ и рассмотрены перспективные технологии хранения для изотермического резервуара СУГ.

2. В качестве оптимальной технологии выбран способ изотермического хранения СУГ на основе патента: «Устройство для хранения СУГ с размещением на крыше холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом» (авторы: Х. М. Ханухов, Н. В. Четвертухин, А. В. Алипов и другие).

3. Произведен подбор криогенного оборудования (компрессор [REDACTED], электродвигатель [REDACTED], насос [REDACTED], конденсатор [REDACTED] и испаритель [REDACTED]) для двустенного ИР номинальным объемом 50000 м³.

4. На основе проведенного технологического расчета криогенного резервуара получено, что:

- суммарные теплопоступления в ИР $Q_T = [REDACTED]$ кВт;
- необходимая толщина матов $L_{0 \text{ мат}} = [REDACTED]$ м;
- ширина окрайки днища $L_a = [REDACTED]$ м;
- радиус кривизны сферической купольной крыши $R_R = [REDACTED]$ м;
- минимальная толщина покрытия самонесущей купольной крыши $t = [REDACTED]$ мм;
- минимальная площадь опорного кольца $F = [REDACTED]$ м²;
- аварийное давление на крышу ИР $p_f = [REDACTED]$ МПа.

5. Выполнена проверка критериев прочности для ИР 50000 м³:

- критерий прочности стенки $\sigma = [REDACTED]$ МПа;

					Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.					Заключение		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						130	155
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

• условие равновесия массы перлита в межстенном пространстве над расчетным уровнем $P_{\text{перл}} = F_{\text{тр нар}} + F_{\text{тр вн}} + Q_{\text{давл}}$; $3717,922 \text{ кН} =$ [redacted] кН;

• устойчивость стенки внутреннего корпуса $\mu =$ [redacted] < 1 ;

• устойчивость кольцевых ребер жесткости $J =$ [redacted] см^4 ;

• устойчивость ширины окрайки днища $0,5 \text{ м} \leq L_a =$ [redacted] $\text{м} \leq 1,88 \text{ м}$.

6. Осуществлен расчет потерь давления в трубопроводах жидкой фазы сжиженных углеводородных газов для двух вариантов исполнения:

• для стандартного варианта исполнения: $H_1 =$ [redacted] Па;

• для варианта с применением внедряемой технологии: $H_2 =$ [redacted] Па.

Разность потерь давления составила $\Delta H =$ [redacted] Па. Тем самым, при выборе варианта с размещением на крыше холодильно-газовой машиной с криогенным жидкостным насосом потери давления в газопроводе будут сокращены на [redacted] %.

					Заключение	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников

1. Изотермические резервуары СУГ / Газовик [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://gazovik-lpg.ru/cat/sug/izotermicheskie_rezervuary/ (дата обращения 04.01.2022 г.).
2. Прогноз НТР отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года /Министерство энергетики РФ.
3. Акционерное общество «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» (АО «СПБМТСБ») [Электронный ресурс]: товарная биржа РФ. - Режим доступа: <https://spimex.com/> (дата обращения: 04.01.2022).
4. Справочник «Предприятия-производители сжиженных углеводородных газов в РФ». Выпуск – февраль 2014 г. URL: <http://www.kortes.com/products/sprav/Z14.pdf> (дата обращения 29.01.2022). – Текст: электронный.
5. Официальный сайт ПАО «Газпром». Амурский газоперерабатывающий завод. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/amur-gpp/> (дата обращения 10.03.2022). – Текст: электронный.
6. Официальный сайт АО АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». История. URL: <https://www.rospan.rosneft.ru/> (дата обращения 10.03.2022). – Текст: электронный.
7. ГОСТ Р 52087-2003 Газы углеводородные сжиженные топливные: дата введения 2004-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032334> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.
8. Каталог газового оборудования ООО «РОДИС». Резервуары СУГ. URL: <https://rodisgroup.ru/katalog/rezervuaryi-sug/> (дата обращения 26.01.2022). – Текст: электронный.
9. Каталог газового оборудования «СИНТЕК». Резервуары СУГ вертикаль-

					<i>Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нестеренко М.С.</i>			<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					132	155
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

ные. URL: https://zavod-gs.ru/catalogue/vertikalnye_gazgoldery/ (дата обращения 26.01.2022). – Текст: электронный.

10. Каталог оборудования для хранения и транспортировки СУГ и жидкой химии «УРАЛХИММАШ». Шаровые резервуары. URL: <https://uralhimmash.ru/catalog/oborudovanie-dlya-khraneniya-i-transportirovki-sug-i-zhidkoj-khimii/sharovye-rezervuary/> (дата обращения 26.01.2022). – Текст: электронный.

11. Хранение СУГ / Завод ГазСинтез [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zavod-gs.ru/inzhiniring/tehnologii/hranenie_sug/ (дата обращения 10.01.2022 г.).

12. Каталог нефтехимического оборудования ООО «Салюс». Изотермические резервуары. URL: <https://salus-ural.ru/oborudovanie/neftehimicheskoe/> (дата обращения 26.01.2022). – Текст: электронный.

13. Рачевский Б.М. Сжиженные углеводородные газы. М.: Нефть и газ, 2009. - 640 с.

14. Сафонов В. С. Физические особенности и способы предотвращения стратификации СПГ в изотермических резервуарах. М., 1989. - Обз. информ. Сер. "Транспорт и подземное хранение газа"/ВНИИЭгазпром; Вып. 7, 50 с.

15. ВНТП 51-1-88. Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные): дата введения 1988-06-14. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200043776> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

16. API 620. Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks: дата введения 2002-02-04. – URL: <https://archive.org/details/gov.law.api.620.2002> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

17. BS7777-4:1993. Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						133
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

temperature service: дата введения 1993-06-15. – URL: <http://www.cngspw.com/doc/webnote/200810/y2008m10d20h08m03s08/bs207777-4-199320.pdf> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

18. РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды: дата введения 2001-09-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021653> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

19. API 2510. Design and Construction of LPG Installations. American Petroleum Institute (API) . – URL: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.2510.2001.pdf> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

20. ПБ 03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением: дата введения 1996-06-13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004847> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

21. NFPA 58. Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases. – URL: [https://www.moe.gov.mm/mm/userfile/nfpa.58.2004\(reduce\).pdf](https://www.moe.gov.mm/mm/userfile/nfpa.58.2004(reduce).pdf) (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

22. NFPA 59. Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases at Utility Gas Plants. – URL: <https://pozhprouekt.ru/nsis/nfpa/NFPA59A-2001.pdf> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

23. DIN EN 1473-2007. Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of onshore installations – URL: <https://docs.cntd.ru/document/461910551> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

24. РД 03-410-01. Инструкция по проведению комплексного технического освидетельствования изотермических резервуаров сжиженных газов. - М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2001. — 60 с.

25. ГОСТ 20448-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия: дата введения 2019-

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						134
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200160771> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

26. ГОСТ 27578-2018. Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия: дата введения 2019-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200160772> (дата обращения 06.01.2022). – Текст: электронный.

27. Ханухов Х.М. Внедрение инновационных технологий хранения при использовании сжиженных газов в экономике России – важнейший фактор повышения конкурентоспособности в условиях импортозамещения / Х.М. Ханунов // Доклады на Первом форуме-диалоге «Промышленная безопасность – ответственность государства бизнеса и общества» 1–2 октября 2015 г. – М., 2016. – С. 96–111.

28. Ханухов Х.М. Вопросы импортозамещения в изотермическом резервуаростроении и проблемы безопасности хранения сжиженных газов / Х.М. Ханунов // Деловая слава России. – 2015. – Вып. 52. – С. 10–13.

29. Лесконог А.А. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа / А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 12. – С. 57–62.

30. Ханухов Х.М. Конструкционные мероприятия по повышению безопасности и снижению риска эксплуатации изотермических резервуаров для хранения жидкого аммиака / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 8. – С. 74–82.

31. Ханухов Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. научных трудов. – М., 2011. – Вып. 10. – С. 384–422.

32. Сжиженные углеводородные газы: учебно-методическое пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 1-10 04 02 «Теплогазо-

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						135
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

снабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» / В.В. Артихович, М.Г. Пшоник. – Минск: БНТУ, 2010. – 220 с. — С. 4-54.

33. Изотермические резервуары для сжиженных газов / ТД САРРЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tdsarrz.ru/produktsiya/emkosti_dlya_sug/izotermicheskie_rezervuary_dlya_sug_dlya_propan-butana.html (дата обращения 04.01.2022 г.).

34. СП 495.1325800.2020. Резервуары изотермические для хранения сжиженных газов. Правила проектирования: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/603121179> (дата обращения 16.01.2022). – Текст: электронный.

35. Пат. 2743874 Российская Федерация, МПК F17C 3/02, F25J 1/02. Устройство для хранения сжиженных газов / Х. М. Ханухов, Н. В. Четвертухин, А. В. Алипов [и др.]; ООО "НПК Изотермик". – № 2020113298; заявл. 10.04.20; опубл. 01.03.21, Бюл. № 7. – 10 с.

36. Шевцов, С. А. Технология безопасного и энергоэффективного хранения сжиженного углеводородного газа на объектах стратегического назначения / С. А. Шевцов, Е. В. Фетисов // Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. – 2021. – Т. 83. – № 1(87). – С. 297-302. – DOI 10.20914/2310-1202-2021-1-297-302.

37. Пат. 2610800 Российская Федерация, МПК F17C 9/02, F25B 29/00, F17C 3/10. Способ изотермического хранения и регазификации сжиженного углеводородного газа / С. А. Шевцов, Д. В. Каргашилов, Д. К. Усачев [и др.]; патентообладатели С. А. Шевцов, Д. В. Каргашилов, Д. К. Усачев [и др.]. – № 2015148410; заявл. 10.11.15; опубл. 15.02.17, Бюл. № 5. – 8 с.

38. ГОСТ 19281-2014. Прокат повышенной прочности: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200113779> (дата обращения 10.03.2022). – Текст: электронный.

39. ГОСТ 5632-72. Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки: дата введения 1975-01-01. – URL:

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						136
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

<https://docs.cntd.ru/document/1200001716> (дата обращения 06.03.2022). – Текст: электронный.

40. Информация о предприятии АО «Сызранский НПЗ». URL: <https://snpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/snpz/history/> (дата обращения 10.03.2022). – Текст: электронный.

41. Необходимые и достаточные условия безопасной эксплуатации низкотемпературных хранилищ и терминалов на примере технической эксплуатации резервуаров изотермического хранения пропана и бутана / С. В. Горчаков, И. И. Тихомирова, В. В. Кишик, А. С. Горчаков // Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке : Материалы конференции, Санкт-Петербург, 17–20 ноября 2015 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, 2015. – С. 131-135.

42. Мизин В.М., Татаренко Ю.В. Подбор и расчет основных элементов одноступенчатой парокомпрессионной холодильной машины: Учеб.-метод. пособие. СПб.: Университет ИТМО; ИХиБТ, 2015. 64 с.

43. ГОСТ 21561-2017. Автоцистерны для транспортирования сжиженных углеводородных газов на давление до 1,8 МПа: дата введения 2019-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200159799> (дата обращения 06.03.2022). – Текст: электронный.

44. СП 61.133320.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов: дата введения 2013-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200091050> (дата обращения 14.03.2022). – Текст: электронный.

45. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111138> (дата обращения 08.05.2022). – Текст: электронный.

46. K-flex Тепловая изоляция криогенного оборудования: официальный сайт.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						137
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

<https://www.k-flex.ru/produkty/teploizolyaciya/k-flexst> (дата обращения 12.03.2022). – Текст: электронный.

47. Электродвигатель-НК. Синхронные электродвигатели серии СДКП2. URL: <https://el-dvigatel.ru/sdkp2> (дата обращения 07.04.2022). – Текст: электронный.

48. Иванов В.И., Соколова Е.В. Криовакуумные системы: Учебное пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2017. – 77 с.

49. РД 153-34.1-20.526-00. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации: дата введения 2001-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200040777> (дата обращения 20.04.2022). – Текст: электронный.

50. Каталог криогенных жидкостей и оборудования Гуд Газ Компани (GGC). Центробежные криогенные насосы ЦКН. URL: <https://ggco.org/equipments/centrifugalpumps.html> (дата обращения 19.04.2022). – Текст: электронный.

51. Каталог криогенной продукции ООО «Петроперлит». Перлит. URL: <http://petroperlit.ru/produktsiya/perlit/kriogennaya-izolyatsiya/> (дата обращения 03.05.2022). – Текст: электронный.

52. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований: дата введения 2015-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115736> (дата обращения 03.05.2022). – Текст: электронный.

53. СП 16.13330.2017. Стальные конструкции: дата введения 2017-08-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456069588> (дата обращения 03.05.2022). – Текст: электронный.

54. СТО-СА-03-002-2009. Расчет конструкций резервуара: дата введения 2009-05-19. – URL: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/b75/4293828021.pdf> (дата обращения 05.05.2022). – Текст: электронный.

55. Карта снеговых нагрузок. URL: <https://www.pro-angar.ru/info/snegovye-i-etrovuyе-rajony-rossii.html> (дата обращения 07.05.2022). – Текст: электронный.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		138

56. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб: дата введения 2003-07-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032042> (дата обращения 08.05.2022). – Текст: электронный.
57. ВНТП-51-1-88. Нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные): дата введения 1988-05-19. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200043776> (дата обращения 08.05.2022). – Текст: электронный.
58. ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 1993-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001409> (дата обращения 08.05.2022). – Текст: электронный.
59. Ионин А.А. Газоснабжение: Учеб. для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.: ил. – ISBN 5-274-00006-1.
60. Киселев, И. Г. Перспективы использования сжиженного природного газа в производственно-отопительных котельных железнодорожного транспорта / И. Г. Киселев, В. Г. Заломин. — Текст: непосредственный // Техника и технологии. — 2012. — № 4. — С. 98-105.
61. ГОСТ Р 54982-2012. Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация: дата введения 2013-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095366> (дата обращения 10.05.2022). – Текст: электронный.
62. ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности: дата введения 2015-09-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200119073> (дата обращения 10.05.2022). – Текст: электронный.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		139

63. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения: 18.05.2022).
64. ТОИ Р-112-17-95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003639> (дата обращения: 18.05.2022).
65. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция): дата введения 2013-12-25. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/499067392?marker=64U0IK> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный.
66. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы: дата введения 2013-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084535> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный.
67. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rg.ru/2018/12/29/rostexnadzorprkaz-588-site-dok.html> (дата обращения: 22.05.2022).
68. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой): дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный.
69. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 18.05.2022). – Текст: электронный.
70. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1): дата введения 2009-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14.0

обращения 20.05.2022). – Текст: электронный.

71. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 20.05.2022). – Текст: электронный.

72. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1): дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 21.05.2022). – Текст: электронный.

73. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2): дата введения 1977-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения 21.05.2022). – Текст: электронный.

74. ГОСТ 12.1.008-76. Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. Общие требования: дата введения 1977-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200275> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.

75. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемнопланировочным и конструктивным решениям: дата введения 2013-06-24. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200101593> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.

76. ГОСТ Р 53327-2009. Теплоизоляционные конструкции промышленных трубопроводов. Метод испытания на распространение пламени: дата введения 2009-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071941> (дата обращения 22.05.2022). – Текст: электронный.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						14.1
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

77. Мирон, Б. К. Экологическая эффективность применения сжиженного углеводородного газа на автомобильном транспорте в качестве моторного топлива / Б. К. Мирон. — Текст : непосредственный // Актуальные вопросы технических наук : материалы V Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, февраль 2019 г.). — Санкт-Петербург : Свое издательство, 2019. — С. 45-48. — URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/324/14802/> (дата обращения: 19.05.2022).

78. Гериш, В,А,Райкова,В Пожаровзрывоопасность сжиженных углеводородных газов при хранении и транспортировке / В,А,Райкова,В Гериш. — Текст : непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. — 2008. — № 4. — С. 15-20.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						142
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А
(обязательное)

Технические характеристики основных элементов холодильной машины

Таблица А.1 – Конструктивные параметры компрессоров

№	Тип (ход поршня, мм)	Расположение цилиндров	Кол-во цилиндров	Частота вращения, с ⁻¹	Марка	Диаметр цилиндра, мм	Объем, описываемый поршнями · 10 ² , м ³ /с
1	Непрямоточный герметичный (32)	Горизонтальное	2	48	ПГ5	42	0,411
			3		ПГ7		0,616
			4		ПГ10		0,822
2	Непрямоточный бессальниковый и сальниковый (65 и 45)	Вертикальное	1	24	ПБ5	67,5	0,385
			1		ПБ7		0,555
			2		ПБ10		0,77
		V-образное	2	24	ПБ14	67,5	1,11
			2		П14		1,11
			4		ПБ20		1,54
			4		П20		1,54
			4		ПБ28		2,22
			4		П28		2,22
3	Непрямоточный бессальниковый и сальниковый (66)	V-образное	4	24	ПБ40	76	2,89
			4		П40		2,89

Продолжение таблицы А.1

№	Тип (ход поршня, мм)	Расположение цилиндров	Кол-во цилиндров	Частота вращения, с ⁻¹	Марка	Диаметр цилиндра, мм	Объем, описываемый поршнями · 10 ² , м ³ /с
		W-образное	6	24	ПБ60	76	4,33
			6		П60		4,33
		VV-образное	8	24	ПБ80	76	5,78
			8		П80		5,78
4	Непрямоточный бессальниковый и сальниковый (82)	V-образное	4	24	ПБ110	115	8,35
4				П110		8,35	
W-образное		6	24	ПБ165	115	12,5	
		6		П165		12,5	
VV-образное		8	24	ПБ220	115	16,7	
		8		П220		16,7	
5	Непрямоточный герметичный (40)	Горизонтальное	2	24	ФГ2,8	50	0,38
4			24	ФГ5,6	50	0,76	
2			16	2ФВБС4	67,5	0,57	
Вертикальное		2	24	ФВ6	67,5	0,855	
		2	24	2ФВБС6	67,5	0,855	
6	Непрямоточный бессальниковый и сальниковый (50)	V-образное	4	16	2ФУБС9	67,5	1,14
4			24	ФУ1	67,5	1,71	

Окончание таблицы А.1

№	Тип (ход поршня, мм)	Расположение цилиндров	Кол-во цилиндров	Частота вращения, с ⁻¹	Марка	Диаметр цилиндра, мм	Объем, описываемый поршнями · 10 ² , м ³ /с
6		VV-образное	4	24	2ФУБС1	67,5	1,71
			4	16	2ФУУБС18	67,5	2,28
			8	24	ФУУ25	67,5	3,42
			8	24	2ФУУБС25	67,5	3,42
7	Непрямоточный фреоновый и прямоточный аммиачный (70)	Вертикальное	2	24	ФВ20	101,6	2,72
			2	24	АВ22	82	1,79
		V-образное	4	24	ФУ40	101,6	5,44
			4	24	АУ45	82	3,58
		VV-образное	8	24	ФУУ80	101,6	10,88
			8	24	АУУ90	82	7,16
8	Прямоточный сальниковый (130)	Вертикальное	2	16	АВ100	150	7,35
			4	16	АУ200	150	14,7
			8	16	АУУ400	150	29,4
9	Прямоточный сальниковый, крейцкопфный (220)	Оппозитное	2	8,35	АО600	280	440
			4	8,35	АО1200	280	880

Примечания: Ход поршня 45 мм для ПБ5, ПБ10, ПБ20 и П20.

Таблица А.2 – Конденсаторы кожухотрубные горизонтальные фреоновые

Марка	Площадь действительной наружной поверхности F_H , m^2	Диаметр обечайки D , мм	Число труб $n_{тр}$	Длина труб l , мм	Число ходов, z
КТР-4	4,8	194	23	1,0	4; 2
КТР-6	6,8	219	29	1,5	4; 2
КТР-9	9,0	273; 377	46; 53	1,0; 1,3	4; 2
КТР-12	12,8	377; 325	86	1,0; 1,2	4; 2
КТР-18	18,0	377; 325	86	1,8	4; 2
КТР-25	30,0	404	135	1,5	4
КТР-35	40,0	404	135	2,0	4
КТР-50	49,6	404	135	2,5	4
КТР-65	62,0	500	210	2,0	4; 2
КТР-85	92,5	500	210	3,0	4; 2
КТР-110	107	600	293	2,5	4
КТР-150	150	600	293	3,5	2
КТР-200	200	800	455	3,0	4; 2
КТР-260	260	800	455	4,0	2
КТР-380	407	900	680	4,0	-

Таблица А.3 – Некоторые данные по испытаниям испарителей

Тип аппарата и т/о поверхности	Рабочее вещество	Плотность теплового потока $q_{F_{вн}}$, кВт/м ²	Коэффициент теплопередачи $K_{F_{вн}}$, Вт/(м ² ·К)	θ_m , °С	w_s , м/с
Кожухотрубный за-топл. типа глад. труба (сталь) глад. труба (сталь) оребр. труба Ø20x3 (ИТР-70) оребр. труба Ø16x2 (каф. ХМ)	R717	1,3-4	430-800	2,5-5	1-1,5
	R22	2,2-5,0	600-850	3,7-7	1-1,5
	R22	4,6-8	1150-1300	4-6	1,5-2
	R22	3,5-8,25	1100-1650	3,5-5,6	1,5-2
Пластичный испари-тель	R717	7,96-14,6	1300-1400	3-5	0,4
	R22	5,0-10,5	1250-1470 (1000-1170) $\Delta t_{пер} = 4$ °С	4-7	0,4
Испаритель с внут-ритрубн. Кипением ($t_0 = -5 \dots 2$ °С)	R22	2,3-11	1040-1326	8-10	0,5-1
Пленочные испарите-ли	R22	5,9	2360	2,5	-
Панельный испари-тель	R717	2,9-3,5	-	5-6	-
Воздухоохладитель		0.15-0.2	25-58	8-9	4-10

Таблица А.4 – Испарители кожухотрубные горизонтальные фреоновые за-
топленного типа

Марка	Площадь передающей поверхности F_H/F_{BH} , м ²	Диаметр кожуха, мм	Длина кожуха, мм	Число труб	Число горизонтальных рядов труб
ИТР-12	12/3,7	325	1415	70	9
ИТР-18	18/5,3	325	1665	84	11
ИТР-35	35/10,6	426	1940	145	14
ИТР-50	50/15,5	525	1985	207	14
ИТР-70	70/21,0	530	2240	249	18
ИТР-105	100/33,0	600	3700	237	16
ИТР-210	209/68,0	800	3730	484	23
ИТР-400	390/134,0	1200	3870	920	28
ИТР-65	65/19,0	500	2435	210	16
ИТРН-80	77/25,0	600	3100	218	13
ИТР-35Н	35/13,0	500	3000	123	10

Таблица А.5 – Теплофизические свойства раствора хлористого кальция

ξ , %	t_3 , °C	ρ , кг/м ³	t_s , °C	c , кДж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)	$\mu \cdot 10^3$, Па·с	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	Pr
9,4	-5,2	1080	20	3,642	0,584	1,24	1,15	7,8
9,4	-5,2	1080	10	3,634	0,570	1,55	1,44	9,9
9,4	-5,2	1080	0	3,626	0,556	2,16	2,00	14,1
9,4	-5,2	1080	-5	3,601	0,549	2,55	2,36	16,7
14,7	-10,2	1130	20	3,362	0,576	1,49	1,32	8,7
14,7	-10,2	1130	10	3,349	0,563	1,86	1,64	11,0
14,7	-10,2	1130	0	3,328	0,549	2,56	2,27	15,6
14,7	-10,2	1130	-5	3,316	0,542	3,04	2,70	18,7
14,7	-10,2	1130	-10	3,308	0,534	4,06	3,60	25,3
18,9	-15,7	1170	20	3,148	0,572	1,80	1,54	9,9
18,9	-15,7	1170	10	3,140	0,558	2,24	1,91	12,6
18,9	-15,7	1170	0	3,128	0,544	2,99	2,56	17,2
18,9	-15,7	1170	-5	3,098	0,537	3,43	2,94	19,8
18,9	-15,7	1170	-10	3,086	0,529	4,67	4,00	27,3
18,9	-15,7	1170	-15	3,065	0,523	6,15	5,27	35,9
20,9	-19,2	1190	20	3,077	0,569	2,00	1,68	10,9
20,9	-19,2	1190	10	3,056	0,555	2,45	2,06	13,4
20,9	-19,2	1190	0	3,044	0,542	3,28	2,76	18,5
20,9	-19,2	1190	-5	3,014	0,535	3,82	3,22	21,5
20,9	-19,2	1190	-10	3,014	0,527	5,07	4,25	28,9

Продолжение таблицы А.5

$\xi, \%$	$t_3, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$t_s, ^\circ\text{C}$	$c, \text{кДж/(кг}\cdot\text{K)}$	$\lambda, \text{Вт/(м}\cdot\text{K)}$	$\mu\cdot 10^3, \text{Па}\cdot\text{с}$	$\nu\cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	Pr
20,9	-19,2	1190	-15	3,014	0,521	6,59	5,53	38,2
23,8	-25,7	1220	20	2,973	0,565	2,35	1,94	12,5
23,8	-25,7	1220	10	2,952	0,551	2,87	2,35	15,4
23,8	-25,7	1220	0	2,931	0,538	3,81	3,13	20,8
23,8	-25,7	1220	-5	2,910	0,530	4,41	3,63	24,4
23,8	-25,7	1220	-10	2,910	0,523	5,92	4,87	33,0
23,8	-25,7	1220	-15	2,910	0,518	7,55	6,20	42,5
23,8	-25,7	1220	-20	2,889	0,510	9,47	7,77	53,8
23,8	-25,7	1220	-25	2,889	0,504	11,57	9,48	66,5
25,7	-31,2	1240	20	2,889	0,562	2,63	2,12	13,5
25,7	-31,2	1240	10	2,889	0,548	3,22	2,51	16,5
25,7	-31,2	1240	0	2,868	0,535	4,26	3,43	22,7
25,7	-31,2	1240	-10	2,847	0,521	6,68	5,40	36,6
25,7	-31,2	1240	-15	2,847	0,514	9,36	6,75	46,3
25,7	-31,2	1240	-20	2,805	0,508	10,56	8,52	58,5
25,7	-31,2	1240	-25	2,805	0,501	12,90	10,40	72,0
25,7	-31,2	1240	-30	2,763	0,494	14,81	12,00	83,0
27,5	-38,6	1260	20	2,847	0,558	2,93	2,33	14,90
27,5	-38,6	1260	10	2,826	0,545	3,61	2,87	18,8
27,5	-38,6	1260	-20	2,763	0,506	11,87	9,45	65,0
27,5	-38,6	1260	-25	2,742	0,449	14,71	11,70	80,7

Продолжение таблицы А.5

ξ , %	t_3 , °C	ρ , кг/м ³	t_s , °C	c , кДж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)	$\mu \cdot 10^3$, Па·с	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	Pr
27,5	-38,6	1260	-30	2,742	0,492	17,16	13,60	95,5
27,5	-38,6	1260	-35	2,721	0,486	21,57	17,10	120,0
28,5	-43,5	1270	20	2,805	0,557	3,14	2,47	15,8
28,5	-43,5	1270	0	2,780	0,529	5,12	4,02	26,7
28,5	-43,5	1270	-10	2,763	0,518	8,02	6,32	42,7
28,5	-43,5	1270	-20	2,721	0,505	12,65	10,0	68,8
28,5	-43,5	1270	-25	2,721	0,500	15,98	12,6	87,5
28,5	-43,5	1270	-30	2,700	0,491	18,83	14,9	103,5
28,5	-43,5	1270	-35	2,700	0,491	18,83	14,9	103,5
28,5	-43,5	1270	-40	2,680	0,478	30,40	24,0	171,0
29,4	-50,1	1280	20	2,805	0,555	3,33	2,65	17,2
29,4	-50,1	1280	0	2,775	0,528	5,49	4,30	28,7
29,4	-50,1	1280	-10	2,721	0,576	8,63	6,75	45,4
29,4	-50,1	1280	-20	2,680	0,504	13,83	10,8	73,4
29,4	-50,1	1280	-30	2,659	0,490	21,28	16,6	115,0
29,4	-50,1	1280	-35	2,638	0,483	25,50	19,9	139,0
29,4	-50,1	1280	-40	2,638	0,447	32,36	25,3	179,0
29,4	-50,1	1280	-45	2,617	0,470	40,21	31,4	223,0
29,4	-50,1	1280	-50	2,617	0,464	49,03	38,3	295,0
29,9	-55	1286	20	2,784	0,554	3,51	2,75	17,8
29,9	-55	1286	0	2,738	0,528	5,69	4,43	29,5

Окончание таблицы А.5

ξ , %	t_3 , °C	ρ , кг/м ³	t_s , °C	c , кДж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)	$\mu \cdot 10^3$, Па·с	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	Pr
29,9	-55	1286	-10	2,700	0,515	9,04	7,04	47,5
29,9	-55	1286	-20	2,680	0,502	14,42	11,23	77,0
29,9	-55	1286	-30	2,659	0,488	22,56	17,6	123,0
29,9	-55	1286	-35	2,638	0,483	28,44	22,1	156,5
29,9	-55	1286	-40	2,638	0,576	35,30	27,5	196,0
29,9	-55	1286	-45	2,617	0,470	43,15	33,5	240,0
29,9	-55	1286	-50	2,617	0,463	50,99	39,7	290,0
29,9	-55	1286	-55	2,596	0,456	64,72	50,2	368,0

Приложение Б (справочное)

Варианты исполнения опорного узла крыши резервуара

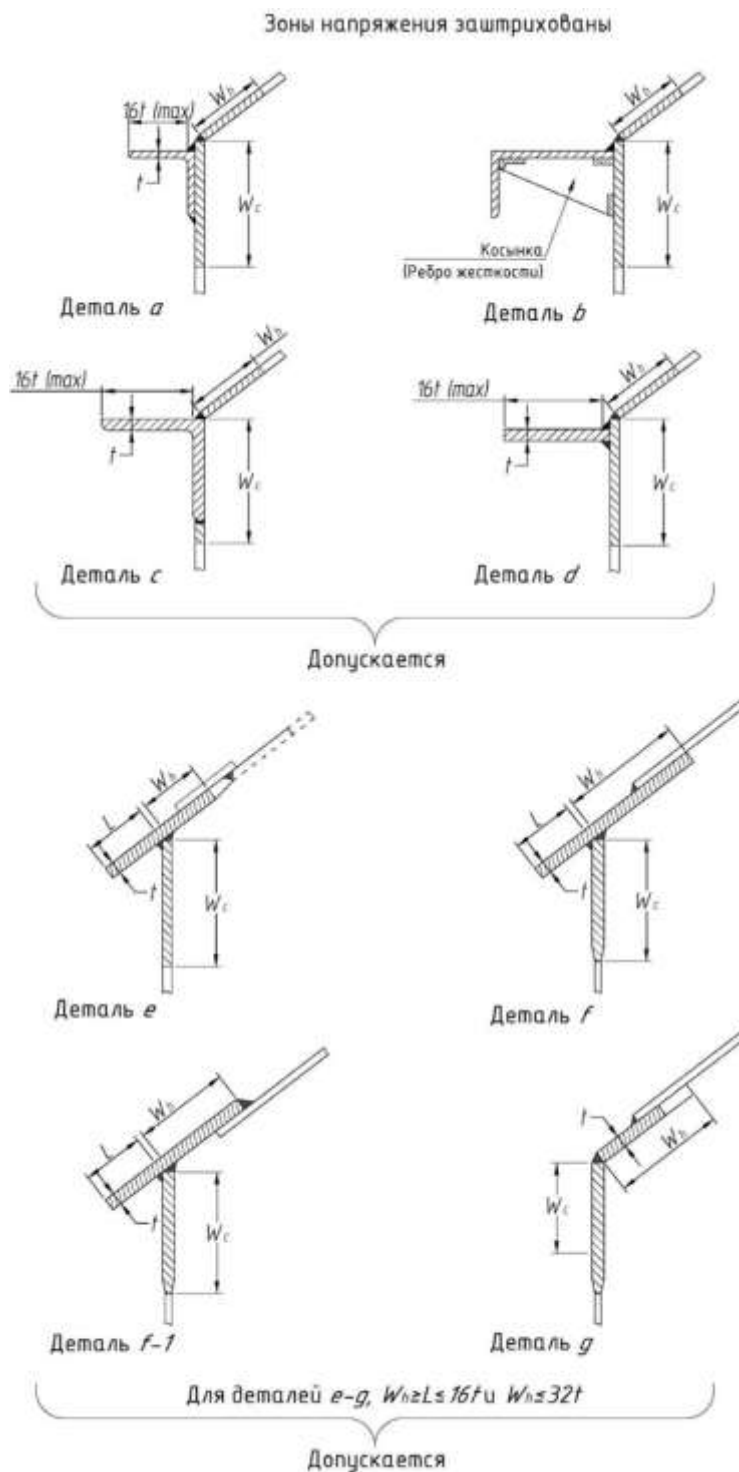


Рисунок Б.1 – Варианты исполнения опорного узла крыши резервуара: W_n – эффективная ширина крыши (участок, включенный в расчет), мм; W_c – эффективная ширина стенки (участок, включенный в расчет), мм; L – величина свеса крыши, мм; t – толщина элементов, мм

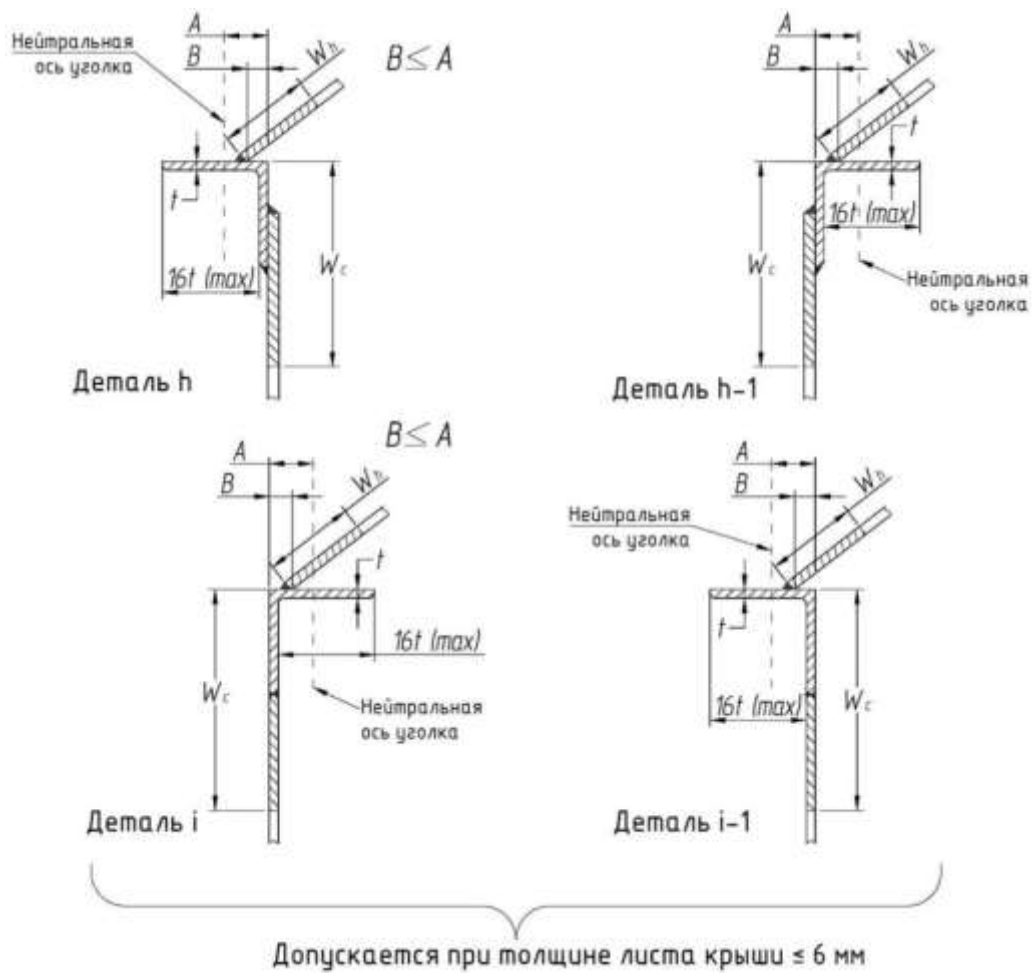


Рисунок Б.2 – Варианты исполнения опорного узла крыши резервуара при толщине листа крыши ≤ 6 мм: W_h – эффективная ширина крыши (участок, включенный в расчет), мм; W_c – эффективная ширина стенки (участок, включенный в расчет), мм; t – толщина элементов, мм

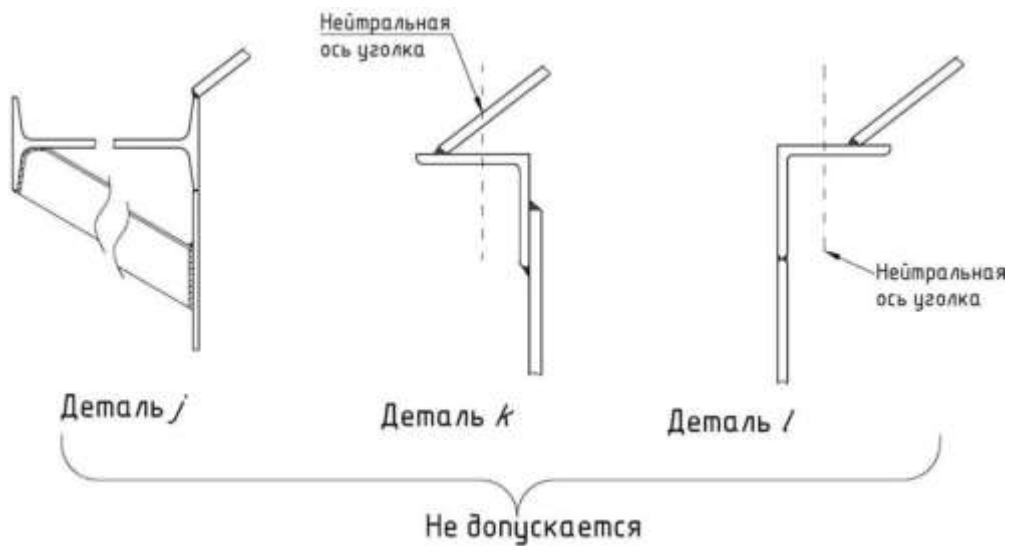


Рисунок Б.3 – Недопустимые варианты исполнения опорного узла крыши резервуара