

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках

УДК 665.723.078

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Протодюконов Максим Гаврильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова О.В.	к.ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки(специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Протодияконову Максиму Гаврильевичу

Тема работы:

Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 11.02.2021 №42-29/с
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (Проектные данные газораспределительной станции города Якутска. Установки сжижения природного газа на ГРС, АГНКС и специализированных заводах по сжижению. Состав газа транспортируемый по магистральным трубопроводам и используемый на ГРС.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.Исследование установок по сжижению природного газа 2.Анализ фазовых переходов чистых углеводородных компонентов 3.Реализация проекта по энергоэффективности ГРС г. Якутска за счет получения нового продукта 4.Расчет оптимальных параметров для эффективной работы турбодетандера и теплообменника

Перечень графического материала	1.Схема установки дроссельного цикла по сжижению природного газа 2.Схема установки дроссельно-детандерного цикла по сжижению природного газа 3.Схема установок с использованием расширительного хладагента по сжижению природного газа 4.Схема установки дроссельного цикла с вихревой трубой 5.Номограммы для определения удельной теплоемкости, теплопроводности и вязкости газа 6.Диаграммы зависимости давлений насыщенных паров компонентов ПГ от температуры 7.Диаграммы фазовых превращений парных углеводородных компонентов 8.Диаграммы фазовых равновесий чистых углеводородных компонентов 9.Технологическая схема установки по сжижению природного газа на ГРС г. Якутска 10.Схема расположения светильников
----------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна ,доцент,к.э.н.
Социальная ответственность	Сечин Александр Иванович, профессор, д.т.н.
Консультант-лингвист ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна ,к.ф.н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Сжиженный природный газ
Технологии сжижения природного газа

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

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф И О	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	Ф И О	Подпись	Дата
2БМ91	Протодияконов Максим Гаврильевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов(ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2021	Подбор и изучение литературных и нормативно-правовых источников по теме исследования ВКР	10
05.03.2021	Анализ установок по сжижению природного газа на ГРС и АГНКС	20
25.03.2021	Выбор оптимальных термобарических параметров и энергоэффективного оборудования с целью производства СПГ	20
10.04.2021	Разработка установки для увеличения энергоэффективности ГРС г. Якутска за счет получения нового продукта	20
25.05.2021	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент ,ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
10.06.2021	Оформление и представление ВК	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к. т. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ91		Протодияконову Максиму Гаврильевичу	
Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: студент и руководитель.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; Анализ конкурентных технических решений;
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; Расчет внебюджетных отчислений; Расчет материальных затрат; Расчет накладных затрат.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей	Дата выдачи задания для раздела по линейному графику
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Протодияконов Максим Гаврильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Протодряконову Максиму Гаврильевичу

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема дипломной работы: «Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является газораспределительная станция с установкой по сжижению сжиженного природного газа. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности. II класс опасности на основе ФЗ N 116 Область применения объекта исследования является газовая промышленность</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки 	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -превышение уровня шума -недостаточность освещенности рабочей зоны -понижение температуры -взрывоопасность и пожароопасность -расчет освещенности рабочей зоны

<p>огнетушителей, их назначение.</p> <ul style="list-style-type: none"> Разработать схему эвакуации при пожаре. 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу. Воздействие на гидросферу исключено</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС на объекте: - пожар; - утечка СПГ. Меры предосторожности: - следить за давлением и температурой СПГ внутри резервуара; - следить за герметичностью резервуара.</p>
<p>4. 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. 	<p>- ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ Глава 47; --рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	Д.т.н. профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Протодяконов Максим Гаврильевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 7 схем, 28 таблиц, 4 рисунка, 8 графиков, 36 использованных источников

Ключевые слова: сжиженный природный газ, установка по сжижению СПГ, газораспределительная станция, турбодетандер, фазовые переходы УВ, метан, технологии сжижения природного газа, малотоннажное производство СПГ

Объектом исследования является установка по сжижения природного газа на ГРС г. Якутска

Цель работы - исследование путей повышения эффективности производства СПГ на малотоннажных установках.

В процессе исследования проводились: изучение фазовых переходов углеводородных компонентов, анализ установок по сжижению природного газа, параметры сжижения ПГ, расчет турбодетандерной установки, выбор оптимальных параметров для установки ТД.

В результате исследования была предложена установка по сжижению ПГ на ГРС г. Якутска с применением турбодетандера, как один из методов увеличения эффективности сжижения и экономичности производства СПГ.

Область применения: малотоннажное производство СПГ на газораспределительных станциях

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Протодьяконов.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					10	123
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ91		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРС – газораспределительная станция

СПГ – сжиженный природный газ

ТДА – турбодетандерный агрегат

ТО – теплообменник

ПГ – природный газ

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция

МТ – магистральный трубопровод

СВГKM – средневилюйская газоконденсатное месторождение

ЛПУ – линейное производственное управление

РК – рабочее колеса

СА – сопловой аппарат

КПД – коэффициент полезного действия

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протодьяконов</i>			Список сокращений	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					<i>11</i>	<i>123</i>
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Содержание

РЕФЕРАТ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ.....	17
1.1 Общие понятия о СПГ	17
1.2 Физико-химические свойства.....	17
1.3 Применение.....	19
1.4 Малотоннажное СПГ	20
1.5 Состав комплекса СПГ	21
2. ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА СПГ.....	23
2.1 Установки по сжижению природного газа	25
2.1.1 Дроссельный цикл	25
2.1.2 Дроссельный цикл высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением на АГНКС и ГРС	26
2.1.3 Дроссельный цикл с вихревой трубой	29
2.1.4 Установки с дроссельно-эжекторным циклом высокого давления и предварительным фреоновым охлаждением.....	31
2.1.5 Установки с азотным циклом.....	33
2.2 Анализ установок	35
3. ИССЛЕДОВАНИЯ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ.....	37
3.1 Фазовые переходы углеводородных компонентов.....	37
3.2 Методика описания фазовых переходов углеводородных компонентов.....	38
3.3 Исследование фазового равновесия смесей углеводородных компонентов природного газа.....	41
4. РЕАЛИЗАЦИЯ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	46
4.1 ГРС г. Якутска.....	46
4.2 Детандер	48

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Протоdjаконов						
Руковод.		Рудаченко А.В.						
Консульт.					Содержание			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.			Лит.	Лист	Листов	
					12	123		
					НИ ТПУ гр.2БМ91			

4.3 Принцип работы турбодетандерных установок	49
4.4 Типы турбодетандеров.....	50
4.5 Методика расчет детандера	51
4.5.1 Термогазодинамический расчет	51
4.6 Методика расчета теплообменного аппарата.....	60
4.7 Использование турбодетандеров в производстве СПГ	68
5. ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	71
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	71
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	72
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	74
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	74
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	76
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	76
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	81
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	81
5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	82
5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	83
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	83
5.3.5 Накладные расходы.....	84
5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	85
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	85
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСЕННОСТЬ	89
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	90
6.2 Производственная безопасность.....	92
6.2.1 Расчет искусственного освещения	93
6.2.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	96

6.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника.....	103
6.3 Экологическая безопасность	104
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	108
Abstract.....	113
1. Liquefied natural gas	114
1.1 General concepts of LNG	114
1.2 Physical and chemical properties.....	114
2. LNG production technologies	119
2.1 Natural gas liquefaction plants	120
2.1.1 Throttle cycle.....	120
2.1.2 Nitrogen cycle plants.....	122

ВВЕДЕНИЕ

В нашем современном мире сжиженный природный газ (СПГ) играет немало важную роль. Основное задачей сжижения природного газа является его транспортировка и хранение. Сжиженный природный газ можно использовать в качестве моторного топлива для эксплуатации машин, газификации удаленных районов для населения, газоснабжения объектов местной промышленности.

Существуют два направления сжижения природного газа – крупнотоннажное производство СПГ и малотоннажное производство СПГ.

Сжижение газа при малотоннажном производстве происходит на локальных установках, расположенных рядом с газопроводом т.е. на ГРС, на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС), газокomppressorных станциях (ГКС), что в свою очередь говорит нам о мобильности сжижения природного газа. Производительность сжижения составляет не более 10 т/час.

Актуальность

Научной новизной данной темы является повышение эффективности работы ГРС за счет получения нового вида продукта.

- Реализация проектной установки на ГРС г. Якутска, с подбором оптимальных параметров и оборудования с целью повышения эффективности производства

-Газификация удаленных районов Якутии и экспорт в зарубежные страны

Целью работы является изучение технологии по повышению эффективности малотоннажного производства СПГ, в том числе на ГРС.

1. Проанализировать возможные пути повышения эффективности ГРС

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Протоdjяконов				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.						15	123
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ зр.2БМ91		

2. Выбрать оптимальные термобарические параметры и энергоэффективные оборудования с целью повышения производства
3. Рассмотреть возможные схемы по сжижению природного газа

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

1. СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

1.1 Общие понятия о СПГ

Сжиженный природный газ (сокр. СПГ) – это природный газ, который охлаждается до температуры -162 C (т.е. температура сжижения природного газа), для транспортировки и хранения в жидком состоянии.

Для того что бы эксплуатировать СПГ его нужно снова перевести в газообразное состояние, а это возможно на специальных регазификационных терминалах. При регазификации (процесс преобразования СПГ из жидкого в газообразное состояние) из 1 куб. м СПГ получается примерно 600 куб. м обычного газа.

Если крупнотоннажное производство актуально для экспорта в другие страны, то малотоннажное производство улучшает и поддерживает нефтегазовую сферу внутри страны.

С биологической точки зрения СПГ является чистым топливом, которое не загрязняет окружающую среду. То есть при авариях не стоит беспокоиться о проблеме нанесенного ущерба природе.

1.2 Физико-химические свойства

Сжиженный природный газ не имеет запаха, бесцветный, не вызывает коррозии, а также не токсичен. Чистый сжиженный природный газ не взрывается и не воспламеняется, если рядом нет внешних источников огня. Плотность СПГ примерно от 410-500 килограммов на кубический метр. В ходе анализа плотности сжиженного природного газа было выявлено, что плотность СПГ имеет меньшую плотность чем вода, тем самым мы можем сделать вывод, что при разливе СПГ будет находиться на поверхности воды и быстро вернется в начальное газообразное состояние.

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Протоdjяконов			Сжиженный природный газ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					17	123
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

Температура кипения от -158 до -163С. Сжиженный природный газ состоит на 85-95 % из метана, в остальные проценты входят пропан, этан, бутан, азот.

Таблица 1. Свойства сжиженного метана

Показатель	Значение
Молекулярный вес	16,04
Относительный удельный вес	0,555
Критическая температура	-82,5°С
Критическое давление	45,8 кг/см ²
Точка кипения при атмосферном давлении	-161,5°С
Плотность сжиженного газа (жидкая фаза при температуре точки кипения)	415 г/л
Плотность газовой фазы:	
при температуре точки кипения	1,8 г/л
при 0°С	0,045 г/л
Теплота испарения	122-138 кал/г
Теплосодержание	73,27 ккал/г

Таблица 2. Зависимость плотности и температуры кипения СПГ от состава газа и избыточного давления

Давление, МПа	Состав, % метана	Молекулярная масса, кг/кг·моль	Плотность, кг/м куб.	Температура кипения, °С
0,5	97	16,7	392	-135
	80	20,9	459	-132
0,0	97	16,7	422	-162
	80	20,9	495	-160

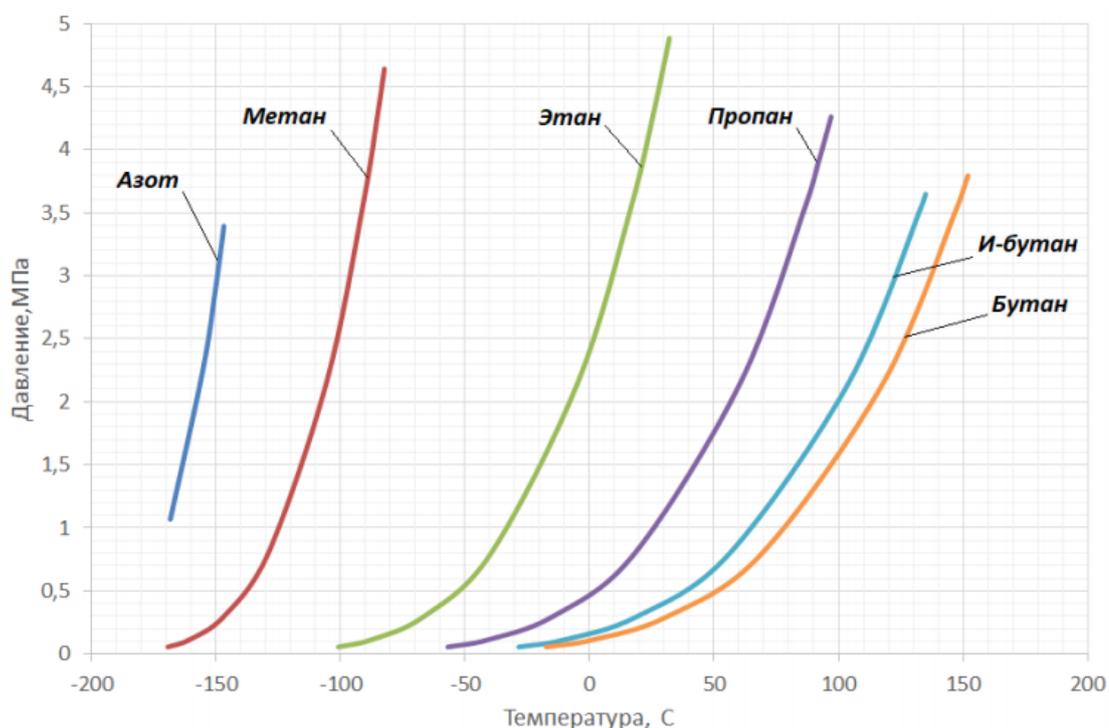


График 1.1 - Зависимость давлений насыщенный паров компонентов природного газа от температуры

На рисунке 1 можно наблюдать диапазон температур конденсации газов от давления.

1.3 Применение

СПГ это выгодная альтернатива в энергетическом рынке. После регазификации СПГ можно использовать в различных направлениях и решать такие задачи как:

1. Газификация районов, удаленных от магистральных и распределительных трубопроводов
2. Использование в качестве моторного топлива для автомобильных, железнодорожных, водных и воздушных транспортов
3. Подача газа для промышленных целей
4. Обеспечение электроэнергией удаленных районов
5. Использование СПГ для химических целей
6. Возобновление малодебитных и низконапорных месторождений газа в эксплуатацию за счет строительства комплексов по сжижению природного газа.

Малотоннажное производство ориентировано на внутренний рынок страны. Оно позволяет использовать альтернативную энергию почти для всех нужд.

Особенно пользуется спросом переход на газомоторное топливо в автомобильной, воздушной и водной сфере. Это дает свои преимущества с экономической точки зрения такие как:

- Эффективность производителя, т. е. низкое капиталовложение, чистая прибыль и быстрая окупаемость вложений
- Эффективность потребителя, т. е. низкие вложения в переоборудование автомобиля, что в свою очередь дает экономию на топливо

Если же посмотреть на экологическую проблему загрязнения. То за счет своего химического состава СПГ является чистым энергетическим сырьем по сравнению с бензином, дизелем и т.п. топливам. Тем самым мы можем сделать вывод, что сжиженный природный газ меньше вредит экологии и окружающей среде.

Технические показатели СПГ как топливо указывают на высокое октановое число, низкий расход газа, низкий износ газового двигателя и меньший расход масла.

Если учесть все эти особенности, то можно сделать вывод, что использование альтернативы, как СПГ в качестве моторного топлива – это экономически, биологически и технически выгодно для всех. На мой взгляд, это потенциальная замена для уже экономически невыгодных стандартных топлив

1.4 Малотоннажное СПГ

Малотоннажное производство сжиженного природного газа имеет немало важную роль в индустрии СПГ, однако в России его развитие только набирает обороты.

Малотоннажное СПГ - это обширное название, которое объединяет в себе такие процессы как хранение, транспортировка и производство природного газа. Характерное отличие малотоннажного производства, это

					Сжиженный природный газ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

малая производительность СПГ, однако универсальность эксплуатации во внутреннем рынке страны, после регазификации, дает большое преимущество. Цель малотоннажного производства – это межрегиональная торговля и удовлетворение спроса на внутреннем рынке.

Во время кризисных периодов страны, малотоннажное производство выглядит очень перспективным и экономически выгодным проектом.

1. Низкие вложения на строительство малотоннажного производства, по сравнению с крупнотоннажным производством
2. Довольно быстрое строительство малотоннажного завода (1 -3 года), относительно крупнотоннажного завода, где срок строительства составляет 5 лет
3. Быстрая окупаемость малотоннажных проектов, в отличие от крупнотоннажных

При этом сама технология сжижения природного газа позволяет удобно транспортировать СПГ на дальние расстояния без строительства различных трубопроводов. А этот фактор говорит о потенциале экспорта СПГ в зарубежные страны. Что является немаловажной ролью в дальнейшем развитии сжижения природного газа в России. [7]

1.5 Состав комплекса СПГ

Комплекс по производству СПГ может быть построен непосредственно на газораспределительных станциях (ГРС) или автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС). Важными элементами производства СПГ являются:

1. Завод по сжижению ПГ
2. Криогенные резервуары для хранения СПГ
3. Система отгрузки сжиженного газа для дальнейшей перевозки

В состав комплекса СПГ входит следующее технологическое оборудование:

- Блок подготовки газа (Система очистки и осушки природного газа)
- Установка сжижения

					Сжиженный природный газ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

- Криогенные насосы
- Система газоподготовки
- Система хранения и выдача
- Система дренажа и газосбороса
- Трубопроводы обвязки
- Компрессор для сжатия паров испарившегося СПГ
- Система контроля, управления и противоаварийной защиты
- Система электроснабжения
- Система штатного и аварийного освещения
- Система связи
- Газоанализаторная[19]

Вывод: в первой главе были рассмотрены физико-химические свойства природного газа. Проанализированы зависимости плотности и температуры кипения СПГ от состава газа и избыточного давления. Проведен анализ зависимости сжижения чистых компонентов углеводородных фракций от давления и температуры. Определены направления применения СПГ и преимущества малотоннажного производства в экономическом плане. Рассмотрен комплекс сооружений малотоннажного производства

					Сжиженный природный газ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2. ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

На заводах по сжижению природного газа используются только два вида технологических решений по сжижению:

- *Технология открытого цикла*
- *Технология цикла расширения хладагента* (азот, многокомпонентная смесь)

Технология открытого цикла – это эксплуатация давления подаваемого газа для понижения температуры. Газ под высоким давлением проходит через сужающую заслонку (дроссель), происходит процесс дросселирования, т.е. давление газа после дросселя понижается, тем самым газ расширяется и охлаждается. Далее после охлаждения газ превращается в жидкую фазу.

Технология цикла расширения хладагента – это перемещение частного теплоносителя (хладагента) в цикличной и закрытой системе. Холодильный агент, уже будучи охлажденным, поступает в теплообменник вместе с природным газом. Так как температура хладагента меньше температуры газа, то хладагент в свою очередь забирает тепло, тем самым охлаждает газ. Далее хладагент попадает в компрессор, после чего его температура повышается, потом он должен охладиться через аппараты воздушного охлаждения и весь процесс циклично повторяется. [4]

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Протодьяконов</i>			Технологии производства СПГ			
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					23	123
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

Таблица №3. Сравнение технологий производства СПГ открытого и закрытого циклов.

<i>Технология</i>	<i>Достоинства</i>	<i>Недостатки</i>
<i>Технология открытого цикла</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Низкое электропотребление</i> • <i>Низкие эксплуатационные расходы</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Небольшой объем сжижения газа до 15%</i> • <i>Большие капитальные затраты</i> • <i>Эксплуатация турбин с высоким приоритетом по безопасности</i>
<i>Технология цикла расширения азота</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Большой коэффициент сжижения природного газа</i> • <i>Небольшие капитальные вложения</i> • <i>Минимальные требования по безопасности</i> • <i>Простота и надежность технологии</i> • <i>Быстрый ввод в эксплуатацию и простота использования</i> • <i>Минимальные площади</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Высокое потребление электроэнергии</i>

Для оптимизации и повышения эффективности производства СПГ на малотоннажных заводах используют такие решения, как:

- Сжижение природного газа на немного высокой температуре, например, на -150°C , а не на -161°C , как обычно происходит. Этот метод уменьшает энергозатраты или увеличивает объемы СПГ. Но при использовании этого метода нужно хранить газ под давлением, чтобы избежать потери СПГ.
- Сжижать природный газ на ГРС, т.к. есть возможность эксплуатации такого эффекта, как перепад давления. Но при этом нужны будут

конструктивные изменения и понадобится контроль МТ и распределительных сетей.

2.1 Установки по сжижению природного газа

2.1.1 Дроссельный цикл

Такая технология используется для сжатия природного газа на газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов (МГ) (давление 3-4 МПа). Газ попадает в компрессор, внутри которого происходит повышение давления, за счет этого происходит процесс сжатия. Далее газ поступает в теплообменные аппараты, из-за процесса теплообмена температура исходного газа понижается. После охлаждения газ сталкивается с дросселем, там он расширяется и частично превращается в жидкую фазу. Конечным пунктом этой системы является сепаратор. Внутри сепаратора отделяются две фазы (жидкая и газообразная), более высокая по плотности фаза (СПГ) поступает в криогенные хранилища, а более низкие по плотности (газ) обратно в газопровод низкого давления. Рис.2.1

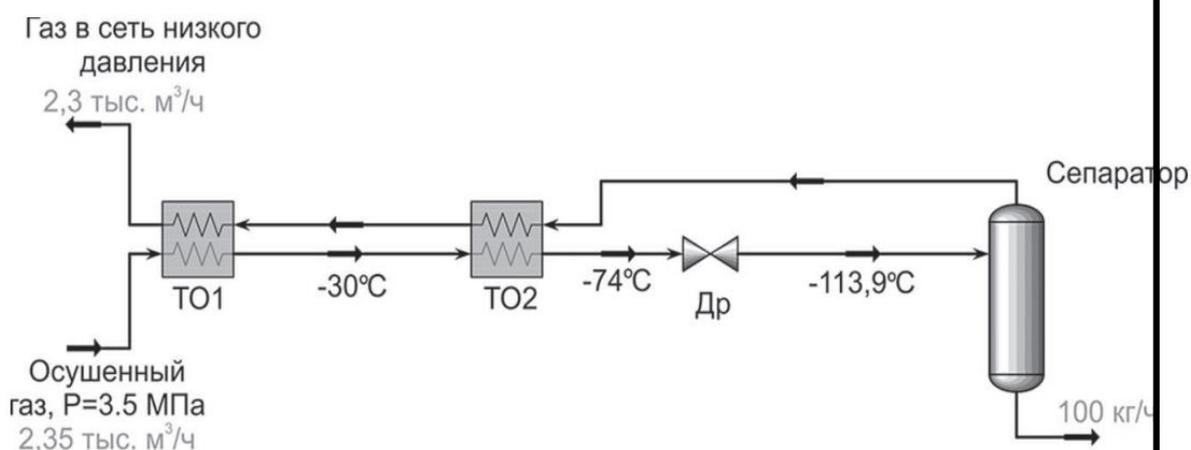


Схема 2.1 - Технологическая схема установки сжижения на ГРС

«Никольская»: ТО1, ТО2-теплообменники; Др-дроссель

Преимущества такой технологии – это довольно низкие энергетические затраты, простота в применении и надежность установки, а недостаток – это низкая производительность и простои. Такая установка сжижения природного

					Технологии производства СПГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

газа сконструирована для ГРС «Никольская» в Ленинградской области. Производительность завода – 0,1 т/час, коэффициент ожижения – 2%.

Преимуществом такой установки являются малые энергозатраты для создания СПГ. Но у такой установки есть свои принципиальные минусы такие как:

- Низкий коэффициент ожижения, который составляет 2%, что в свою очередь дает низкий показатель производительности
- Нестабильные показатели входного давления (3,3-3,5 МПа) или сезонный спад расхода в 4-5 раз, что приводит к падению производительности такой установки.
- Возможное низкое качество готового сырья, т.к. есть содержание высококипящих УВ фракций и углекислоты, что в последующем не соответствует ГОСТ 56021-2014 [1]

2.1.2 Дроссельный цикл высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением на АГНКС и ГРС

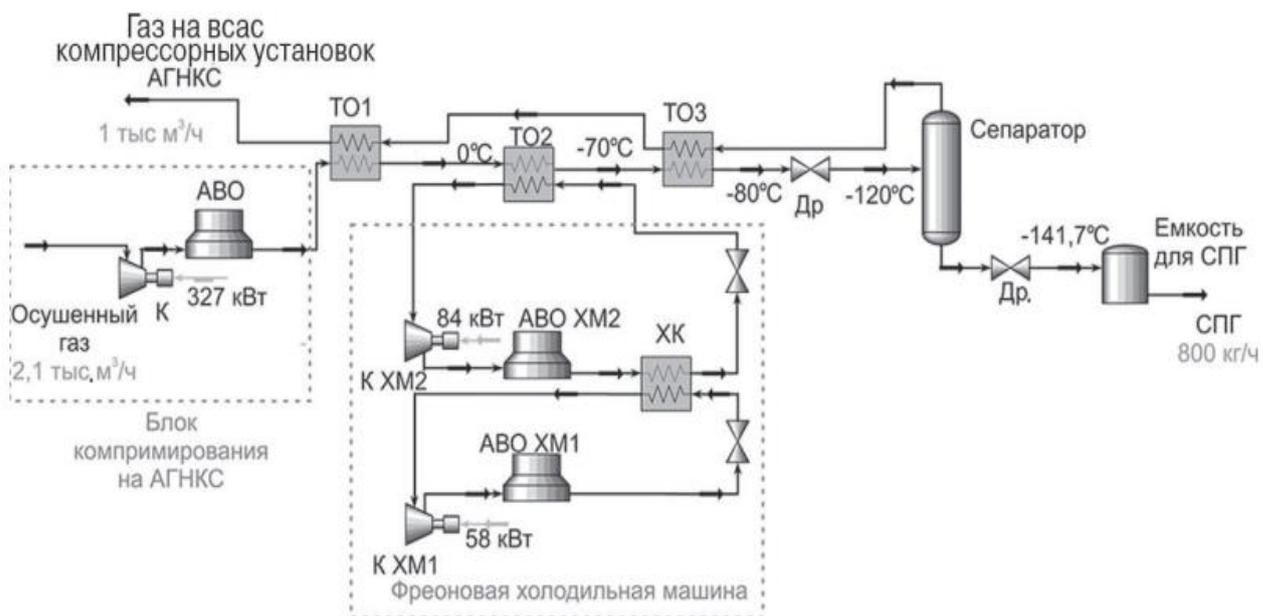


Схема 2.2 - Технологическая схема установки сжижения на АГНКС г.Первоуральска: ТО, ТО2, ТО3, ХК – теплообменники; К ХМ1, КХМ2- компрессоры холодильной машины; Др-дроссель; К-компрессор АГНКС, АВО - аппарат воздушного охлаждения

Газ после компрессоров сжимается, давление которого составляет примерно 22,0–25,0 МПа, далее газ попадает в систему из трех теплообменных аппаратов, которые последовательно стоят друг за другом, и с помощью процесса теплообмена понижают температуру газа до -80°С. Нужно заметить, что, в теплообменниках №1 и №3 охлаждение происходит из-за охлажденного пара, уже сжиженного газа, который находился в сепараторе, а в теплообменном аппарате №2 понижение температуры газа происходит из-за находящегося в нем фреона, который циклично перемещается и охлаждается в холодильной машине. Внутри холодильной машины работают аппараты воздушного охлаждения (АВО), компрессоры холодильной машины (К ХМ) и также присутствуют дроссели. После прохождения трех теплообменных аппаратов газ приближается к дросселю, где происходит процесс дросселирования. Давление газа уменьшается до 1,2 МПа, происходит процесс охлаждения, после чего газ переходит в жидкое состояние. Затем СПГ попадет в сепаратор, внутри которого происходит разделение двух фаз жидкой и газообразной, более плотная фаза (жидкая) за счет силы тяжести опускается в нижнюю часть сепаратора, а легкая фаза (газ) поднимается вверх. После сепаратора сжижений природный газ по газовым обвязкам попадет в дроссельное устройство под давлением 1,2 Мпа. Далее газ расширяется в следствии чего понижается давление и температура СПГ. Последней стадией является хранение готового продукта в криогенных хранилищах , объем которого равен 44 м³ под давлением 0,5 Мпа и температурой хранения -141,7 С⁰. Как было сказано до этого, охлажденный пар, сжиженного природного газа, из сепаратора направляется в теплообменные аппараты №1 и №3, внутри них пар охлаждает природный газ и нагревается до температуры +5...+10 °С, а потом по трубопроводам поступает в компрессорные установки АГНКС.

Блок холодильной машины имеет две система циркуляции фреона. В первой системе циркулирует фреон, который охлаждает фреон второй системы, а вторая циркулирующая система подает фреон в теплообменник, который в свою очередь охлаждает природный газ.

					<i>Технологии производства СПГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Коэффициент ожигения составляет 47%

Главной уязвимой стороной данной установки является зависимость состава СПГ от состава протекающего газа. При низкой производительности сжатого природного газа на АГНКС возникают сложности при использовании неожиженного потока газа.

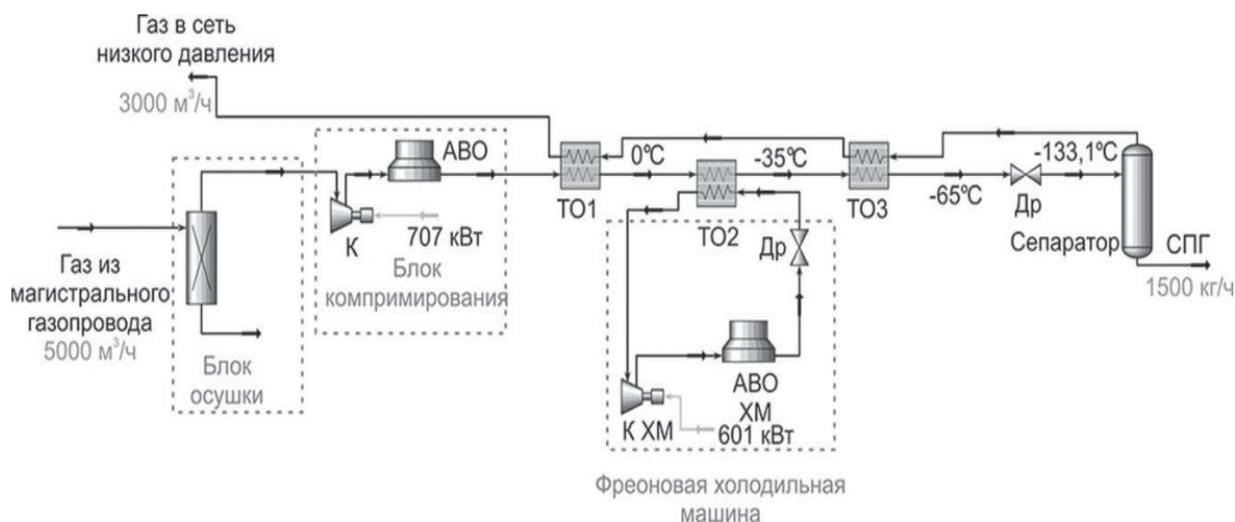


Схема 2.3 - Технологическая схема установки сжижения на ГРС в Калининграде: ТО1, ТО2, ТО3 – теплообменники; К ХМ – компрессор холодильной машины; Др – дроссель; К-компрессор, АВО – аппарат воздушного охлаждения.

На рисунке 2.3 отображена технологическая схема сжижения природного газа высокого давления с помощью дроссельного устройства и теплообменных аппаратов на газораспределительной станции Калининград-1. Установка состоит из двух параллельно соединенных каналов сжижения производительностью 1500 кг/ч. Начальным этапом производства СПГ является осушка газа, далее газ попадет в блок компримирования для повышения давления до 20 Мпа. Далее газ попадает в систему из трех теплообменных аппаратов, которые последовательно стоят друг за другом, и с помощью процесса теплообмена понижают температуру газа до -65°C . Нужно заметить, что, в теплообменниках №1 и №3 охлаждение происходит из-за охлажденного пара, уже сжиженного газа, который находился в сепараторе, а в теплообменном аппарате №2 понижение температуры газа происходит из-за

находящегося в нем фреона R-22, который циклично перемещается и охлаждается в холодильной машине. После прохождения трех теплообменных аппаратов газ приближается к дросселю, где происходит процесс дросселирования. Давление газа уменьшается, происходит процесс охлаждения, из-за этого газ переходит в жидкое состояние. После чего СПГ попадет в сепаратор, внутри которого сжиженный газ отделяется от жидкой фазы (СПГ).

Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 40%. Расчетные удельные затраты электроэнергии – 870 кВт·ч/т СПГ.

Недостатком такой технологии являются довольно больше энергетические затраты, при том что коэффициент ожижения относительно невелик. А технический минус такой установки – это необходимость понижения давления газа из магистрального газопровода до работающего давления используемого компрессора. [1]

2.1.3 Дроссельный цикл с вихревой трубой

За основу проектирования новой установки стала технология дроссельного цикла. Все главные недостатки дроссельного цикла были учтены и стали главным фактором для создания оптимизированной и модернизированной установки дроссельного цикла с использованием вихревой трубы в условиях работы на газораспределительных станциях.

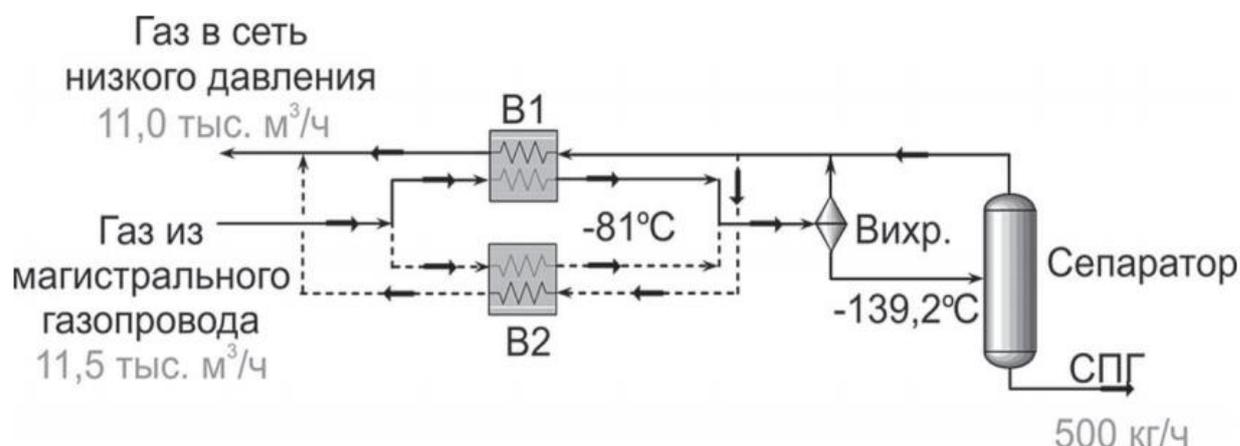


Схема.2.4 - Технологическая схема установки сжижения на ГРС«Выборг»:

B1, B2 – вымораживатели; Вихр – вихревая труба.

						Технологии производства СПГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			29

Особенностью этой технологии стало использование перепада давлений, которая возможна на ГРС, где также применимо эксплуатация вихревой трубы для охлаждения газа.

Главной задачей вихревой трубы является создание вихревого эффекта. Суть эффекта состоит в том, что газовый поток пройдя через входное отверстие вихревой трубы начинает закручиваться вблизи стенок трубы и происходит повышение температуры, а в центре трубы понижается температура закрученного газа.

. При соответствующей конструкции устройства вихрь газа удается разделить на два потока: с пониженной и повышенной температурами. [1]

Рис.7.

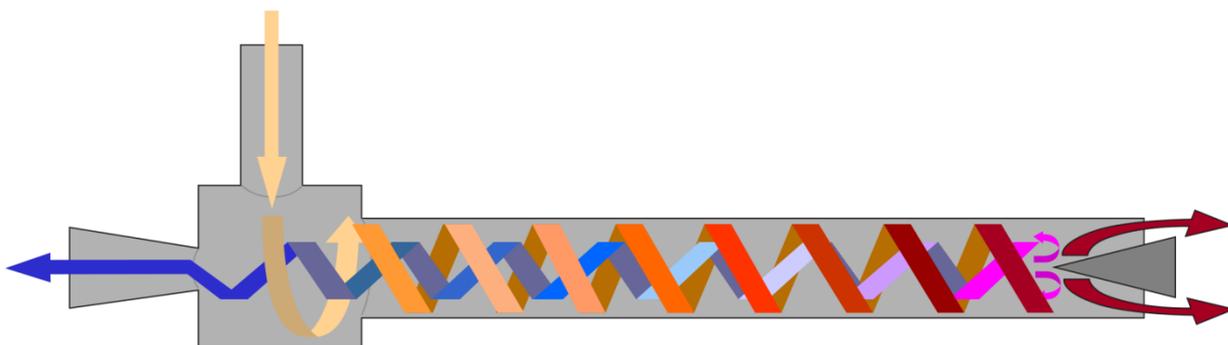


Рисунок 2.1- Вихревой эффект.

Газ из МТ попадает в вымораживатель, внутри которого происходит понижение температуры и осушка. Работа вымораживателей происходит поочередно. Далее газ проходит в вихревую трубу давление газа падает, за счет этого происходит расширение, и охлаждается из-за вышеупомянутого вихревого эффекта. После этого газ поступает в сепаратор, где происходит разделение жидкой фазы от газообразной фазы. Газ из сепаратора обратно возвращается в вымораживатель, но до этого он встречается с газовым потоком из вихревой трубы.

Коэффициент сжижения немного увеличивается, если сравнивать с установкой сжижения природного газа дроссельным циклом, он равен 4 %

Главным недостатком этой установки является подбор оптимальных параметров для работы данной установки, а также настройка контрольно-измерительных приборов для эффективной работы вихревой трубы

Стоит учесть, что поочередная работа вымораживателей отражается на производительности сжижения и его качества на выходе из установки. Использование таких установок возможна на станциях с большим расходом и высоким давлением поступающего газа. [4]

2.1.4 Установки с дроссельно-эжекторным циклом высокого давления и предварительным фреоновым охлаждением

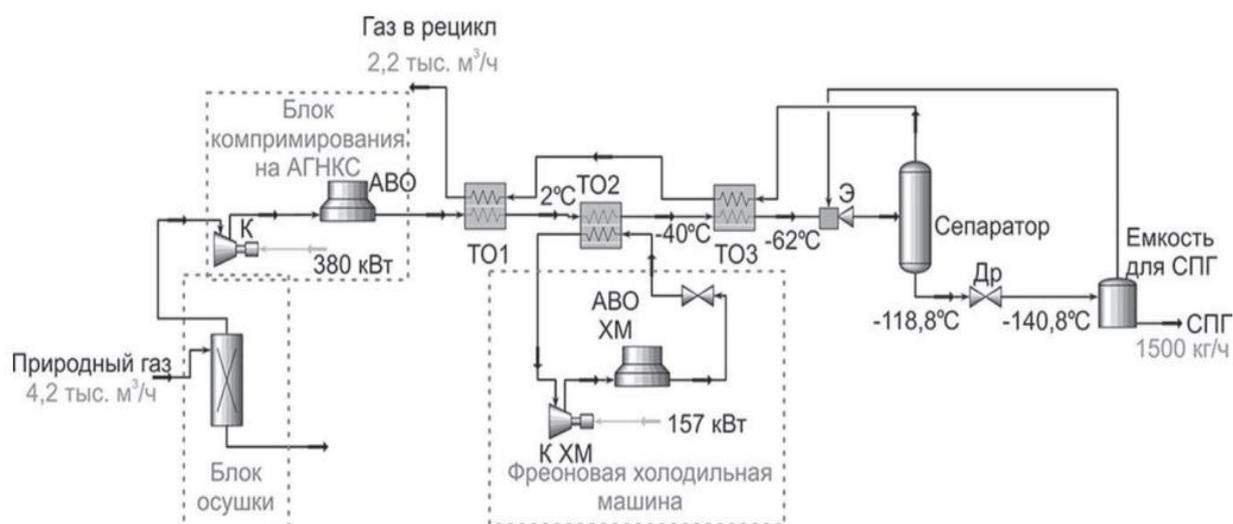


Схема 2.5 - Технологическая установка сжижения на АГНКС-500 «Развилка»: ТО1, ТО2, ТО3 – теплообменники; К – компрессор; К ХМ – компрессор холодильной машины; Др – дроссель; Э – эжектор, АВО – аппарат воздушного охлаждения.

Газ с довольно высоким давлением до 20 МПа поступает в блок осушки. Далее он направляется в блок компримирования, где происходит процесс сжатия, из-за установленных компрессоров. Затем компримированный газ проходит стадию охлаждения, который состоит из трех последовательно установленных друг за другом теплообменных аппаратов. В теплообменниках №1 и №3 охлаждение происходит из-за охлажденного пара, уже сжиженного газа, который находился в сепараторе, а в теплообменном аппарате №2 понижение температуры газа происходит из-за

находящегося в нем фреона, который циклично перемещается и охлаждается в холодильной машине. Далее охлажденный газ направляется в эжектор, давление газа в эжекторе начинает резко снижаться до 1,2 МПа.

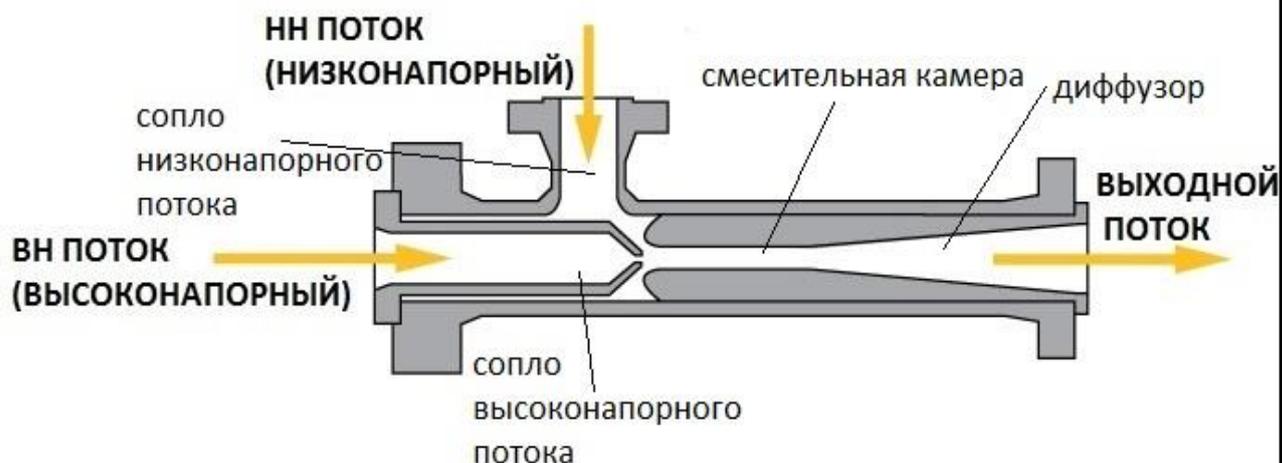


Рисунок 2.2 - Схема работы эжектора.

Принцип работы газового эжектора основан на том, что газовый поток с низким давлением проходит через специальное низконапорное входное отверстие эжектора в смесительную камеру из-за разреженного давления в этой камере. Разреженное давление в камере создается из-за того, что газовый поток с высоким давлением проходит через входное отверстие и сужается из-за сверхзвукового сопла. Далее два газовых потока объединяются в смесительной камере и создается смешанный потока. После чего смешанный газовый поток проходит в область диффузора и на выходе из эжектора давление смешанного потока выше, чем давление низконапорного потока без каких-либо затрат внешней энергии.

Далее газ после эжектора попадает в сепаратор. Внутри сепаратора происходит разделение двух фаз жидкого и газообразного. Газообразная составляющая сепаратора поступает в теплообменные аппараты №1 и №3 уже в качестве рабочего вещества, которое охлаждает природный газ, после этого газ проходит через компрессор, вследствие чего давление повышается до 20 МПа, и соединяется с новым притоком природного газа и весь процесс

сепаратор. В сепараторе происходит разделение сжиженного природного газа от обычного газа.

Азот после теплообмена с природным газом в теплообменнике №1, постепенно проходит через два компрессора, давление азота поднимается до 2 МПа. Затем азот разделяется на два потока, один поток служит для охлаждения азота с помощью холодильной машины, а второй поток проходит дальше без никаких манипуляций и в дальнейшем соединяется с первым потоком.

Затем азотный газ пропускается через теплообменник №1, где он снова охлаждается и направляется в камеру детандерной установки. После прохождения через камеру детандера, поток азота под давлением начинает приводить в движение турбину, а механическая энергия турбины передается компрессору, который сжимает азот за счет теплообмена с газом. Затем жидкий азот достаточно охлаждается, чтобы снова возобновить его циркуляцию.

Эффективность сжижения на заводе составляет почти 99%.

Энергоемкость СПГ оценивается в 840 кВтч/т.

Крупнотоннажное производство в России только развивается, безусловно можно с уверенностью сказать, что у российской нефтегазовой отрасли есть опыт и в малотоннажном производстве СПГ и этот опыт может дать толчок в модернизации технологий сжижения природного газа

Технологии, использующие цикл азотного охлаждения, являются более востребованными, из-за высокого коэффициента сжижения природного газа. На территории Российской Федерации наблюдается тенденция использования крупнотоннажного производства. В северной и восточной части России преобладают малотоннажные установки. Это связано с тем, что в тех краях слабо развита нефтегазовая отрасль.

При использовании технологий низкого сжижения углеводороды с высокой температурой кипения сначала конденсируются из газа, что приводит к высокому содержанию углеводородов в СПГ. Это снижает

					<i>Технологии производства СПГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

энергоэффективность использования СПГ и ограничивает спектр его применения.

2.2 Анализ установок

Таблица №4. Показатели работ малотоннажных установок

Тип схемы	Объекты работающих установок	Мощность, т/ч	Коэф. Ожижения, %	Удельные энергозатраты, кВт*ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	0,1	2	10
Дроссельный цикл высокого давления с предварительно фреоном охлаждением	АГНКС, г. Первоуральск	0,8	47	590
Дроссельный цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	0,5	4	10
Дроссельно-эжекторный цикл	АГНКС-500 «Развилка»	1,5	48	360
Дроссельно-детандерный цикл	ГРС-4, Екатеринбург	3	11	10
Азотный цикл	УСПГ Пермский край	1,5	99	840

Вывод: Проанализированы технологии сжижения природного газа их отличия, достоинства и недостатки. Рассмотрены возможные установки по сжижению природного газа с разными конструкционными решениями. Каждая установка имеет свои преимущества и недостатки. При выборе

оптимальной установки нужно учитывать проектные параметры производства и удельные энергозатраты. Установки имеют различные коэффициенты сжижения, что прямо пропорционально влияет на мощность и на необходимую энергию для стабильного производства продукта.

					<i>Технологии производства СПГ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

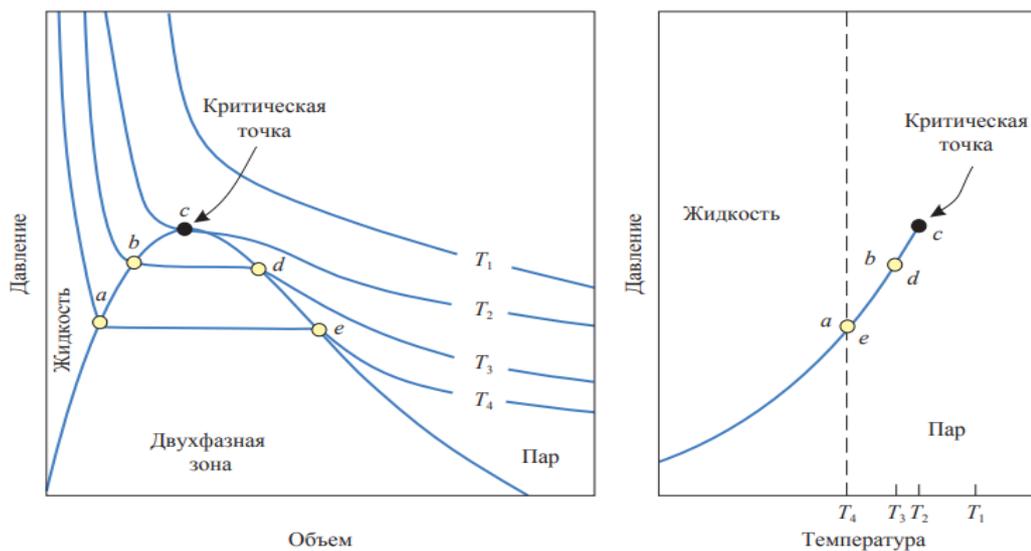
3. ИССЛЕДОВАНИЯ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

3.1 Фазовые переходы углеводородных компонентов.

Углеводородные фракции существуют в различных агрегатных состояниях. Переход от газа к жидкости называется "конденсацией", а обратным процессом называется - "испарением". Диаграмма, показывающая процесс перехода, может быть представлена следующим соотношением

- Давление-объем (p-V).
- Давление - температура (p-T).
- Давление - состав (содержание p-C5+).

Фазовое поведение чистых углеводородных компонентов обычно описывается упрощенной моделью фазового поведения смесей углеводородных компонентов в естественном состоянии. Фазовая диаграмма на рисунке 1а содержит несколько кривых, называемых изотермами. Каждая изотерма описывает зависимость между давлением и объемом при постоянной температуре (T_1, T_2, T_3, T_4). [10,11]



а

б

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Протодяконов				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.					37	123
Консульт.					НИ ТПУ гр.2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Исследование фазовых переходов углеводородных систем		

График 3.1 - Фазовые диаграммы в координатах: а-р-V; б-р-Т.

На рисунке 3.1 отображена диаграмма фазовых переходов чистого углеводородного компонента. Точка *a* показывает давление насыщения газа, т.е. отражает начальный процесс испарения жидкой фазы углеводородного компонента. Точка *e* определяет начало перехода в газообразную фазу. На отрезке *a-e* (рисунок 3.1а) изотермы Т4 увеличение объема испарения проходит независимо от давления. Давление в точках *a*, *e* остается неизменным в начале процесса конденсации и парообразования.

На графике присутствует двухфазная зона, которая уменьшается при приближении к точке *c*. Данная точка является критической, т.е. фазы находятся в термодинамическом равновесии.

Двухфазная зона отображена в виде купола. Правая граница купола, относительно критической точки, называется кривой точки росы, а левая граница – это кривая точки кипения. Правая область, расположенная от двухфазной зоны – это пар, а слева – это жидкость

Рисунок 3.1 б отображает зависимость фазовых переходов от давления и температуры

3.2 Методика описания фазовых переходов углеводородных компонентов.

При описании фазовых равновесий используется уравнение Клайперона-Менделеева, которое основано на свойствах идеального газа при определённых параметрах. Оно не учитывает взаимодействие молекул реального газа, что в свою очередь приводит к неточному описанию процессов.

В 1873 году Иоханнесом Дидериком Ван-дер-ваальсом была предложена формула для описания фазовых равновесий реального газа:

$$\left(P + \frac{av^2}{V^2} \right) (V - bv) = \nu RT \quad (3.1)$$

					Исследование фазовых переходов углеводородных систем	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

где: P , V и T - давление, объём и температура газа, ν - количество молей газа, a и b - константы для определенного газа. Для разных газов константы a и b отличаются, их можно определить эмпирическим путем. R - газовая постоянная газа, такая же, как и для идеального газа.

Существуют силы, которые на определённом расстоянии действуют на молекулы газа. Сила притяжения заставляет молекулы сталкиваться и в момент столкновения появляется сила отталкивания. Эти силы взаимодействуют с молекулами реального газа.

Если газ находится в закрытом сосуде, то с молекулами, которые рядом со стенкой сосуда, взаимодействуют другие молекулы, направленные внутрь газа. Это создает внутреннее давление.

Концентрация газа влияет на значение внутреннего давления. При уменьшении концентрации в n раз, сила притяжения уменьшается в n^2 раз. Значение внутреннего давления уменьшается пропорционально квадрату концентрации. Тогда для суммарного давления внутри газа P' можно записать:

$$P' = P + \frac{a_0 N^2}{V^2}, \quad (3.2)$$

где: P - давление газа, которое действует на стенку сосуда, a_0 - константа, которая определяется по физическим и химическим параметрам газа, N - количество молекул газа в объеме. Отношение N/V представляет собой концентрацию молекул газа. Величина P' - это давление идеального газа при таких же параметрах.

Вводя обозначение.

$$a = a_0 N_A^2, \quad (3.3)$$

где: N_A - постоянная Авогадро, имеем

					Исследование фазовых переходов углеводородных систем	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$P' = P + \frac{av^2}{V^2} \quad (3.4)$$

Вместе с этими поправками, учитывающими взаимодействие между молекулами реального газа, получается более достоверное описание состояния газа. В это уравнение входит константа a , необходимая для определения полного давления P' , которое также зависит от параметров дескриптивного газа.

Следующим этапом будет определение поправки на силу отталкивания. Эта сила зависит от расстояния между молекулами, а не от концентрации молекул газа.

Величина поправки пропорциональна числу молекул N и от физико-химических свойств газа.

$$V' = V - b_0 N, \quad (3.5)$$

где: b_0 - коэффициент, определяемый свойствами молекул. Вводя обозначение

$$b = b_0 N_A \quad (3.6)$$

представим формулу (3.5) в виде

$$V' = V - bv. \quad (3.7)$$

Константы a и b определяются экспериментальным путем.

При замене левой части уравнения идеального газа, т.е. уравнение Клайперона-Менделеева, на поправочное произведение PV , то получается уравнение Ван-дер-Ваальса (3.1).

Критические параметры $P_{кр}$, $V_{кр}$ и $T_{кр}$ можно найти из условия, что в критической точке изотерма Ван-дер-Ваальса имеет как экстремум, так и точку перегиба:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_{T=T_{кр}} = 0, \quad (3.10)$$

					Исследование фазовых переходов углеводородных систем	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2} \right)_{T=T_{кр}} = 0 \quad (3.11)$$

Решая эти два уравнения совместно с (3.11) можно получить

$$P_{кр} = \frac{1}{27} \frac{a}{b^2}, \quad (3.12)$$

$$V_{кр} = 3b, \quad (3.13)$$

$$T_{кр} = \frac{8}{27} \frac{a}{Rb}. \quad (3.14)$$

Таким образом, из уравнения состояния газа Ван-дер-Ваальса следует существование у реальных газов критической точки с параметрами $P_{кр}$, $V_{кр}$ и $T_{кр}$, величина которых зависит от свойств газа.

3.3 Исследование фазового равновесия смесей углеводородных компонентов природного газа

Природный газ состоит из углеводородов с примесью различных веществ таких как, азот, сера, кислород, гелий, углекислый газ и др. Основным компонентом природного газа является метан. Его количество может быть в диапазоне 57-98 %. На втором месте идет этан содержание которого варьируется между 0,1 и 9 %. [13,12]

Начальным этапом сжижения газа является его очистка и осушка от ненужных примесей и влаги. Далее газ можно сжижать при оптимальных для установки параметрах.

Важно учесть критические точки сжижаемого газа, т.к. они могут отличаться от критических параметров чистых компонентов углеводорода.

Диаграммы (рисунки 3.2,3.3,3.4,3.5) изображают фазовые равновесия парных компонентов (метана, этана, пропана, бутана), их критические точки, молярное содержание, участки конденсации, кипения. [14,15,16]

Можно заметить, что характер кривых фазового равновесия данных смесей при увеличении доли высококипящего компонента в смеси не меняется

					Исследование фазовых переходов углеводородных систем	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

и смещается в сторону кривой индивидуального высококипящего вещества.

При этом максимальные значения $P_{кр}$ и $T_{кр}$ соответственно составляют:

- для парных углеводородных компонентов метана (63%) и этана критические значения будут составлять 70кгс/см² и -23 С (рисунок 3.2)
- для парных углеводородных компонентов метана (72%) и пропана критические значения будут составлять 100кгс/см² и 5 С (рисунок 3.3)
- для парных углеводородных компонентов метана (78%) и бутана критические значения будут составлять 140кгс/см² и 21 С (рисунок 3.4) [18]

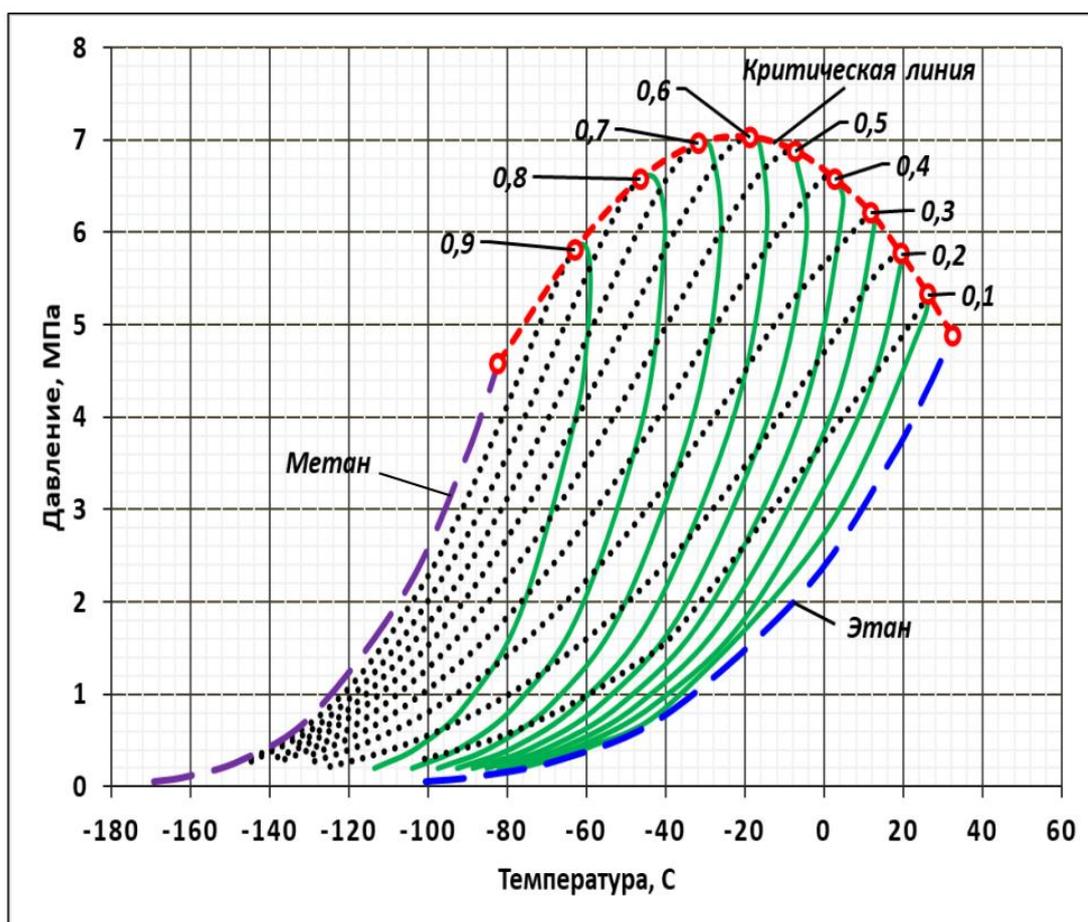


График 3.2 – P-T диаграмма фазовых превращений для парных углеводородных компонентов метан-этан: красная пунктирная линия – критическая кривая, черные точечные линии – кривая процесса кипения, зеленая сплошная линия – кривая процесса конденсации; значения над красной линией обозначают содержания молярного состава компонента

смеси; пунктирные линии – кривые сжижения чистых углеводородных
КОМПОНЕНТОВ

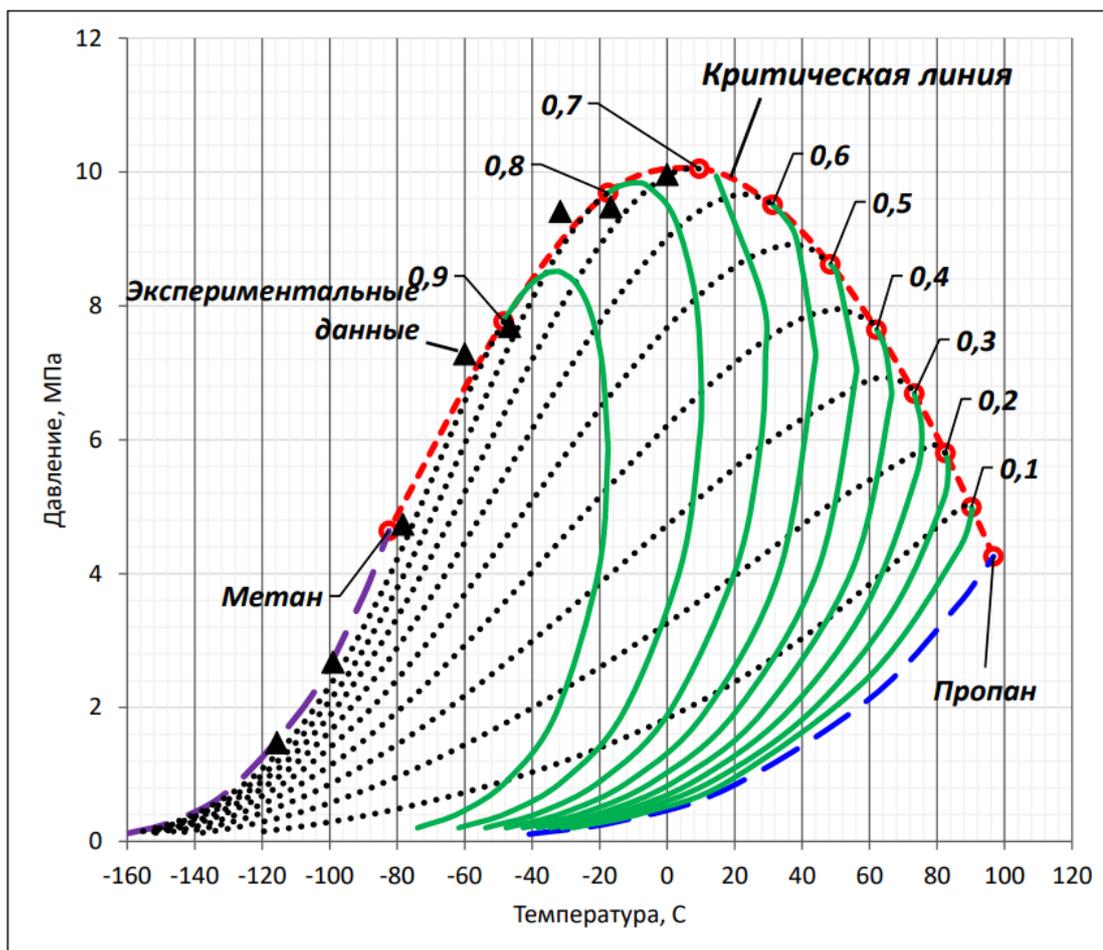


График 3.3 P-T диаграмма фазовых превращений для парных углеводородных компонентов метан-пропан: красная пунктирная линия – критическая кривая, черные точечные линии – кривая процесса кипения, зеленая сплошная линия – кривая процесса конденсации; значения над красной линией обозначают содержания молярного состава компонента смеси; пунктирные линии – кривые сжижения чистых углеводородных
КОМПОНЕНТОВ

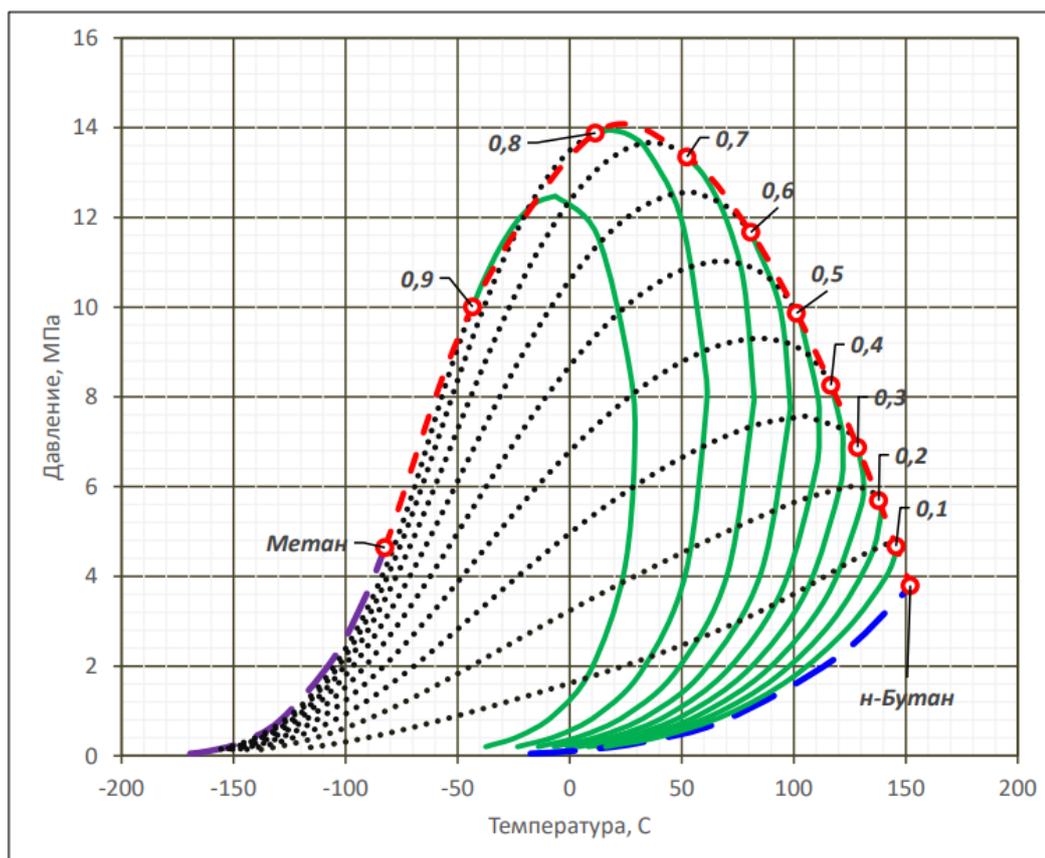


График 3.4 – P-T диаграмма фазовых превращений для парных углеводородных компонентов метан-бутан: красная пунктирная линия – критическая кривая, черные точечные линии – кривая процесса кипения, зеленая сплошная линия – кривая процесса конденсации; значения над красной линией обозначают содержания молярного состава компонента смеси; пунктирные линии – кривые сжижения чистых углеводородных компонентов [17]

Данные графики помогают лучше определить оптимальные параметры (давления и температуры) производства сжиженного природного газа.

Проведенный анализ свидетельствует о том, что при постоянном давлении температура парных смесей зависит от соотношения компонентов смеси, а состав газа при конденсации и испарении - от давления и температуры

Вывод: В данной главе были проанализированы и фазовые равновесия углеводородных компонентов. Описаны фазовые превращения

углеводорода с помощью уравнения Ван-дер Вальса, которое учитывает поправки давления и объема реального газа, вводя соответствующие коэффициенты. Также были рассмотрены диаграммы фазовых превращений парных компонентов углеводорода, их термобарические условия сжижения, критические значения, кривые конденсации и кипения.

					<i>Исследование фазовых переходов углеводородных систем</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

4. РЕАЛИЗАЦИЯ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

4.1 ГРС г. Якутска

Исходные данные

1	Дата приемки ГРС в эксплуатацию	2006 год
2	Проектно-конструкторская организация	ТюменьНИИГазпрогаз
3	Форма обслуживания	Вахтенная
	- число операторов	8 чел.
4	Газопровод-отвод к ГРС название	СВГКМ-Берге-Якутск-Хатассы
	- место подключения к МГ	Кран магистральный 9-1
	- длина	
	- диаметр	Ду 500 мм
	- тип кранов и АЗК	Кран подземный, пр-ва Алексинский завод
5	Расстояние от ГРС до ЛПУ (км)	12 км
6	Пропускная способность (тыс. м ³ /ч):	$Q_{\text{проект}} = 120 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$ (40 тыс м3/ч-12 кгс/см ² , 80 тыс м ³ /ч -6 кгс/см ²).; $Q_{\text{факт}} = 54 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$
7	Число потребителей газа	2 (два)
8	Наименование потребителей	г. Якутск, п. Марха, п. Жатай
9	Ведомство потребителей	УГРС «Сахатранснефтегаз»
10	Давление газа:	

					Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Протоdjяконов			Реализация малотоннажного производства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					46	123
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- на входе (1-ая и 2-ая нитка) ГРС $P_{проект} = 55 \text{ кгс/см}^2; P_{факт} = 36 \text{ кгс/см}^2$

- на выходе ГРС

1. 1-ая выходная линия:

$P_{проект} = 6,0 \text{ кгс/см}^2$

$P_{факт} = 6,0 \text{ кгс/см}^2$

2. 2-ая выходная линия:

$P_{проект} = 12,0 \text{ кгс/см}^2;$

$P_{факт} = 6,0 \text{ кгс/см}^2.$

11 Диаметр выходных газопроводов (мм)

1. 1-ая выходная линия $D_y =$

426 мм

2. 2-ая выходная линия $D_y =$

325 мм

12 Расстояния потребителей от ГРС

- по длине выходных газопроводов

50 м

- по месторасположению

50 м

Исходным сырьем для подготовки и редуцирования является природный газ, поступающий на площадку резервного узла редуцирования (РУР) от Мастахского и Средне-Вилуйского газоконденсатного месторождения по системе магистральных трубопроводов.

Природный газ представляет собой смесь углеводородов с низкой молекулярной массой. Он имеет следующий примерный состав (по объему) 90-95% метана, 3-5% этана, пропана, бутана и небольшое количество примесей – азота, благородных газов, оксида углерода и паров воды.

Можно добавить, что в данном природном газе нет содержания сероводорода. Это улучшает качество конечного продукта и обслуживание комплексов по транспортировке, редуцирования и сжижения ПГ.

Таблица 4 - Состав природного газа на СВГН месторождении

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Наименование параметра	Значение, % моль
Метан	93,87
Этан	4,48
Пропан	0,9197
Изо-Бутан	0,0812
Изо-Пентан	0,009572
Азот	0,503
Двуокись углерода	0,0375

4.2 Детандер

Детандер преобразует потенциальную энергию газа в механическую энергию. В то же время он понижает температуру газа. Они используются в контурах жидких газов, таких как кислород, водород и гелий. Поршневые расширители и турбодетандеры являются типичными примерами.

Устройства с расширителями способны поглощать механическую и электрическую энергию. Такие устройства называются турбодетандерами, и принцип их работы основан на перепаде давления.

Устройство турбодетандера

Турбодетандер состоит из одного или двух герметичных камер с единым валом, внутри которого двигается рабочее колесо за счет потока газа, т.е. она представляет собой лопаточную турбинную машину с непрерывным действием.

При прохождении потока через турбодетандер газ расширяется и охлаждается. Турбодетандер можно применять на промышленных установках для охлаждения газа, разделения на разные компоненты и для производства сжиженного природного газа

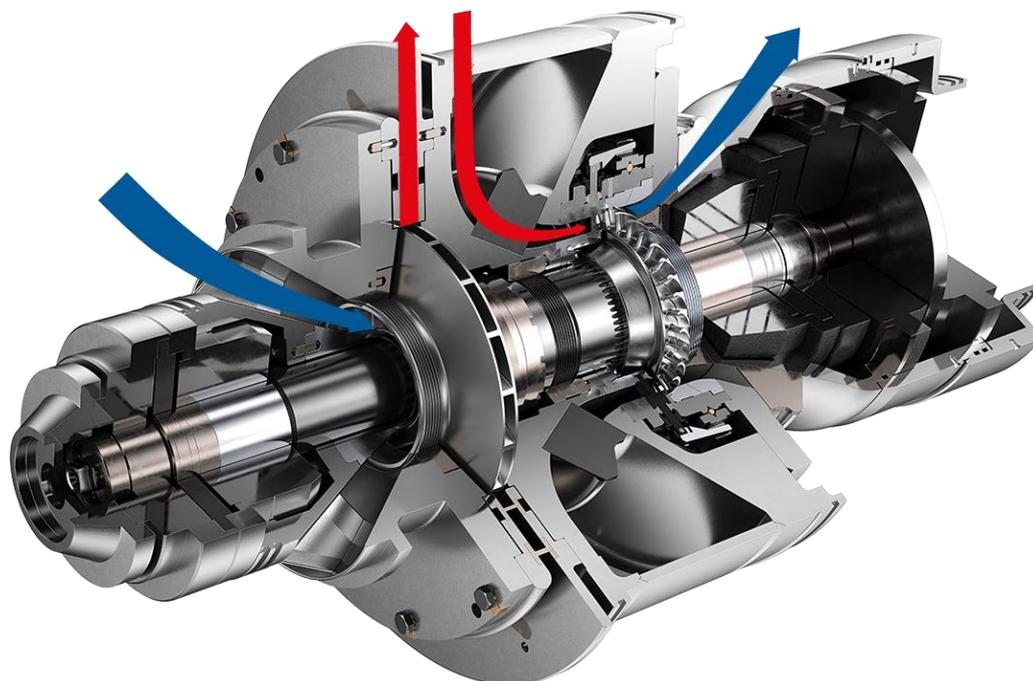


Рисунок 4.1 - Турбодетандер в разрезе

В конструкцию турбодетандера входит корпус, ротор, сопловой регулируемый аппарат, а также направляющий аппарат, оборудованный поворотными механизмами.

Данное устройство работает на энергии проходящего через него потока и не нуждается в электроэнергии. Турбодетандер включает в себя несколько ступеней, также он может быть активным и реактивным. Активный турбодетандер понижает давление только на неподвижных направляющих аппаратах, а реактивные могут понижать давление еще и внутри ротора.

Рабочие параметры турбодетандеров:

- Мощность: от 100 до 60 МВт;
- Производительность: до 80 млн. м³/сут;
- Давление на входе: до 150 атм;
- Температура на входе: от -196°С;
- КПД детандера: до 93%

4.3 Принцип работы турбодетандерных установок

Когда поток газа проходит через турбодетандерное устройство, через специальные отверстия для трубопроводов, газ поступает в камеру с

неподвижным направляющим каналом. Далее газ приводит в действие лопаточный ротор, который в свою очередь передает потенциальную энергию в кинетическую по единому валу на соединенный к нему компрессор или генератор. После прохождения ротора, газ по закону Джоуля-Томпсона расширяется и охлаждается

При эксплуатации данной установки, на входе в турбодетандер поддерживается неизменное оптимальное давление. В такой ситуации давление регулируется специальными клапанами, что не совсем рационально. Для этого используют определенные турбины, которые могут работать с изменяющимся давлением при открытых входных клапанах. В основном используются клапаны с большим размером, что позволяет увеличить расширение и соответственно охлаждение газа на 5-10 %.

Такое же изменение относится и к насосам, создающим давление газа. Выбор основывается на проектных данных. Оптимальным для получения энергии за счет избыточного давления является турбодетандер. В то же время газ, проходящий через устройство, используется эффективно и без потерь, независимо от режима работы. Таким образом, весь цикл является термодинамически обратимым процессом.

4.6 Типы турбодетандеров

Детандер-компрессор

Он широко используется в промышленности. После отделения тяжелых углеводородов в сепарационной камере газ компримируется в компрессоре. Этот агрегат имеет один вал с рабочим колесом детандера и с колесом компрессора. Такой турбодетандер эксплуатируется в технологическом контуре для снижения температуры газа или для повышения давления технологического газа за счет работы ступени сжатия.

Детандер-генератор

Используются для утилизации (регенерации) энергии компримированного газа с целью выработки электроэнергии на технических установках или на ГРС.

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Детандер с гидротормозом

Используются, когда требуется небольшое производство холода (до 100 кВт) и неэкономично использовать электроэнергию, вырабатываемую расширителем.

Варианты исполнения турбодетандеров:

- с подшипниками традиционного типа
- с различными системами уплотнения вала
- с активными магнитными подшипниками

4.4 Методика расчет детандера

Таблица 5 – Расчетные данные.

Рабочее вещество	природный газ
Давление газа на входе в турбодетандер	$P_1 = 55 \text{ кгс/см}^2$
Давление на выходе из турбодетандера	$P_2 = 12 \text{ кгс/см}^2$
Массовый расход газа	$G = 10 \text{ кг/с}$
Объемный расход газа	$V = 843 \text{ м}^3/\text{ч}$

Направляющий аппарат детандера включает в себя лопатки с неизменным состоянием

Наклон лопатки на входе в РК будет составлять $\beta_1=90$

Средний канал направляющего аппарата будет под углом $\alpha_c=6^\circ$;

При выходе газового потока из РК наклон лопатки будет равен $\beta_2=40$

Отношение скорости газового потока на входе к скорости газового потока в подводящее устройство равен $k_H=1$

Радиальный коэффициент $\mu = 0.4$

4.4.1 Термогазодинамический расчет

Зная начальные параметры давления и температуры газа на входе в направляющий аппарат, можно определить энтальпию и энтропию газа.

Энтальпия $I_o = 4054,2 \text{ кДж/кмоль}$;

Энтропия $S_o = 119,9 \text{ кДж/кмоль} \times \text{К}$;

По значениям P_k и S_0 определяется энтальпия газа при адиабатическом расширении в ТДА: $I_{ks} = 2079,3$ кДж/кмоль

Изоэнтропный перепад энтальпии в ТДА выражается по формуле:

$$I_s = I_0 - I_{ks}, \quad (4.1)$$

$$I_s = 4054,2 - 2079,3 = 1974,9 \text{ кДж/кмоль},$$

Определив перепад энтальпии можно вычислить условную скорость газового потока

$$C_s = \sqrt{\frac{2000 * I_s}{\mu}}, \quad (4.2)$$

$$C_s = \sqrt{\frac{2000 * 1974,9}{29}} = 396,1 \text{ м/с}$$

Далее найдем значение переносной скорости на входе в РК:

$$U_1 = X * C_s, \quad (4.3)$$

Где X – безразмерная окружная скорость. Для ТДА высокого давления она равняется 0,67

$$U_1 = 0,67 * 369,1 = 247,3 \text{ м/с}$$

Затем найдем действительную скорость течения газового потока из направляющего аппарата:

$$C_1 = \frac{U_1 * \sin \beta_1}{\sin(\beta_1 - \alpha_c)}, \quad (4.4)$$

$$C_1 = \frac{247,3 * \sin(90^\circ)}{\sin(90^\circ - 6^\circ)} = 248,7 \text{ м/с}$$

Энтальпия газа после выхода из аппарата выражается по формуле:

$$I_1 = I_0 - \frac{C_1^2 * \mu}{2000} = 3157,4 \text{ кДж/кмоль}$$

Найдем энтальпию в аппарате при изоэнтропном расширении

$$I_{1s} = I_0 - \frac{(I_0 - I_1)}{\varphi^2}, \quad (4.5)$$

Коэффициент учитывающий скорость направляющего аппарата $\varphi = 0,9$

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$I_{1s} = 4054,2 - \frac{(4054,2 - 3157,4)}{0,9^2} = 2947 \text{ кДж/кмоль},$$

Давление газового потока P1 (на выходе) можно определить по найденным величинам энтальпии I_{1s} и энтропии S_0 . Оставшиеся параметры такие как, температура энтропия и плотность на выходе можно определить по P1 и I1

$$P1 = 2,33 \text{ Мпа},$$

$$T1 = 136,2 \text{ К},$$

$$S1 = 121,5 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К},$$

$$p_1 = 77,374 \text{ кг/м}^3;$$

Для определения числа Маха, который учитывает поведение газового потока при определенной скорости и сжимаемости газа. Для начала определим скорость звука, которая определяется по формуле:

$$a_1 = \sqrt{\frac{1 \cdot 10^6 \cdot k \cdot P_1}{p_1}}, \quad (4.6)$$

Где $k = \frac{c_p}{c_v}$, коэффициент адиабаты, $k = 1,28$

$$a_1 = \sqrt{\frac{1 \cdot 10^6 \cdot 1,28 \cdot 2,33}{77,374}} = 196,2 \text{ м/с}$$

Число Маха при действительной скорости газового потока и скорости звука при выходе из аппарата

$$M_{c1} = \frac{c_1}{a_1}, \quad (4.7)$$

$$M_{c1} = 248,7 / 196,2 = 1,26$$

При $M_{c1} > 1$ данное значение показывает что режим течения внутри канала сверхзвуковой.

Определим нужные параметры в узком сечении канала где происходит трение газа о стенки ТДА.

Показатель политропного процесса расширения газа определяется по формуле:

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$m = \frac{\kappa}{[\kappa - \varphi^2 * (\kappa - 1)]}, \quad (4.8)$$

$$m = \frac{1.28}{[1.28 - 0.9^2 * (1.28 - 1)]} = 1,28$$

Далее находим давление:

$$P^* = P_0 * \left[\frac{2}{m+1} \right]^{m-1}, \quad (4.9)$$

$$P^* = 7,06 * \left[\frac{2}{1,28 + 1} \right]^{1,28-1} = 3,87 \text{ Мпа}$$

Энтальпия изоэнтропного расширения определим по значениям параметров давления P^* и энтропии S_0 , которая равна $I_s^* = 3393 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

Энтальпия при истечении с трением определяется по формуле:

$$I^* = I_0 - \frac{I_0 - I_s^*}{\varphi^2}, \quad (4.10)$$

$$I^* = 4054,2 - \frac{4054,2 - 3393}{0,9^2} = 3237,9 \text{ кДж/кмоль}$$

Плотность и температура определяется по P^* и I^*

$$\rho^* = 121,693 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$T^* = 151 \text{ К}$$

Абсолютная скорость ПГ через сечение находится по формуле:

$$C^* = \sqrt{\frac{2000 * (I_0 - I^*)}{\mu}}, \quad (4.11)$$

$$C^* = \sqrt{\frac{2000 * (4054,2 - 3237,9)}{29}} = 237,3 \text{ м/с}$$

Площадь проходного сечения аппарата определяем по формуле:

$$f_c = \frac{G}{(C^* * \rho^*)}, \quad (4.12)$$

$$f_c = \frac{0,2789}{(237,3 * 121,393)} = 9,659 * 10^{-6} \text{ м}^2$$

Угол потока при выходе из аппарата при сверхкритичном режиме определяется по формуле:

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$\alpha_1 = \arcsin \left[\frac{C^* * \rho^* * \sin \alpha_c}{C_1 * \rho_1} \right], \quad (4.13)$$

$$\alpha_1 = \arcsin \left[\frac{237,3 * 121,693 * \sin 6^0}{248,7 * 77,374} \right] = 9^0;$$

Наружный диаметр колеса определяем по формуле:

$$d_1 = \left[\frac{G}{\pi * \bar{b}_1 * \tau_1 * \rho_1 * C_1 * \sin \alpha_1} \right]^{0.5}, \quad (4.14)$$

Где \bar{b}_1 – относительная ширина рабочего колеса на входе, которая равна 0,045

τ_1 – коэффициент стеснения на входе в рабочее колесо, она равна 0,85;

$$d_1 = \left[\frac{0,2789}{\pi * 0,045 * 0,85 * 77,4 * 248,7 * \sin 9^0} \right]^{0.5} = 0,028 \text{ м}$$

Ширина РК на входе определяем по формуле:

$$b_1 = \bar{b}_1 * d_1, \quad (4.15)$$

$$b_1 = 0,045 * 0,028 = 0,0013 \text{ м}$$

Окружная скорость на выходе из рабочего колеса находим по формуле:

$$U_2 = \mu * U_1, \quad (4.16)$$

$$U_2 = 0,4 * 247,30 = 98,9 \text{ м/с}$$

Скорость потока при входе в РК определяем по формуле:

$$W_1 = \frac{U_1 * \sin \alpha_1}{\sin(\beta_1 - \alpha_1)}, \quad (4.17)$$

$$W_1 = \frac{247,3 * \sin 9^0}{\sin(90^0 - 9^0)}$$

Энтальпия изоэнтропного расширения РК на выходе определяется по значениям параметров давления P_k и энтропии, $I_{2s} = 2235,9$ кДж/кмоль;

Степень реактивности определяем по формуле:

$$\rho_T = \frac{(I_1 - I_{2s})}{I_S}, \quad (4.18)$$

$$\rho_T = \frac{(3157,4 - 2235,9)}{1974,9} = 0,47$$

Скорость потока при выходе из РК определяем по формуле:

$$W_2 = \psi * \sqrt{\frac{2000 - (I_1 - I_{2S})}{\mu} + W_1^2 - U_1^2 + U_2^2}, \quad (4.19)$$

Где ψ - коэф. Относительной скорости РК, учитывающий отклонение действительного процесса от идеального, $\psi=0,8$

$$W_2 = 0,8 * \sqrt{\frac{2000 - (3157,4 - 2235,9)}{29} + 39,2^2 - 247,3^2 + 98,9^2} = 93,7 \text{ м/с}$$

Скорость потока при выходе из РК ТДУ-5 в определяем по формуле:

$$C_2 = \sqrt{W_2^2 + U_2^2 - 2 * U_2 * W_2 * \cos\beta_2}, \quad (4.20)$$

$$C_2 = \sqrt{93,9^2 + 98,9^2 - 2 * 98,9 * 93,9 * \cos 40^\circ} = 66,1 \text{ м/с};$$

Угол выхода потока из РК в абсолютном движении определяем по формуле:

$$\alpha_A = \arccos[W_2^2 - U_2^2 - C_2^2] / (2 * C_2 * U_2), \quad (4.21)$$

$$\alpha_A = \arccos[93,9^2 - 98,9^2 - 66,1^2] / (2 * 66,1 * 98,9) = 114,1^\circ;$$

Потери холода в аппарате определяем по формуле:

$$\Delta I_{HA} = I_{2S} - I_{KS}, \quad (4.22)$$

$$\Delta I_{HA} = 2235,9 - 2079,3 = 156,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}};$$

Относительное значение найдем по формуле:

$$\zeta_{HA} = \frac{\Delta I_{HA}}{I_S}, \quad (4.23)$$

$$\zeta_{HA} = \frac{156,6}{1974,6} = 0,165$$

Потери энергии при движении потока в каналах РК определяем по формуле:

$$\Delta I_K = W_2^2 * \frac{\left(\frac{1}{\psi^2} - 1\right) * \mu}{2000}, \quad (4.24)$$

$$\Delta I_K = 93,9^2 * \frac{\left(\frac{1}{0,8^2} - 1\right) * 29}{2000} = 71,9 \text{ кДж/кмоль};$$

Относительное значение определяем по формуле:

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$\zeta_K = \frac{\Delta I_K}{I_S}, \quad (4.25)$$

$$\zeta_K = \frac{71,9}{1974,9} = 0,045;$$

Потери энергии с выходной скоростью потока определим по формуле:

$$\Delta I_{BC} = \frac{C_2^2 * \mu}{2000}, \quad (4.26)$$

$$\Delta I_{BC} = \frac{66,1^2 * 29}{2000} = 63,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}};$$

Относительное значение определим по формуле:

$$\zeta_{BC} = \frac{\Delta I_{BC}}{I_S}, \quad (4.27)$$

$$\zeta_{BC} = \frac{63,4}{1974,9} = 0,04$$

Гидравлический КПД определяем по формуле:

$$\eta_{\Gamma} = 1 - \zeta_{HA} - \zeta_{BC} - \zeta_K, \quad (4.28)$$

$$\eta_{\Gamma} = 1 - 0,165 - 0,04 - 0,045 = 0,75;$$

Параметры потока на выходе из РК определим по формуле

энтальпия:

$$I_2 = I_{2S} + \Delta I_K, \quad (4.29)$$

$$I_2 = 2235,9 + 71,9 = 2307,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}};$$

Плотность и температура определяется по значениям P_k и I_2 :

$$\rho = 86,91 \text{ кг/м}^3$$

$$T_2 = 102,3 \text{ К};$$

Скорость звука ПГ при параметрах потока на выходе из РК ТДУ-5 после определения скорости, в параметрах ГРС скорость может достигать 25 м/с

$$a_2 = \sqrt{1 * 10^6 * k * P_2 / \rho_2}, \quad (4.30)$$

$$a_2 = \sqrt{1 * 10^6 * 1,28 * 0,675 / 86,91} = 104,3 \text{ м/с}$$

Число Маха по относительной скорости потока при выходе из РК

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$M_{W2} = W_2/a_2, \quad (4.31)$$

Если Число Маха $> 0,96$, то нужно увеличить диаметр μ

$$M_{W2} = \frac{93,9}{104,3} = 0,9 < 0,96;$$

Основные характеристики турбодетандера

Частота вращения ротора определим по формуле:

$$n = \frac{60 * U_1}{\pi * d_1}, \quad (4.32)$$

$$n = \frac{60 * 247,3}{\pi * 0,028} = 168697 \text{ мин}^{-1};$$

Мощность дискового трения определяем по формуле:

$$N_{TD} = 10^{-3} * \beta_{TP} * U_1^3 * \rho_1 * d_1^2, \quad (4.33)$$

Где β_{TP} – экспериментальный коэф, который учитывает потери от дискового трения, находится в пределах $0,7 * 10^{-3} \dots 1,5 * 10^{-3}$.

$$\beta_{TP} = 0,47 * \kappa_{TP} * Re_1^{-0,5} \text{ при } Re_1 \leq 5,6 * 10^5;$$

$$\beta_{TP} = 0,0089 * \kappa_{TP} * Re_1^{-0,2} \text{ при } Re_1 \leq 5,6 * 10^5;$$

Где κ_{TP} – поправочный коэф. Учитывающий форму и тип РК. Для полуоткрытых колес $\kappa_{TP} = 1,6 \dots 2,5$. Выбираем $\kappa_{TP} = 2$.

Re_1 – критерий Рейнольдса при параметрах входа потока в колесо

$$Re_1 = \frac{U_1 * d_1 * \rho_1}{\eta_1}, \quad (4.34)$$

Где η_1 – коэф. Динамической вязкости, который равен $10,4 * 10^{-6} \text{ Па} * \text{с}$;

$$Re_1 = \frac{247,3 * 0,0028 * 77,374}{10,4 * 10^{-6}} = 51515579$$

При $Re > 5,6 * 10^5$, выходит:

$$\beta_{TP} = 0,0089 * 2 * 51515579^{-0,2} = 510,54 * 10^{-6},$$

$$N_{TD} = 10^{-3} * 510,54 * 10^{-6} * 247,3^3 * 77,374 * 0,028^2 = 0,468 \text{ кВт};$$

Потери холода от дискового трения определим по формуле:

Абсолютное значение:

$$\Delta I_{TD} = \frac{N_{TD} * \mu}{G}, \quad (4.35)$$

$$\Delta I_{ТД} = \frac{0,468 * 29}{0,279} = 48,645 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}};$$

Относительное значение определим по формуле:

$$\zeta_{ТД} = \frac{\Delta I_{ТД}}{I_S}, \quad (4.36)$$

$$\zeta_{ТД} = \frac{48,645}{1974,9} = 0,03;$$

Потери холода от перекачки газа через зазор между корпусом и стороной РК.

Коэффициент перекачек через зазор определим по формуле:

$$\alpha_{УТ} = \frac{\Delta \mu_3 * \bar{\Delta}_{min}}{\tau_2 * (1 - \zeta_{ВТ}^2)}, \quad (4.37)$$

Где μ_3 - поправочный коэф. при расчете перекачек через зазор между колесом и корпусом. Находится в диапазоне 0,3 ... 0,6 .

$$\mu_3 = 0,4;$$

$\bar{\Delta}_{min}$ – относительный минимальный зазор, определяется по следующей формуле:

$$\xi_{УТ} = \alpha_{УТ} * \eta_{Г}, \quad (4.38)$$

$$\xi_{УТ} = 0,003 * 0,83 = 0,02$$

Адиабатный КПД определим по формуле:

$$\eta_S = \eta_{Г} - \xi_{ТД} - \xi_{УТ} \quad (4.39)$$

$$\eta_S = 0,75 - 0,03 - 0,02 = 0,7;$$

Действительный перепад энтальпии в ТДА определим по формуле

$$I = I_S * \eta_S, \quad (4.40)$$

$$I = 1974,9 * 0,849 = 1976,7 \text{ кДж/кмоль}$$

Холодопроизводительность ТДА определяется по формуле

$$Q_0 = \frac{G * I * \eta_V}{\mu}, \quad (4.41)$$

Где η_V - коэффициент учитывающий внешние утечки газа, $\eta_V = 0,98$

$$Q_0 = \frac{0,2789 * 1676,7 * 0,98}{29} = 15,8 \text{ кВт};$$

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Мощность на валу ТДА определяется по формуле:

$$N_{\text{э}} = Q_0 * \eta_{\text{м}}, \quad (4.42)$$

Где $\eta_{\text{м}}$ – коэффициент, учитывающий потери в подшипниках, который равен 0,95

$$N_{\text{э}} = 15,8 * 0,95 = 15,01 \text{ кВт}$$

Энтальпия потока на выходе из ТДА определим по формуле:

$$I_k = I_0 - I, \quad (4.43)$$

$$I_k = 4054,2 - 1676,7 = 2377,5 \text{ кДж/кмоль}$$

Температура газа на выходе из ТДА T_k определяется по значениям P_k и I_k : $T_k = 102,4 \text{ К}; [20,21]$

Таблица 6 Параметры турбодетандера

№	Наименование	Обозначение
1	Давление на входе	$P_1 = 5,5 \text{ МПа}$
2	Давление на выходе	$P_2 = 1,2 \text{ МПа}$
4	Температура на выходе	$T = 102,4 \text{ К}$
5	Холодопроизводительность	$Q_0 = 15,8 \text{ кВт}$
6	Мощность на валу	15,01 кВт

4.5 Методика расчета теплообменного аппарата

Таблица 7 – Исходные данные

Давление на входе охлаждаемого газа	$P_1 = 5.5 \text{ Мпа}$
Температура охлаждаемого газа на входе	$T_1 = 20 \text{ С}$
Температура охлаждаемого газа на выходе	$T_2 = -100 \text{ С}$
Давление на входе нагреваемого газа	$P_2 = 1.2 \text{ Мпа}$
Температура нагреваемого газа на входе	$T_3 = -120 \text{ С}$
Температура нагреваемого газа на выходе	$T_4 = 18 \text{ С}$
Расход охлаждаемого газа	$G_1 = 10 \text{ кг/с}$

Определяется средняя температура охлаждаемого теплоносителя

$$t_{cp} = 0,5(T1 + T2) \quad (4.44)$$

$$t_{cp,гр п} = 0,5(20 - 100) = 40 \text{ C}$$

Определяется средняя температура нагреваемого теплоносителя

$$t_{cp} = 0,5(T3 + T4) \quad (4.45)$$

$$t_{cp,хл п} = 0,5(-120 + 18) = -51 \text{ C}$$

С помощью графиков определяем значение динамической вязкости, теплопроводности, теплоемкости. В данных графиках точки 19,4,1 отображают значение вязкости, теплоемкости и теплопроводности метана соответственно.

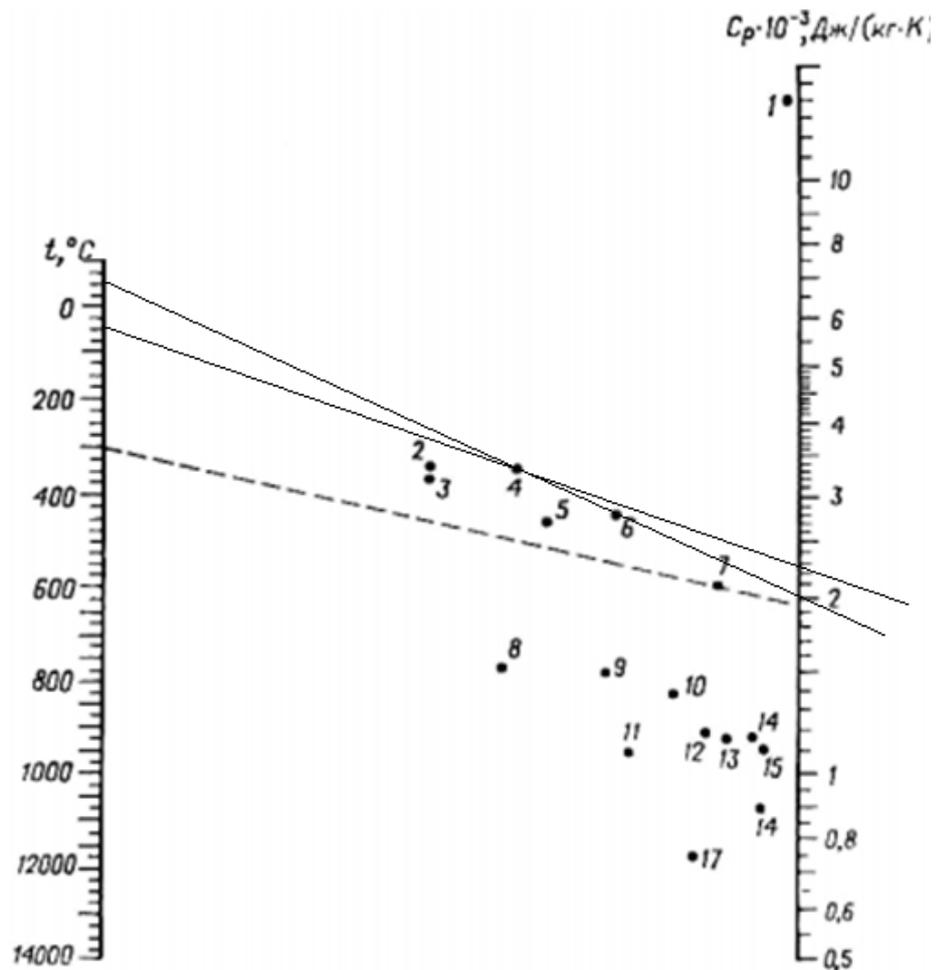


График 4.1 - Номограмма для определения удельной теплоемкости газов

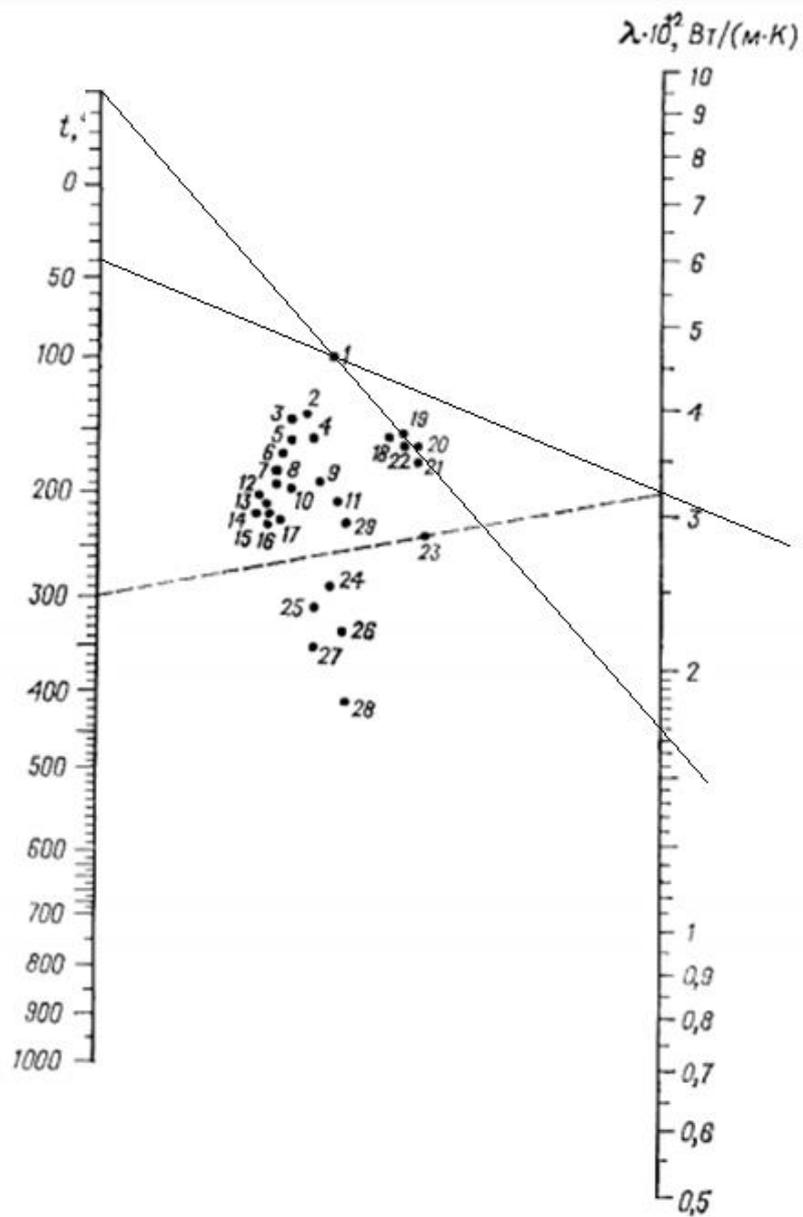


График 4.2 - .Номограмма для определения теплопроводности газов

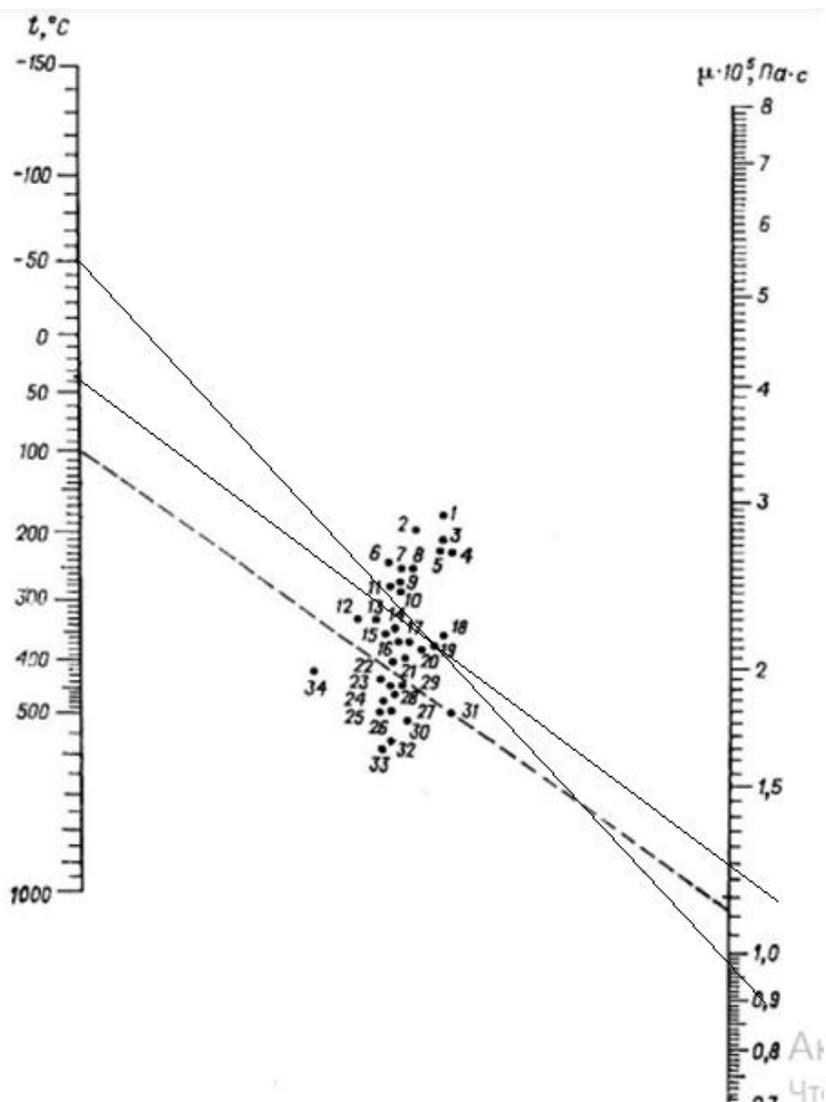


График 4.3 - Номограмма для определения вязкости газов

Таблица 8 - Численные значения коэффициентов

	Нагреваемый поток	Охлаждаемый поток
Удельная теплоемкость c_p , кДж/(кг * К)	2	2,2
Динамическая вязкость μ , Па * с	$0,97 * 10^{-5}$	$1,25 * 10^{-5}$
Теплопроводность λ , Вт/(м * К)	$1,7 * 10^2$	$3,2 * 10^2$

Определим массовый расход нагреваемого теплоносителя
основываясь на формуле теплового баланса:

$$G_2 = N/\bar{c}_2(T3 - T4)=2508 / 2*138= 9,08 \text{ кг/с}$$

Определим критерий Прандтля Pr, который учитывает влияние физических свойств теплоносителя

$$Pr = \frac{\mu * c}{\lambda}, \quad (4.45)$$

Где удельная теплоемкость c_p , кДж/(кг * К),

динамическая вязкость μ , Па * с,

теплопроводность λ , Вт/(м * К)

Находим критерий Прандтля для нагреваемого и охлаждаемого теплоносителя

$$Pr_2 = \frac{0,97 * 10^{-5} * 2 * 10^3}{1,7 * 10^{-2}} = 1,14$$

$$Pr_1 = \frac{1,25 * 10^{-5} * 2,2 * 10^3}{3,2 * 10^{-2}} = 0,859$$

Далее определим объемный расход рабочей среды (охлаждаемый теплоноситель)

$$V_1 = \frac{G_1}{3600} * \rho_1, \quad (4.46)$$

$$V_1 = \frac{10}{3600} * 8,9 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с}$$

Далее определим тепловой поток в аппарате

$$Q = G * c * (T2 - T1) \quad (4.47)$$

$$Q = 10 * 2,2 * (20 + 100) = 2640 \text{ кВт}$$

Основываясь на формуле по определению теплового потока (4.47), определим значение массового расхода хладагента

$$G_2 = \frac{2640000}{2000 * 138} = 9,56 \text{ кг/с}$$

$$V_2 = \frac{9,56}{3600} * 33,1 = 0,087 \text{ м}^3/\text{с}$$

Далее найдем среднюю разность между двумя теплоносителями

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(T_1 - T_2) - (T_3 - T_4)}{\ln\left(\frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}\right)}, \quad (4.48)$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(-120 - 18) - (-100 - 20)}{\ln\left(\frac{138}{120}\right)} = -128 \text{ C}$$

При использовании пластинчатых теплообменных аппаратов, ориентировочное значение коэффициента теплопередачи $K=500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{К})$

Найдем ориентировочную площадь поверхности теплообмена по формуле:

$$F = \frac{Q}{K * \Delta t_{\text{cp}}}, \quad (4.49)$$

$$F = \frac{2640000}{500 * 128} = 41,25 \text{ м}^2$$

По табличным значениям определим площадь поверхности F , площадь пластины $f_{\text{пл}}$, количество пластин n , эквивалентный диаметр канала $d_э$ и площадь сечения канала $f_{\text{к}}$

Таблица 9 – Табличные параметры теплообменника [23]

Площадь поверхности F , м^2	Площадь пластины $f_{\text{пл}}$, м^2	Количество пластин n ,	Эквивалентный диаметр $d_э$, м	Площадь сечения $f_{\text{к}}$, м^2
50	0,5	98	0,005	0,0018

Найдем количество каналов для газовых потоков по формуле:

$$m_1 = \frac{n}{2} + 1, m_2 = \frac{n}{2}, \quad (4.50)$$

n – количество пластин.

$$m_1 = \frac{98}{2} + 1 = 50$$

$$m_2 = \frac{98}{2} = 49$$

Примем, что допустимое сопротивление теплообменного аппарата $\Delta p_{\text{доп}} = 1,3 * 10^5$ Па. Тогда определим количество последовательно соединённых пакетов z по формуле:

$$z < 0,01 \left(\frac{\Delta p_{\text{доп}} * f_{\text{к}}^2 * n^2}{V^2} \right)^{1/3}, \quad (4.51)$$

$$z_1 < 0,01 \left(\frac{1,3 * 10^5 * 0,0018^2 * 98^2}{0,027^2} \right)^{1/3} = 1,77, \text{ примем } z_1 = 2$$

$$z_2 < 0,01 \left(\frac{1,3 * 10^5 * 0,0018^2 * 98^2}{0,087^2} \right)^{1/3} = 0,81, z_2 = 1$$

Далее проведем более точный тепловой расчет.

Определим скорость потока в каналах теплообменного аппарата по формуле:

$$\omega_i = \frac{V_i z_i}{m_i f_{\text{к}}}, \quad (4.52)$$

$$\omega_1 = \frac{0,027 * 2}{50 * 0,0018} = 0,6 \text{ м/с}$$

$$\omega_2 = \frac{0,087 * 1}{49 * 0,0018} = 0,98 \text{ м/с}$$

Следующим этапом будет расчет значения критерия Рейнольдса для теплообменных потоков по формуле:

$$Re_i = \frac{\omega_i * d_{\text{э}} * \rho_{\text{с}}}{\mu_{\text{с}}}, \quad (4.53)$$

$d_{\text{э}}$ – эквивалентный диаметр

$$Re_1 = \frac{0,6 * 0,005 * 8,9}{1,25 * 10^{-5}} = 2136$$

$$Re_2 = \frac{0,98 * 0,005 * 33,1}{0,97 * 10^{-5}} = 16720$$

Для турбулентного режима ($50 < Re < 20000$) расчет критерия Нуссельта проходит по следующей формуле:

$$Nu = 0,135 * Re^{0,73} * Pr^{0,43} \quad (4.54)$$

$$Nu_1 = 0,135 * 2136^{0,73} * 0,859^{0,43} = 34,08$$

$$Nu_2 = 0,135 * 16720^{0,73} * 1,14^{0,43} = 172,8$$

Далее найдём коэффициент теплоотдачи определяемая по формуле:

$$\alpha = \frac{Nu * \lambda}{d}, \quad (4.55)$$

Где d – диаметр трубы, м

λ – коэффициент теплопроводности рабочей среды, Вт/м*К

$$\alpha_1 = \frac{34,08 * 0,032}{0,005} = 218 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{К})$$

$$\alpha_2 = \frac{172 * 0,017}{0,005} = 584,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{К})$$

Определим коэффициент теплопередачи по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_i + \frac{\delta_{пл}}{\lambda_{пл}} + r_i + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (4.56)$$

Где r – термические сопротивления $\delta_{пл}$ – толщина пластины, $\lambda_{пл}$ – теплопроводность пластины

$$K = \frac{1}{\frac{1}{218} + 0,0002 + \frac{0,001}{54} + 0,0002 + \frac{1}{584,8}} = 148,9 \text{ Вт}/(\text{м} * \text{К})$$

Теперь определим точную поверхность теплообмена используя формулу (4.57):[22]

$$F = \frac{Q}{K * \Delta t_{cp}}, \quad (4.57)$$

$$F = \frac{2640000}{148,9 * 128} = 138,5 \text{ м}^2$$

					Реализация малотоннажного производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Таблица 10 – Параметры теплообменника [23]

Площадь поверхности F , m^2	Площадь пластины $f_{пл}$, m^2	Количество пластин n ,	Эквивалентный диаметр $d_{э}$, м	Площадь сечения f_k , m^2
140	0,6	236	0,0074	0,00262

4.6 Использование турбодетандеров в производстве СПГ

Установка с дроссельно-детандерным циклом

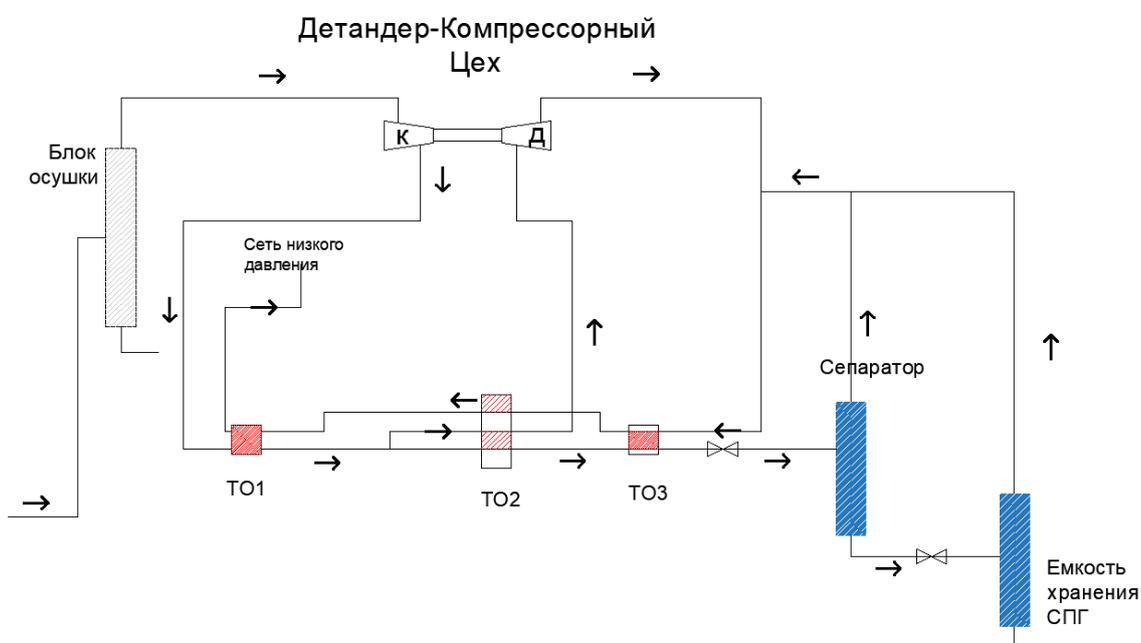


Схема 4.1 - Технологическая схема установки сжатия на ГРС-4 в Екатеринбурге: ТО1, ТО2, ТО3 – теплообменники; Др – дроссель; К – компрессор; Д – детандер.

Газовый потока природного газа под высоким давлением разделяется на два потока. Первый поток проходит через блок очистки и осушки, второй поток предназначен для последующего теплообмена с первым потоком в теплообменном аппарате №1. После прохождения блока осушки, газ первого потока проходит через компрессор, внутри которого происходит повышение давления. Компрессор в свою очередь соединен с детандером, который переводит потенциальную энергию в крутящий момент. Таким образом, получается детандер-компрессорный агрегат. [1]

Затем компримированный газ охлаждают в теплообменном аппарате №1, т.е. температура после сжатия газа второго потока понижается из-за передачи тепла первому потоку.

Далее газ снова разделяется на два потока: на первый, который служит для создания охлажденного газа и на второй, который служит для создания СПГ. Первый поток проходит через теплообменный аппарат №2 и следует в сторону детандера, для того чтобы передать потенциальную энергию на вращение турбины. После детандера газ направляется обратно в теплообменный аппарат №2, но до этого он соединяется с газовым потоком из сепаратора.

Температура второго потока вместе с парами из сепаратора довольно низкая, и теперь этот поток превращается в рабочее вещество для теплообменников. Первый поток пропускают через два теплообменника, где компримированный газ охлаждают с помощью соединенного холодного второго потока с парами из сепаратора. Затем сжатый и охлажденный газ первого потока поступает в дроссель, там происходит понижение давления и наступает процесс расширения. Далее газ попадает в сепаратор, где происходит разделение жидкой фазы от газообразной фазы. Газообразная составляющая сепаратора смешивается со вторым потоком, а жидкая часть сепаратора снова проходит через дроссель, а затем уже в хранилище для СПГ.

В процессе производства СПГ комплекс не потребляет никакой внешней энергии, за исключением электроэнергии, используемой системой управления и автоматизации, работой насосов смазки турбины, освещением, отоплением и охлаждением, системами безопасности и пожарной сигнализации, криогенными насосами СПГ и другими вспомогательными системами. Однако коэффициент сжижения очень низкий (11%).

Основным недостатком системы является то, что детандерная установка расположена непосредственно в потоке газа, что ограничивает скорость сжижения. Производительность завода: 3 тонны в час;

					<i>Реализация малотоннажного производства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

инвестиционная стоимость: 330 миллионов рублей; коэффициент предварительного сжижения: 11%.

Вывод: В этой главе предложена установка по сжижению природного газа на основе дроссельно-детандерного цикла, который используется на ГРС-4 «Екатеринбург». Данная установка полностью оптимизирована с помощью подбора энергоэффективного оборудования и на основе состава газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам, были подобраны оптимальные параметры газораспределительной станции г. Якутска. Проведен расчет эффективного турбодетандерного устройства подходящего по проектным параметрам. Также был рассчитан теплообменный аппарат, который может обеспечить нужную температуру для производства продукта.

					<i>Реализация малотоннажного производства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

5. ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения [22].

Достижение цели обеспечивается решением задач:

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

Для данной работы целью будет проектирование установок для малотоннажного производства сжиженного природного газа в России.

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Разрабатываемый малотоннажный завод предназначается для производства сжиженного природного газа.

Целевым рынком объекта являются компании, занимающиеся производством и экспортом СПГ.

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протоdjяконов</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					71	123
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Сегментировать рынок можно по применяемой технологии сжижения и параметрам сжижения (таблица 11).

Таблица №11 Показатели работ малотоннажных установок

Тип схемы	Объекты работающих установок	Мощность, т/ч	Коэф. Ожижения, %	Удельные энергозатраты, кВт*ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	0,1	2	10
Дроссельный цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	0,5	4	10
Дроссельно-детандерный цикл	ГРС-4, Екатеринбург	3	11	10

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проанализируем три малотоннажных завода СПГ: ГРС «Никольская», ГРС «Выборг», ГРС «Екатеринбург»

Оценочная карта, в которой отображены результаты анализа, представлена в виде таблицы 12.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum ViBi, \quad (5.1)$$

Где

K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бн	Бв	Бе	Кн	Кв	Ке
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Производительность	0,12	2	3	5	0,24	0,36	0,6
2.Масса – габариты	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3.Простота эксплуатации	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
4.Безопасность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
5.Энергозатраты	0,10	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Надежность	0,07	5	5	4	0,35	0,35	0,28
7. Время строительства	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
8. Мощность	0,07	1	1	4	0,07	0,07	0,28
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность	0,08	2	2	5	0,16	0,16	0,4
2. Цена	0,11	5	5	4	0,55	0,55	0,44
3Перспективность использования	0,09	1	1	5	0,09	0,09	0,45
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	5	5	0,32	0,4	0,4
5. Срок выхода на рынок	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
Итого:	1	49	50	57	3,62	3,77	4,48

*Бн – российский завод ГРС «Никольская»

Бв – российский завод ГРС «Выборг»

Бе – российский завод ГРС «Екатеринбург»

По таблице 2 видно, что наиболее эффективным заводом по производству СПГ является ГРС «Екатеринбург», это связано с тем, что имеет более высокую производительность, мощность и конкурентоспособность. Данная

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

установка включает в себя турбодетандер, что увеличивает производство и уменьшает потребление энергии.

Недостатками данной установки является его габариты и относительно высокая цена, это связано с тем что установка требует большое количество технологических трубопроводов для разделения потока.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта
	3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель проекта
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Исполнитель проекта
	7	Компьютерное моделирование	Исполнитель проекта
	8	Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	Исполнитель проекта

Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Исполнитель проекта
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка принципиальной схемы сжижения ПГ	Исполнитель проекта
	11	Выбор и расчет конструкции	Исполнитель проекта
	12	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Исполнитель проекта

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.2)$$

где

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

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Также вычисляется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

Где

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

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

Результаты расчетов представлены в таблице 14.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал.}}, \quad (5.4)$$

		Где			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.5)$$

Где

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

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

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

Все рассчитанные значения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного

исследования

Название работы	Грудоёмкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях			Длительность работ в календарных днях		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{\text{ожг}}$, чел-дни				T_{pi}			T_{ki}		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Составление и утверждение технического задания	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	12	13	12	20	22	21	15	17	16	Исполнитель проекта	15	17	16	22	25	
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	1	2	1	1	1	Исполнитель проекта	1	1	1	1	1	1
Выбор направления исследований	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1

Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	2	1	1	1	1	Руководитель, Исполнитель проекта	1	1	1	1	2
Проведение теоретических расчетов и обоснований	4	5	5	12	12	15	7	8	9	Исполнитель проекта	7	8	9	10	12
Компьютерное моделирование	3	4	3	8	9	8	5	6	5	Исполнитель проекта	5	6	5	7	9
Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Исполнитель проекта	1	1	1	1	1
Оценка эффективности полученных результатов	1	2	2	1	3	3	1	2	2	Руководитель, Исполнитель проекта	1	2	2	1	4
Разработка принципиальной схемы сжижения СПГ	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Исполнитель проекта	13	14	15	19	21
Выбор и расчет конструкции	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Исполнитель проекта	13	14	15	19	21
Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Исполнитель проекта	1	1	1	1	1
Подготовка ВКР	25	27	26	38	42	40	30	33	32	Исполнитель проекта	30	33	32	44	49

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (таблица 15).

Таблица 15 – Календарный план-график проведения исследования по теме

№	Содержание работ	Исполнители	T_{ki}													
				февр			март			апрель			май			июнь
				23	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Составл. и утвержд. тех. задания	Руководитель	1	█												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	22	█	█											
3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель, Исполнитель проекта	1			█										
4	Выбор направления исследований	Руководитель	1			█										
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	1			█										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснован й	Исполнитель проекта	10			█	█									
7	Компьютерное моделирование	Исполнитель проекта	7				█	█								
8	Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	Исполнитель проекта	1				█									
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Исполнитель проекта	1				█									
10	Разработка принципиальной схемы сжижения СПГ	Исполнитель проекта	19					█	█							
11	Выбор и расчет конструкции	Исполнитель проекта	19							█	█					

12	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Исполнитель проекта	1																
13	Подготовка ВКР	Исполнитель проекта	14																

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

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.

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

m

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i N_{\text{расх } i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.},$$

$i=1$

Где

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 6.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

№п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, 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	6	10	12	1450	1450	1450	8700	14500	17400
2	Исполнитель проекта	127	147	147	559	559	559	70993	82173	82173
Итого								79693	96673	99573

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (5.6)$$

Для руководителя: $Z_{осн} = 1450 \cdot 6 = 8700$ руб. Для исполнителя

проекта: $Z_{осн} = 559 \cdot 127 = 70993$ руб. 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. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (5.7)$$

$$\text{Для руководителя: } Z_{дн} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450 \text{ руб}$$

$$\text{Для исполнителя проекта: } Z_{дн} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559 \text{ руб}$$

Где

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

k_p – районный коэффициент;

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

5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (5.8)$$

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 8700 \cdot 0,12 = 1044$ руб.

Для исполнителя проекта: $Z_{\text{доп}} = 70993 \cdot 0,12 = 8519$ руб.

Где

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

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 7.

Таблица 17 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1044	1740	2088
2	Исполнитель проекта	8519	9861	9861

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}), \quad (5.9)$$

Где

Для руководителя: $З_{внеб} = 0,302 \cdot (8700 + 1044) = 2943$ руб.

Для исполнителя проекта: $З_{внеб} = 0,302 \cdot (70993 + 8519) = 24013$ руб.

$k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Таблица 18 – 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	8700	14500	17400	1044	1740	2088
Исполнитель проекта	70993	82173	82173	8519	9861	9861
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2 %					
Итого:	26956	32083	32959			

5.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (З_{м} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб})k_{нр}, \quad (5.10)$$

$$З_{накл} = (31500 + 8700 + 70993 + 1044 + 8519 + 24188) \cdot 0,16 = 23191 \text{ руб.}$$

Где

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

5.3.6 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 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	31500	31500	31500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79693	96673	99573
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9563	11601	11949
4. Отчисления во внебюджетные фонды	26956	32083	32959
5. Накладные расходы	23191	27059	27719
6. Бюджет затрат НИИ	170903	198916	203700

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ составил 170903 руб.

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

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.10)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{168135}{200963} = 0,84$$

Где

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

финр

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.11)$$

Где

I_{pi} - 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 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	3	3
Безопасность	0,2	5	5	5
Энергосбережение	0,2	4	3	4
Надежность	0,3	5	4	4

Итого	1	23	20	20
-------	---	----	----	----

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп.1} = 4,7; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}, \quad (5.12)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 28).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}}, \quad (5.13)$$

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсо-эффективности разработки	4,7	4,1	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	5,6	4,2	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,3	1	

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Вывод: в результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий по параметрам установка по сжижению природного газа, а именно ГРС «Екатеринбург»

Построен календарный план-график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей.

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало, что высокий показатель ресурсоэффективности у первого варианта исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСЕННОСТЬ

Объектом исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы является газораспределительная станция с установкой по сжижению природного газа. В разделе «социальная ответственность» будут рассмотрены и проанализированы следующие возможные опасности для человечества, возникающие в результате эксплуатации изучаемого завода:

- вызванные наличием вредных и опасных производственных факторов;
- экологические, приводящие к загрязнению окружающей среды производственными отходами, а также к истощению природных ресурсов при добыче сырья;
- возникающие в результате чрезвычайных происшествий на производстве, инициированными крупными авариями, природными катаклизмами, военными действиями и т.п.

Полученное в результате анализа решение может в дальнейшем использоваться для защиты персонала и окружающей среды. Основной задачей на данный момент является повышение эффективности труда, поэтому оптимизация социальной составляющей только увеличивает свою актуальность. Это связано с увеличением объемов производства и антропогенного влияния на окружающую среду, что увеличивает риск возникновения опасности для человечества [25].

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Протодьяконов</i>			Социальная ответственность			
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					89	123
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В качестве правовой основы обеспечения безопасности выступает целый ряд нормативных правовых актов: федеральные законы, постановления Правительства РФ, указы Президента РФ, инструкции, приказы, директивы, наставления, а также правовые акты субъектов РФ и муниципальных образований, нормативные акты министерств и ведомств.

Основываясь на ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда», каждый работник имеет право на [26]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

Весь персонал СПГ имеет вахтовый метод работы. Максимальная продолжительность ежедневной работы (смены) на вахте равна 12 часам.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

15	127	700	820	835	850
20	127	880	1020	1060	1060
30	220	1650	1940	2020	2020
40	220	2300	2700	2800	2850
65	220	3750	4400	4600	4600
80	220	4250	5000	5200	5200
125	220	-	8000	-	8150

Дано помещение с размерами: длина $A = 12$ м, ширина $B = 6$ м, высота $H = 4$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 1$ м. Требуется создать освещенность $E = 400$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30 \%$, потолка $R_n = 50 \%$. Коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли при люминесцентных лампах: $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$

Приняв $h_c = 0,6$ м, определяем расчетную высоту.

$$h = H - h_c - h_{рп} = 4 - 0,6 - 1 = 2,4 \text{ м}, \quad (7.1)$$

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,4 \cdot 2,4 = 3,36 \text{ м} \quad (7.2)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L/3 = 3,36/3 = 1,12 \text{ м} \quad (7.3)$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = \frac{(6 - \frac{2}{3} \cdot 3,36)}{3,36} + 1 \approx 3, \quad (7.4)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0,5} + 1 = \frac{(12 - \frac{2}{3} \cdot 3,36)}{0,93 + 0,5} + 1 \approx 8 \quad (7.5)$$

Размещаем светильники в три ряда. В каждом ряду можно установить 8 светильников типа ОД мощностью 30 Вт (с длиной 0,93 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 29 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунки 7.1).

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 48$.

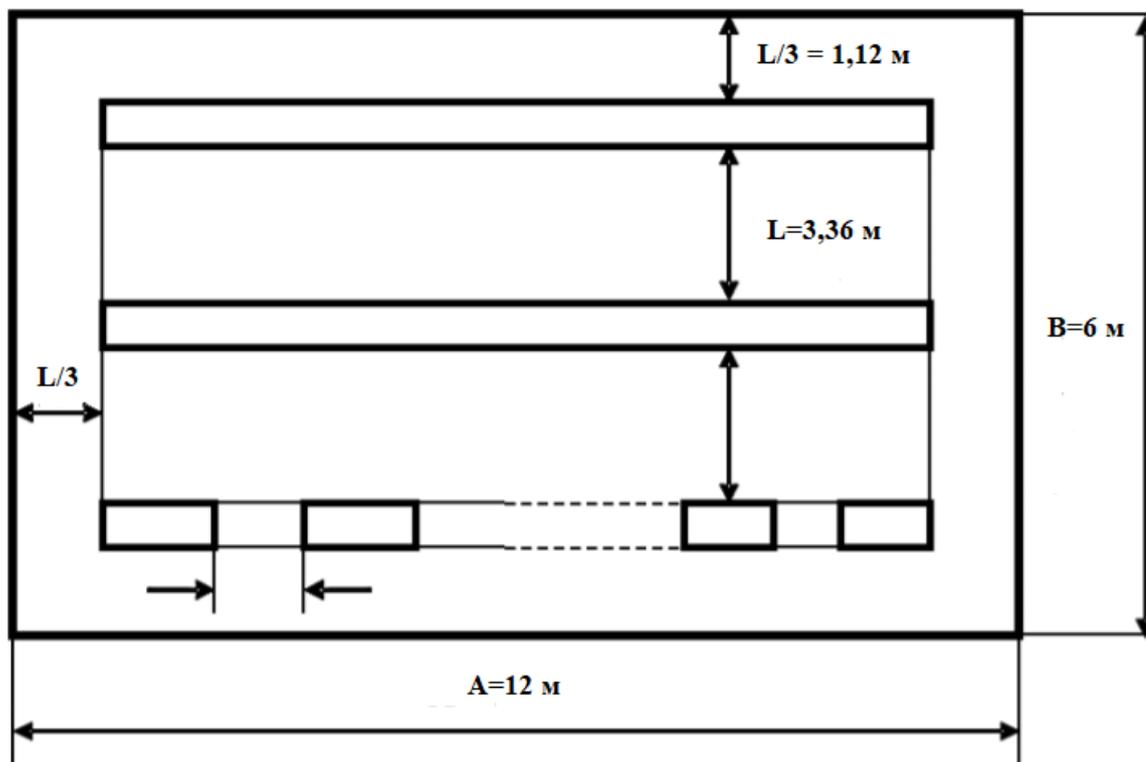


Рисунок 7.1 - План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{72}{2,4 \cdot (12 + 6)} \approx 1,75 \quad (7.6)$$

По табл.24 определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,48$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot \gamma}{N_l \cdot \eta} = \frac{400 \cdot 72 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{48 \cdot 0,48} \approx 2063 \quad (7.7)$$

По табл. 24 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛТБ 30 Вт с потоком 2020 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\%, \quad (7.8)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

человека и допустимые нормы.

– Пониженная температура поверхности

Оптимальная и допустимая температура поверхностей ограждающих конструкций (стены, потолок, пол), устройств (экраны и тому подобное), а также технологического оборудования или ограждающих его устройств, устанавливается согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 и отображена в таблице 30[28].

Во время хранения и перевалки СПГ работники могут контактировать с установленным на объектах оборудованием, которое может явиться фактором риска с точки зрения безопасности труда ввиду низкой температуры, значение которой может быть ниже, чем допустимые.

Попадание СПГ на кожу вызывает отморожение пораженного участка с нарушениями тканей, включая и костную, даже при очень непродолжительном контакте.

Таблица 25 - Оптимальные и допустимые величины температуры поверхностей на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Оптимальная температура поверхностей, °С	Допустимая температура поверхностей, °С
Холодный	Ia (до 139)	21-25	19-26
	Iб (140 - 174)	20-24	18-25
	IIa (175 - 232)	18-22	16-24
	IIб (233 - 290)	16-20	14-23
	III (более 290)	15-19	12-22
Теплый	Ia (до 139)	22-26	20-29
	Iб (140 - 174)	21-25	19-29
	IIa (175 - 232)	19-23	17-28
	IIб (233 - 290)	18-22	15-28
	III (более 290)	17-21	14-27

являются возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

Способы защиты и виды ограждений рассмотрены в ГОСТ 12.4.125-83 и ГОСТ 12.2.062-81 [32, 33].

– *Взрывоопасность*

При хранении больших объемов СПГ в резервуарах возможен процесс перемещения фаз жидкости внутри резервуара, что может привести к возникновению разности давления, которая, при отсутствии надлежащим образом функционирующих предохранительных клапанов, может стать причиной взрыва. Также взрыв на объектах СПГ может быть вызван утечкой природного газа в процессе его сжижения или хранения [34].

Поражения, возникающие под действием взрывной волны, подразделяются на легкие, средние, тяжелые и крайне тяжелые (смертельные), к ним относятся контузия, травмы мозга, кровотечения износа и ушей, переломы и вывихи, повреждение внутренних органов.

Вероятность появления метана в воздухе рабочей зоны ГРС достаточно высока. Разгерметизация технологических трубопроводов может привести к утечке.

В закрытых помещениях при эксплуатации оборудования, связанных с природным газом не исключена утечка газа, что может привести к высокой загазованности рабочей зоны. Источниками возникновения пожара или взрыва могут быть электростатические или искровые разряды.

Разряды статического электричества возникают, когда в газовой среде, например, в воздухе, образуются перенапряжения или когда напряженность

поля превышает его электрическую прочность. В условиях нормальной атмосферы электрическая прочность для плоских поверхностей или поверхностей с радиусом 10 мм или более составляет приблизительно 3 МВ/м (30 кВ/см).

Искровой разряд - электрический разряд между двумя проводниками с определенной разностью потенциалов. Для него характерен четкий ярко светящийся канал с высокой плотностью тока. Газ полностью ионизирован по всей длине канала. Разряд резкий и может сопровождаться четко слышимым щелчком (одиночным резким звуковым импульсом). Типичный пример - разряд между пальцем человека и большим металлическим объектом. Разность потенциалов между проводниками, при которой происходит разряд, зависит от их формы и расстояния между ними.

– *Пожароопасность*

Согласно классификации производств по пожарной опасности ГОСТ Р 513300.9-99 и ФЗ №123 рассматриваемый объект относится к категории А.

Высокая пожарная опасность обусловлена рядом характерных особенностей. Одной из них является изолированность носителя объекта при достаточно высокой численности персонала. В связи с этим определенную трудность представляют обеспечение своевременной и беспрепятственной эвакуации людей при возникновении пожара, их защита на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара и безопасное покидание судна в случае критической аварийной ситуации [35].

Пожары обладают различными опасными факторами, способными негативно влиять на организм человека, ухудшать его здоровье, вызывать ожоги, отравления, иногда и смертельный исход.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки,

представлены в таблице 28 [36].

Таблица 28 – Нормы на освещение для оператора ПЭВМ

Характер зрительной работы	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение		Естественное освещение КЕО ен, % при боковом
			Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, Кп, %	
Различение объектов высокой точности	Б	1	300	15	1,0

6.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника

Для снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов следует принять следующие меры

- Следует организовывать инструктажи по риску контакта с холодной поверхностью, по электробезопасности и пожарной безопасности.
- Электроустановки должны быть в безопасном исполнении и соответствовать требованиям
- Организовывать своевременные проверки и ремонт оборудования.
- Взрывобезопасность производственных процессов должна быть обеспечена взрывопредупреждением и взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями.
- Проверять соответствие рабочих мест санитарным нормам по уровню освещения; при несоответствии следует организовать мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий.
- При эксплуатации объектов СПГ следует обеспечивать соблюдение

главных принципов обеспечения пожарной безопасности в конструкциях судна: уменьшение возможности возникновения пожара, ограничение распространения пожара, обеспечение безопасных путей эвакуации экипажа, оборудование судна активными средствами пожаротушения, установка надлежащей пожарной сигнализации и системы оповещения.

– Также должны использоваться средства индивидуальной и коллективной защиты. Для защиты от воздействия тока и поверхностей с пониженными температурами применяются электроизоляционные, и термоизоляционные материалы, из которых изготавливают защитные кожухи, СИЗ, помимо этого строятся защитные ограждения, электроустановки заземляются. К средствам защиты от механического травмирования относятся предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления.

6.3 Экологическая безопасность

Эксплуатация объектов СПГ приводит к загрязнению атмосферы.

Воздействие на атмосферу

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от объектов СПГ включают выбросы от источников горения при производстве электроэнергии и тепла, а также при использовании компрессоров, насосов и поршневых двигателей.

К основным газам, выбрасываемым в атмосферу, обычно относятся оксиды азота (NO_x), монооксид углерода (CO), диоксид углерода (CO_2), а если речь идет о высокосернистом газе – то и диоксид серы (SO_2).

Неорганизованные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на объектах СПГ могут быть связаны с отводом газа без сжигания, утечками из труб и арматуры, уплотнений насосов и компрессоров, предохранительных клапанов и резервуаров, а также с операциями погрузки и разгрузки в целом.

Общая задача должна состоять в снижении выбросов загрязняющих

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

операций по транспортировке / перевозке.

– Разработать официальный план мероприятий по предотвращению и ликвидации аварийных разливов, учитывающий основные модели и масштабы разливов.

– Объекты следует оснащать системой раннего обнаружения утечек газа, предназначенной для выявления утечки газа и облегчения поиска источника выброса в целях быстрой активации САО её оператором и, таким образом, сведения случаев выброса газа к минимуму.

– Следует установить систему аварийного отключения и обнаружения газовой опасности (САО/ОГО), позволяющую запустить процедуру автоматического прекращения перекачки СПГ в случае его серьезной утечки.

– В случае выброса газа следует обеспечить возможность его безопасного рассеивания, для чего обеспечить максимально эффективную вентиляцию участка, где произошел выброс, и свести к минимуму возможность накопления газа в закрытых или частично закрытых помещениях. В случае разлива СПГ ему следует дать возможность испариться, по возможности, понижая интенсивность испарения, например, за счет его покрытия расширяющейся пеной.

Вывод: в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на установках по сжижению природного газа, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны; проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие малотоннажного производства в России начинает набирать обороты. Это дает толчок в улучшении газового направления в нашей стране, также возможен экспорт СПГ в зарубежные страны. Также с помощью малотоннажного производства возможна газификация удаленный районов, как говорилось ранее, капитальные вложения довольно низкие, а окупаемость завода быстрая. Это окажет благоприятное условие для живущих там людей.

При выборе технологий по сжижению природного газа, следует обратить внимание на преимущества и недостатки каждого из них. Каждая установка отличается своими технологическими параметрами и техническими устройствами. Также следует обратить внимание на энергозатратность и коэффициент ожижения. Все эти показатели влияют на производительность сжижения природного газа. Кроме того, при применении технологии с низким коэффициентом ожижения из газа в первую очередь конденсируются более высококипящие углеводороды, что в результате приводит к их высокому содержанию в сжиженном газе. Это снижает энергоэффективность использования СПГ и ограничивает область его применения.

Предложенная установка сжижения природного газа, на ГРС г. Якутска, может выполнять ряд важных задач:

- 1) Производство сжиженного природного газа, без использования внешней энергии
- 2) Подогрев газа, выходящего из турбодетандерной установки
- 3) Редуцирование газа, выходящего из турбодетандера
- 4) Бесперебойная подача газа до потребителя

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Протодьяконов</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					107	123
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра // Мир нефтепродуктов. 2016 № 6 С. 4–13.
2. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации // газовая промышленность. 2015 № 8 С. 90–94.
3. Попов Н.А., Белов М.Б. Создание установок сжижения природного газа и внедрение эффективных СПГ-технологий // Автогазозаправочный комплекс+ альтернативное топливо. 2011 № 2 С. 17–20.
4. Пат. 2541360 РФ. Способ производства сжиженного природного газа и комплекс для его реализации / Гайдт Д.Д., Мишин О.Л. № 2014106445/06; заявл. 20.02.2014; опубл. 10.02.2015
5. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // НефтеГазоХимия. 2015 № 3 С. 44–51.
6. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа // Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014 № 4 С. 112–123.
7. Гайдт Д.Д. Малотоннажное производство СПГ и область его применения: опыт ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» / Д.Д. Гайдт // Газовая промышленность. – 2015.
8. Удут В.Н. Криогенная техника и технологии для малотоннажного производства и использования СПГ на транспорте и автономной газификации / В.Н. Удут // Газовая промышленность. -2011.

					<i>Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>	<i>Протодьяконов</i>				<i>Использованная литература</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>									108	123	
<i>Консульт.</i>												
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>											
					НИ ТПУ гр.2БМ91							

9. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа / Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1983. – С. 181.
10. Газоконденсатные системы и методы их изучения // УкрНИГРИ. – М.: Недра, 1984. – Вып. XXXII. – 152 с.
11. Брусиловский, А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. - М.: Грааль, 2002. - 575 с.
12. Брусиловский, А.И. Теоретические основы фазовых превращений углеводородных смесей / А.И. Брусиловский. - М.: МАКС Пресс, 2010. - 92 с.
13. Федорова, Е.Б. Особенности фазового равновесия смесей углеводородов C1-C3 с азотом / Е.Б. Федорова, В.Б. Мельников, В.А. Заворотный, Р.И. Мендгазиев // Химия и технология топлив и масел. - 2018. - № 1(605). - С. 36-40.
14. Мамаева, Т.А. Выбор и применение уравнений состояния для исследования парожидкостного равновесия компонентов сжиженного природного газа / Т.А. Мамаева, В.Б. Мельников, Е.Б. Федорова // Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. - 2014. - № 12 (93). - С.33-40.
15. Федорова, Е.Б. Особенности фазового равновесия смесей углеводородов C1-C3 с азотом / Е.Б. Федорова, В.Б. Мельников // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - 2018. - № 2 (291). - С.123-131.
16. Kahre, L.C. Low-temperature K data for methane-butane / L.C. Kahre // Journal of Chemical & Engineering Data. - 1974. - V.19. - № 1. - P.67-71.
17. Федорова Е.Б. диссертация на тему «Комплексное научно-технологическое обоснование производства сжиженного природного газа», Москва 2019.
18. ПБ 08-342-00 Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС)

19. Ю.С.Ачимов выпускная квалификационная работа «Повышение надежности ГРС в п.Глинка Челябинской области за счет установки турбодетандера ГДУ-5», Челябинск 2019.

20. Прилуцкий И.К., Прилуцкий А.И., Молодова Ю.И., «Расчёт и оптимальное проектирование расширительных машин объёмного и динамического действия», 2016г Санкт-Петербург.

21. Ю.а.Булыгин, С.С. Баранов «Теплообменные аппараты в нефтегазовой промышленности: проектирование», Воронеж -2015.

22. ГОСТ 15518-83 Аппараты теплообменные пластинчатые. Типы, основные параметры и размеры. Технические требования

23. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд- во Томский политехнический университет, 2014. – 36 с

24. Пашков Е.Н., Мезенцева И.Л. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ. – Томск: Томский политехнический университет, 2019. – 24 с.

25. ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.

26. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

27. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

28. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

29. ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной

частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.

30. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

31. ГОСТ 12.4.125-83. Государственный стандарт Союза ССР. Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация (утв. и введен в действие Постановлением Госстандарта СССР от 18.02.1983 N 852)

32. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

33. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

34. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

36. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"

					Использованная литература	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Приложение А

(справочное)

Development of proposals to improve the efficiency of gas liquefaction at low-tonnage plants

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Протодьяконов Максим Гаврильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко Александр Валентинович	К.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Сумцова Ольга Витальевна	К.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по повышению эффективности сжижения газа на малотоннажных установках			
Разраб.		Протодьяконов			Приложение А	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					112	123
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

Abstract

The graduate qualification work contains 123 pages, 8 figures, 28 tables, 36 sources cited.

Key words: liquefied natural gas, LNG liquefaction plant, gas distribution station, turbo expander, HC phase transitions, methane, natural gas liquefaction technologies, low-tonnage LNG production

The object of the study is a plant for liquefying natural gas at the gas distribution station in Yakutsk.

The purpose of the work is to study ways to improve the efficiency of LNG production at low-tonnage plants.

In the course of the study, the following investigations were carried out: the study of phase transitions of hydrocarbon components, the analysis of natural gas liquefaction plants, the parameters of NG liquefaction, the calculation of the turbo-expander plant, the choice of optimal parameters for the TD plant.

As a result of the study, a NG liquefaction plant at the Yakutsk gas station with the use of a turbo expander was proposed as one of the methods to increase the efficiency of liquefaction and the cost-effectiveness of LNG production.

Application scope: low-tonnage LNG production at gas distribution stations.

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

1. Liquefied natural gas

1.1 General concepts of LNG

Liquefied natural gas (LNG) is a natural gas that is cooled to a temperature of -162 C (i.e., the temperature of natural gas liquefaction), for transportation and storage in the liquid state.

In order to operate LNG, it must be converted back to a gaseous state, and this is possible at special regasification terminals. Regasification (the process of converting LNG from a liquid to a gaseous state) produces approximately 600 cubic meters of conventional gas from 1 cubic meter of LNG.

If a large-tonnage production is relevant for export to other countries, then a small-tonnage production improves and supports the oil and gas sector within the country.

From a biological point of view, LNG is a clean fuel that does not pollute the environment. That is, in case of accidents, you should not worry about the problem of damage to nature.

1.2 Physical and chemical properties

Liquefied natural gas is odorless, colorless, non-corrosive, and non-toxic. Pure liquefied natural gas does not explode or ignite if there are no external sources of fire nearby. The density of LNG is about 410-500 kilograms per cubic meter. After analyzing the density of liquefied natural gas, it was found that the density of LNG has a lower density than water, so it can be concluded that when the LNG is spilled, it will be on the surface of the water and will quickly return to its initial gaseous state. The boiling point is from -158 to -163C. Liquefied natural gas consists of 85-95% methane, the remaining percentages include propane, ethane, butane, nitrogen.

Table 1. Properties of liquefied methane

Indicator	Value
-----------	-------

1.3 Application

LNG is a profitable alternative in the energy market. After regasification, LNG can be used in various directions and solve such problems as:

1. Gasification of areas remote from the main and distribution pipelines
2. Usage as motor fuel for road, rail, water and air transport
3. Gas supply for industrial purposes
4. Providing electricity to remote areas
5. Use of LNG for chemical purposes
6. The resumption of low-yield and low-pressure gas fields into operation through the construction of complexes for the liquefaction of natural gas.

Low-tonnage production is focused on the domestic market of the country. It allows you to use alternative energy for almost all needs.

The transition to gas-powered fuel in the automotive, air and water sectors is especially in demand. This gives its advantages from an economic point of view, such as:

* Producer efficiency, i.e. low capital investment, net profit and fast return on investment

* Consumer efficiency, i.e. low investment in car re-equipment, which in turn results in fuel savings

If you look at the environmental problem of pollution, LNG is a clean energy raw material compared to gasoline, diesel, etc. fuels due to its chemical composition. Thus, we can conclude that liquefied natural gas is less harmful to the ecology and the environment.

Technical characteristics of LNG as a fuel indicate a high octane number, low gas consumption, low wear of the gas engine and lower oil consumption.

Taking into account all these features, we can conclude that the use of alternatives such as LNG as a motor fuel is economically, biologically and technically beneficial for everyone. In my opinion, this is a potential replacement for the already economically unprofitable standard fuels.

1.4 Low-tonnage LNG

Low-tonnage production of liquefied natural gas plays a significant role in the LNG industry, but in Russia, its development is only gaining momentum.

Low-tonnage LNG is a broad name that combines processes such as storage, transportation and production of natural gas. A characteristic difference of low-tonnage production is the low productivity of LNG, but the versatility of operation in the domestic market of the country, after regasification, gives a great advantage. The purpose of low-tonnage production is interregional trade and satisfaction of demand in the domestic market.

During the crisis periods of the country, low-tonnage production looks as a very promising and economically profitable project.

1. Low investment in the construction of small-scale production, compared to large-scale production.
2. Fairly fast construction of a small-tonnage plant (1-3 years), relatively large-tonnage plant, where the construction period is 5 years.
3. Fast payback of small-tonnage projects, as opposed to large-tonnage ones.

At the same time, the technology of natural gas liquefaction itself makes it convenient to transport LNG over long distances without the construction of various pipelines. Moreover, this factor indicates the potential of LNG exports to foreign countries playing a significant role in the long-term development of natural gas liquefaction in Russia. [7]

1.5 Composition of the LNG complex

									Лист
									117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

The LNG production complex can be built directly at gas distribution stations (GDS) or automobile gas-filling compressor stations (CNG stations). Important elements of LNG production are:

- LNG Liquefaction Plant
- Cryogenic LNG storage tanks
- System for the shipment of liquefied gas for further transportation

The LNG complex includes the following technological equipment:

- Gas treatment unit (Natural Gas purification and Drying System)
- Liquefaction unit
- Cryogenic pumps
- Gas treatment system
- Storage and delivery system
- Drainage and gas pump system
- Strapping pipelines
- Compressor for vapor compression of evaporated LNG
- Monitoring, control and emergency protection system
- Power supply system
- Standard and emergency lighting system
- Communication system
- Gas Analyzer

2. LNG production technologies

Natural gas liquefaction plants use only two types of liquefaction technology solutions:

- * Open cycle technology
- * Refrigerant expansion cycle technology (nitrogen, multicomponent mixture)

Open cycle technology is the operation of the pressure of the supplied gas to temperature decrease. Gas under high-pressure passes through the narrowing valve (throttle), the process of throttling occurs, i.e. the gas pressure after the throttle decreases, thereby the gas expands and cools. Further, after cooling, the gas turns into a liquid phase.

The technology of the refrigerant expansion cycle is the movement of a private heat carrier (refrigerant) in a cyclic and closed system. The refrigerant, being already cooled, enters the heat exchanger together with natural gas. Since the temperature of the refrigerant is less than the temperature of the gas, the refrigerant in turn takes heat, thereby cooling the gas. Then the refrigerant enters the compressor, after which its temperature rises, then it must be cooled through air coolers and the whole process is repeated cyclically. [4]

Table No. 3. Comparison of open-cycle and closed-cycle LNG production technologies.

<i>Technology</i>	<i>Advantages</i>	<i>Disadvantages</i>
<i>Open cycle technology</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Low power consumption</i> • <i>Low operating costs</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Small volume of gas liquefaction up to 15%</i> • <i>High capital costs</i> • <i>Use of gas turbines with high safety requirements</i>

<i>Nitrogen expansion cycle technology</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Maximum volume of gas liquefaction (up to 100%)</i> • <i>Low capital costs (use of a small refrigeration unit and a gas pretreatment system)</i> • <i>Minimum safety requirements</i> • <i>Simplicity of technology</i> • <i>Reliability</i> • <i>Quick commissioning and easy to use</i> • <i>Minimum floor space</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>High power consumption</i>
--------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------

To optimize and improve the efficiency of LNG production at low-tonnage plants, the following solutions are used:

* Liquefaction of natural gas at a slightly high temperature, for example, at -150 C, rather than at -161 C, as it usually occurs. This method reduces energy consumption or increases the volume of LNG. But when using this method, it is necessary to store the gas under pressure to avoid the loss of LNG.

* To liquify natural gas at the gas distribution station, since it is possible to exploit such an effect as a pressure drop. But at the same time, design changes will be needed, the control of MT and distribution networks will be necessary as well.

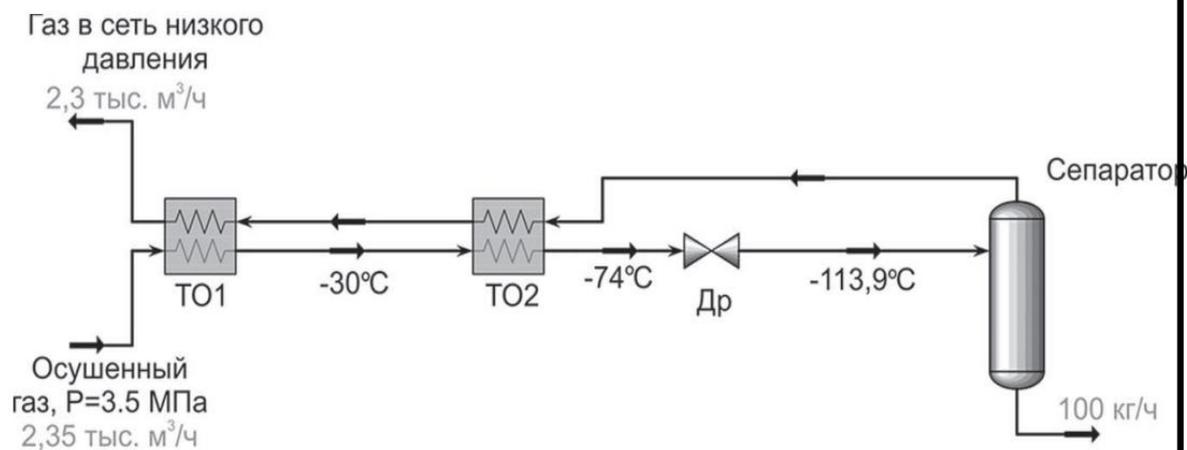
2.1 Natural gas liquefaction plants

2.1.1 Throttle cycle

This technology is used to compress natural gas at gas distribution stations (GDS) of the main gas pipelines (MG) (pressure 3-4 MPa). The gas enters the compressor, inside which there is an increase in pressure, due to this, the compression process occurs. Next, the gas enters the heat exchangers, due to the heat exchange process; the temperature of the source gas is reduced. After cooling, the gas collides with the choke, where it expands and partially turns into a liquid phase. The end point of this system is a separator. Inside the separator, two phases (liquid and gaseous) are separated, the higher-density phase (LNG) enters the cryogenic

storage facilities, and the lower-density phase (gas) returns to the low-pressure gas pipeline. Figure 2.

Fig. 2. Technological scheme of the liquefaction unit at the Nikolskaya gas station: TO1, TO2-heat exchangers; Dr-choke



The advantages of this technology include quite low energy costs, ease of use and reliability of installation, and the disadvantage is a low productivity and downtime. Such a natural gas liquefaction plant is designed for the Nikolskaya gas station in the Leningrad Region. The capacity of the plant is 0.1 t / hour, the liquefaction coefficient is -2%.

The advantage of such an installation is the low energy consumption for creating LNG. However, such an installation has its fundamental disadvantages such as:

- * Low liquefaction rate, which is 2%, consequently giving a low performance indicator

- * Unstable input pressure values (3.3-3.5 MPa) or a seasonal drop in flow rate of 4-5 times, which leads to a drop in the performance of such an installation.

- * Possible low quality of the finished raw materials, because there is a content of high-boiling hydrocarbon fractions and carbon dioxide, which subsequently does not correspond to GOST 56021-2014 [1]

2.1.2 Nitrogen cycle plants

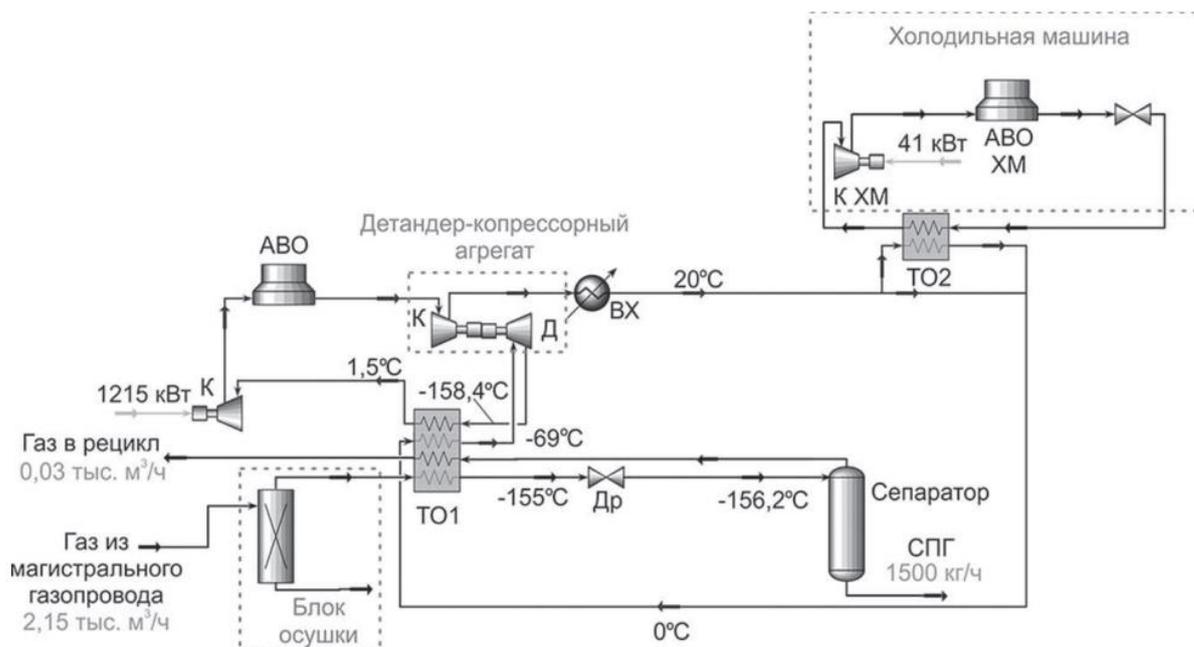


Fig. 3. Technological liquefaction plant in the Perm Region: TO1, TO2-heat exchangers; Dr-choke; K-compressor; D-expander; VX-water refrigerator; K XM - compressor of the refrigerating machine; ABO-air cooling device

The gas from the MG with a pressure of 3.4 MPa enters the drying unit, then it passes through the heat exchanger No. 1, where it is cooled by nitrogen. Then comes the gas throttling stage and eventually the gas enters the separator. The separator segregates the liquefied natural gas from the conventional gas.

Nitrogen after heat exchange with natural gas in the heat exchanger No. 1, gradually passes through two compressors, the nitrogen pressure rises to 2 MPa. Then the nitrogen is divided into two streams, one stream is used to cool the nitrogen using a refrigeration machine, and the second stream passes on without any manipulation and then connects to the first stream. Next, the nitrogen passes through the heat exchanger No. 1, where it is cooled again, and enters the expander. After passing through the expander, the nitrogen flow under pressure will start to move the expander turbine; the mechanical energy of the turbine will be transferred to the compressor, which compresses the nitrogen heat exchange with natural gas. The liquid nitrogen is then cooled enough to repeat its cycle again.

It should be noted that the liquefaction coefficient at this plant is close to one being 99%.

The estimated unit cost of electricity is 840 kW * h / t of LNG.

In large-scale LNG production, Russia lags far behind foreign countries, but in the field of small-scale LNG production, some experience has already been accumulated and there are sufficient scientific, engineering and production resources for the successful practical development of this direction [7].

The most promising are installations operating on the nitrogen cycle and capable of providing almost 100% gas liquefaction. If in the European part of Russia with a developed gas transmission system it is most expedient to locate low-tonnage LNG production at GDS and CNG filling stations, then in the Asian part of the Russian Federation, especially in the North, where the pipeline transport network is not developed, small and medium-sized natural gas fields can become the resource base for LNG production. Such fields require LNG production technologies with 100% liquefaction [8]. In addition, when using a technology with a low coefficient of liquefaction, higher-boiling hydrocarbons are first condensed from the gas, which as a result leads to their high content in the liquefied gas. This reduces the energy efficiency of the use of LNG and limits the scope of its application.