

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет инженерно-физический
Кафедра химии и химической технологии
Направление подготовки 18.03.01 – Химическая технология
Направленность (профиль) образовательной программы Химическая технология
природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Ю.А. Гужель
«__» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Возможность и экономическая целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области

Исполнитель студент группы 918-об	_____	А. Е. Малькова
	(подпись, дата)	
Руководитель доцент, канд. техн. наук	_____	Ю. А. Гужель
	(подпись, дата)	
Консультант по безопасности жизнедеятельности доцент, канд. техн. наук	_____	А. В. Козырь
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль проф., док. хим. наук	_____	Т. А. Родина
	(подпись, дата)	

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Инженерно-физический
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Ю.А. Гужель
« ____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Мальковой Алины Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Возможность и экономическая целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области» утверждена Приказом от 20.04.2023 г № 951-уч.
2. Срок сдачи студентом законченной работы 09.06.2023 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность установки по сжиженному природному газу 24000 т/год. Температура сырьевого газа – 10-20 °С, давление сырьевого газа – 6,0 МПа. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная и иная документация
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по технологическим процессам производства сжиженного природного газа. Характеристика сырья и готовой продукции установки. Описание технологической схемы установки. Описание способов производства СПГ. Экономическое обоснование предлагаемых технологических решений. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов графической части: Технологическая схема установки производства сжиженного природного газа.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент – раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 25.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Гужель Юлия Александровна, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению 25.04.2023 г. _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 62 с., 11 рисунков, 11 таблиц, 40 литературных источников.

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ, КРУПНОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО, МАЛОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО, ОЦЕНКА ВНЕДРЕНИЯ

В работе проведен подбор и анализ литературы для рассмотрения существующих методов сжижения природного газа. Рассмотрена возможность внедрения производства сжиженного природного газа в Амурской области: определены факторы развития производства и барьеры, мешающие внедрению. Проведен сравнительный анализ технологий, подходящих для внедрения.

Выполнен расчет материального баланса для каждого варианта внедряемого проекта, а также рассмотрены схемы проектов. Рассчитаны капитальные затраты установок и основные показатели для оценки экономической эффективности внедряемых проектов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР.191285.180301.ПЗ			
Разраб.		Малькова А. Е.			Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Гужель Ю. А.				у	3	62
Н. Контр.		Родина Т. А.			АмГУ, ИФФ гр. 918-об			
Зав. каф.		Гужель Ю. А.						

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	8
1 Литературный обзор	9
1.1 Тоннажность производства сжиженного природного газа	9
1.2 Крупнотоннажное производство СПГ	11
1.2.1 Технология сжижения СЗMR	12
1.2.2 Технология сжижения DMR	14
1.3 Среднетоннажное производство СПГ	16
1.3.1 Технология сжижения SMR	18
1.4 Малотоннажное производство СПГ	19
1.4.1 Технология сжижения с циклом двойного расширения азота	21
1.5 Возможность внедрения производства СПГ в Амурской области	22
1.6 Сравнение внедряемых технологий сжижения	27
2 Технологическая часть	31
2.1 Характеристика сырья	31
2.2 Характеристика готовой продукции	32
2.3 Описание технологической схемы	33
2.4 Моделирование и расчет внедряемых технологий	38
2.4.1 Расчет материального баланса комплекса ГРС	38
2.4.2 Расчет материального баланса азотного цикла	40
2.5 Расчет стоимости внедряемых установок	41
3 Экономическая часть	43
4 Безопасность и экологичность производства	48

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				у	4	62
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

4.1 Воздействие опасных и вредных производственных факторов на персонал при аварийных ситуациях на производстве СПГ	48
4.2 Взаимное влияние техногенных объектов при возникновении аварийных ситуаций	52
Заключение	57
Библиографический список	58

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- DPP – дисконтированный срок окупаемости;
 NPV – чистый дисконтированный доход;
 АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;
 АмГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод;
 АСУ – автоматизированная система управления;
 АТР – Азиатско-тихоокеанский регион;
 БОВ – биологически опасные вещества;
 ГМТ – газомоторное топливо;
 ГОСТ – государственный стандарт;
 ГРС – газораспределительная станция;
 ЕС – Европейский союз;
 ЕСГ – единая система газоснабжения;
 КНР – Китайская Народная Республика;
 КПГ – компримированный природный газ;
 КТП – крупнотоннажное производство;
 ОГ – отпарной газ;
 ПБВ – паспорт безопасности вещества;
 СИЗ – средства индивидуальной защиты;
 ПО – программное обеспечение;
 СПГ – сжиженный природный газ;
 СУГ – сжиженные углеводородные газы;
 СХА – смешанный холодильный агент;
 США – Соединенный Штаты Америки;
 ТД – трубопровод детандерного потока;

					ВКР.191285.180301.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				<i>у</i>	<i>6</i>	<i>62</i>
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				АмГУ, ИФФ гр. 918-об		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

ТП – трубопровод производственного потока;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

ВВЕДЕНИЕ

Сжиженный природный газ – современный вектор мировой газовой отрасли. Объемы его производства растут год от года. Технология малотоннажного производства СПГ позволяет радикально повысить потребительские свойства углеводородного топлива, открывает новые возможности его применения и расширяет рынки сбыта.

Именно данному виду производства отдается предпочтение в работе, определяемое огромным количеством преимуществ, такие как гибкость и скорость реализации проектов, имеют короткий период технического обслуживания и меньшие потери в производстве СПГ, нежели в крупнотоннажном производстве.

Цель выпускной квалификационной работы – оценка возможности и экономической целесообразности производства СПГ в Амурской области.

Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

1. Произвести анализ и подбор научно-технической документации для рассмотрения технологий сжижения природного газа.
2. Рассмотреть варианты объемов производства СПГ, а также основные технологии, используемые для соответствующих объемов.
3. Оценить возможность внедрения производства СПГ в Амурской области, а именно возможность сбыта продукции, доступность оборудования и т.п.
4. Провести сравнительный анализ технологий, подходящих для внедрения и выявить достоинства и недостатки каждой.
5. Произвести расчет материального баланса внедряемых проектов, а также оценить капитальные затраты на оборудование.
6. Определить экономическую эффективность проектов и срок их окупаемости, и соответственно, выявить наиболее выгодный проект.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				<i>у</i>	<i>8</i>	<i>62</i>
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Тоннажность производства сжиженного природного газа

В связи с развитием технологий СПГ, в некоторых случаях они становятся конкурентоспособнее традиционных трубопроводных решений. Количество стран, использующих СПГ в качестве топлива для роста экономики и обеспечения энергетической безопасности, увеличивается.

На данный момент спектр решений для проектов СПГ достаточно широк. Малая мощность производств сжиженного природного газа позволяет значительно сократить сроки реализации СПГ проекта и использовать простые, но не самые эффективные технологии. Крупнотоннажный объем СПГ позволяет развить экономически крупные запасы газа путем применения сложных технологий понизить удельные затраты на производство. СПГ среднетоннажного типа является более гибкой технологией, которая дает возможность оператору выполнить проект в сжатые сроки и при этом сократить капитальные затраты [1].

По затратам среднетоннажные и малотоннажные проекты имеют более короткий срок технического обслуживания, кроме того требуют меньше времени для запуска-остановки производства. Это означает меньшие потери в мощности производства СПГ, чем у крупных предприятий [2].

Малотоннажное производство является отраслью, которая потенциально может повысить эффективность газовой отрасли страны, изменить энергетический баланс отдельных регионов России и приграничных к ней районов соседних стран [3].

Крупные запасы газа Якутии и Иркутской области, а также газификация Приморского и Хабаровского краев создают точки для большего развития малотоннажного производства СПГ.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				у	9	62
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				<i>гр. 918-об</i>		

Наиболее перспективным вариантом развития отечественных газовых компаний в регионе является производство СПГ с поставками на территории Республики Бурятия, Амурской области и Китая.

На рынке малотоннажных проектов существует большая конкуренция. Предлагаются различные технологии по сжижению как по техническим принципам, так и аппаратному исполнению [4].

Среднетоннажные производства СПГ имеют те же уровни безопасности и устойчивости работы, что крупнотоннажное производство. При этом за счет менее крупного парка хранения для продукции и хладагентов требуется относительно меньшая площадь строительства. Среднетоннажные предприятия могут использовать природный газ из национальной газовой сети или находиться рядом с площадками крупнотоннажных предприятий, что позволяет использовать уже подготовленный газ [2].

Крупнотоннажные производства (КТП) могут эффективно использовать эффект масштаба при производстве СПГ. До недавнего времени они объединялись с крупными месторождениями природного газа, что обеспечивало гарантированные затраты на природный газ и позволяло распределять их по всей цепочке от добычи до переработки [4].

К основным проблемам развития КТП в России можно отнести нехватку современных технологий, как для добычи природного газа, так и его дальнейшего сжижения. В частности, на нефтегазодобывающих предприятиях до 80 % программного обеспечения (ПО) – это продукт зарубежного производства. С одной стороны, эти процессы замедляют развитие этих отраслей и мешают развитию в других отраслях экономики; с другой – вызывают вопросы энергетической безопасности страны [5].

В зависимости от масштабов проекта разный круг его участников определяет разные виды входящих компаний: крупнотоннажный СПГ – это зона для крупных, интегрированных корпораций федерального значения, а малотоннажное СПГ – для мелких или средних неинтегрированных организаций региональ-

ного/местного уровня [4].

1.2 Крупнотоннажное производство СПГ

Одной из причин роста интереса к развитию данного направления стала необходимость перехода компаний и целых стран с «грязных» источников энергии на более чистые, не разрушающие окружающую среду.

В целом сжиженный природный газ является удобным продуктом газодобывающей отрасли, предполагающий гибкость в реализации и снижает риск перенасыщения рынка СПГ. Иными словами, диверсификация поставок способствует снижению риска кризиса на рынке СПГ во многих регионах мира.

Россия обладает крупнейшими в мире запасами природного газа, значительно опережая конкурентов на рынке СПГ. В долгосрочной перспективе наличие такой ресурсной базы показывает высокий производственный потенциал и обозначает возможность стабильного развития производства СПГ [7].

В стране продолжают санкции Запада по отношению к партнерам российских компаний, которые участвуют в газодобывающих и газовых проектах. Очередной проблемой на пути развития производства СПГ выступает санкционная политика западных стран против отечественных компаний. Все это создает дополнительное давление на реализацию нефтегазовых проектов, в том числе СПГ-заводов [5].

Анализ данных по технологиям производства СПГ показывает, что около 80 % действующих заводов используют смешанный хладагент (СЗМР) и четверть – модификации данной технологии.

В настоящее время в производстве сжиженного природного газа используются несколько модификаций СЗМР, которые позволяют строить технологические линии производственной мощностью свыше 5 млн т/год за счет использования дополнительного азотного цикла для переохлаждения газа и привода с большей мощностью. Еще одной разновидностью процесса СЗМР является метод двухконтурного охлаждения смешанным хладагентом DMR [8].

Рассмотрим подробнее технологии СЗМР AP-X и DMR.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>11</i>

1.2.1 Технология сжижения СЗМР AP-X

Процесс СЗМР включает два цикла охлаждения, представленных на рисунке 1. Цикл предварительного охлаждения природного газа, включающий серию теплообменников, применяет пропан для охлаждения входящих потоков: природного газа и смешанного хладагента. Три ступени пропанового цикла охлаждения испаряют пропан при его различных давлениях, чтобы предварительное охлаждение входящих потоков происходило постепенно.

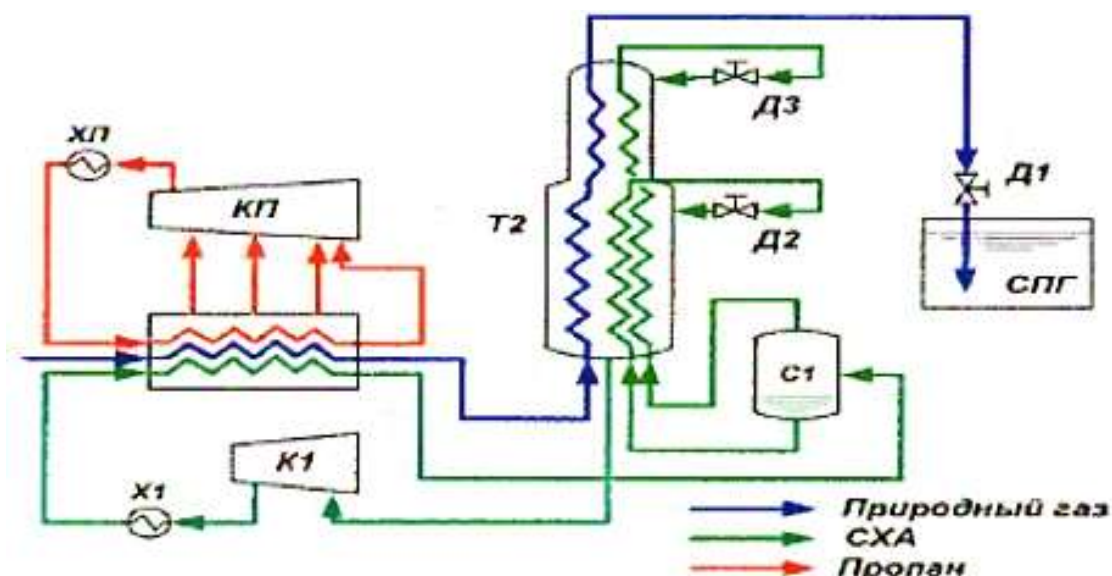


Рисунок 1 – Принципиальная схема процесса СЗМР

В технологии СЗМР в качестве хладагента для предварительного охлаждения используется чистый компонент – пропан. По сравнению с другими технологиями, где предварительное охлаждение осуществляется смешанным хладагентом [9].

Многокомпонентный хладагент состоит из смеси азота и углеводородов (метана, этана и пропана). После сжатия в компрессоре К1 пропан охлаждается в пропановом цикле до температуры от минус 30 °С до минус 39 °С и подается в сепаратор, где разделяется на газовую и жидкую фазы, которые отдельными потоками подаются в трубное пространство спиральновитого криогенного теплообменника. Пройдя Т2 жидкая фаза охлаждается до минус 100 °С, выводится через боковой штуцер, дросселируется и возвращается обратным потоком в

межтрубное пространство теплообменника для охлаждения природного газа, газовой и жидкой фаз хладагента высокого давления.

Газовая фаза проходит теплообменник Т2, на выходе и которого дросселируется и также возвращается обратным потоком в межтрубное пространство теплообменника для охлаждения потока природного газа и потока газовой фазы хладагента.

Природный газ после очистки и осушки, находясь под давлением 6,7 МПа, охлаждается в пропановом цикле до температуры от минус 30 °С до минус 39 °С, затем подается в трубный пучок основного криогенного теплообменника, где конденсируется и переохлаждается смешанным хладагентом, проходящим в межтрубном пространстве, до температуры от минус 150 °С до минус 162 °С.

Сжиженный природный газ выходит из верхней части основного криогенного теплообменника под давлением и направляется на дроссель (или детандер) для сброса давления и конечного охлаждения. Затем СПГ поступает на хранение.

После предварительного охлаждения часть тяжелых компонентов природного газа может выпасть в виде жидкости, которую необходимо удалить из основного потока газа. Эта жидкость направляется на установку фракционирования для дальнейшего разделения и получения компонентов холодильной смеси [10].

В различных модификациях процесса СЗМР используются паровые или газовые турбины для привода компрессоров, воздушное и водяное охлаждение. Процесс имеет минимальное количество оборудования, оперативность работы (в том числе надежность и эффективность) [11].

В качестве привода для компрессоров чаще всего используется газотурбинный агрегат, который в условиях арктического климата выглядит более предпочтительным. Объясняется это доступностью газа в качестве топлива для газотурбинной установки (где не требуется строительство собственной электростанции и линий электроснабжения), что снижает капитальные затраты на строительство такого предприятия. Для технологии СЗМР характерно неравномер-

ное распределение мощности компрессоров в течение года [12].

1.2.2 Технология сжижения DMR

Процесс DMR предполагает применение двух потоков циркулирующего холодильного агента (как правило, смесь азота и легких углеводородов – метан, этан, пропан): контур предварительного охлаждения и контур сжижения.

В результате разработки технологии Double Mixed Refrigerant (рис. 2) компания Shell выпустила технологический процесс для средних и крупных мощностей производства СПГ с производительностью технологических линий от 2 до 5 млн т в год [13].

Хладагент контура предварительного охлаждения (СХА-1) представляет собой смесь этана и пропана с небольшим содержанием метана и бутана.

Использование СХА-1 в контуре предварительного охлаждения в условиях низких температур окружающего воздуха дает возможность сделать процесс более гибким и эффективным. Процесс легко адаптируется к изменению внешних воздействий температуры путем изменения соотношения углеводородных компонентов (пропана и этана) в смешанном хладагенте СХА-1. Преимущества данной технологии ярко выражены в условиях зимних температур (около минус 30 °С), когда вследствие вариативности составов СХА коэффициент ожижения природного газа достигает максимума.

Хладагент СХА-1 сжимается в двухступенчатом компрессоре К3 с дополнительным воздушным охлаждением и поступает в трубное пространство теплообменника Т1. На выходе из него хладагент разделяется на два потока. Первый поток дросселируется в устройстве Д5 и направляется в межтрубное пространство теплообменника Т1 для охлаждения потоков, поднимающихся по трубному пространству. Второй поток направляется в теплообменник Т2 для дальнейшего охлаждения, дросселирования в устройстве Д4 и образования потока охлаждения теплообменника Т2. Выходящие из нижней части теплообменников Т1 и Т2 потоки газа направляются в компрессор К3.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

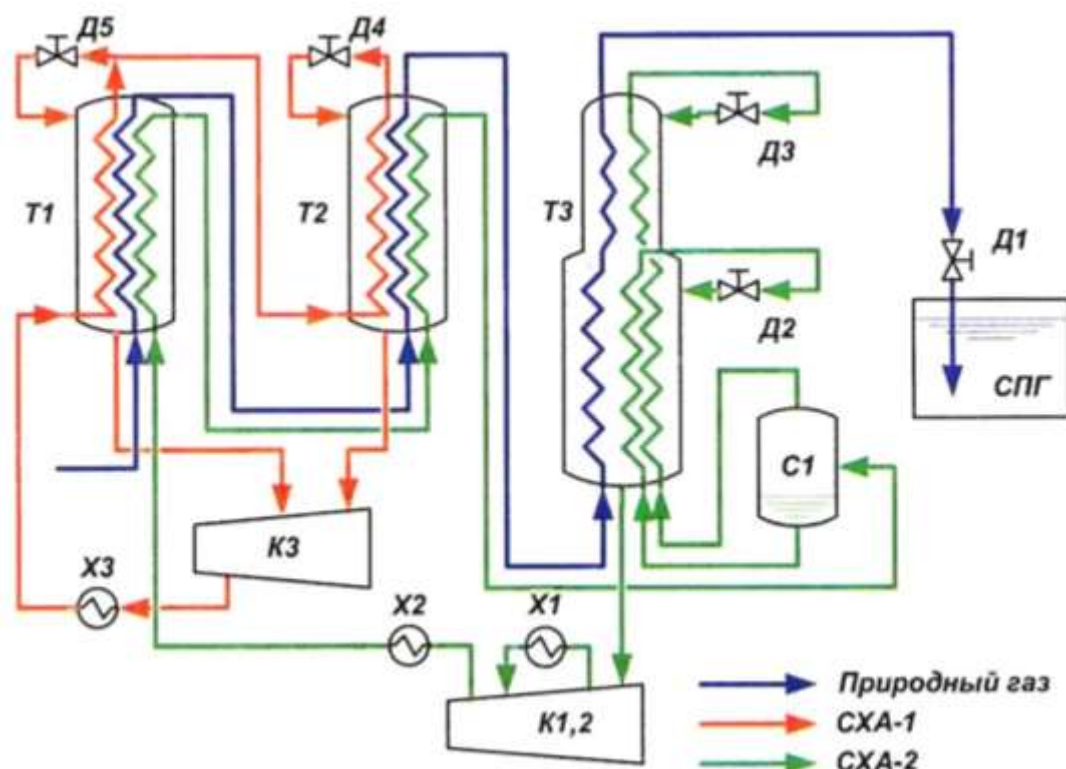


Рисунок 2 – Принципиальная схема процесса DMR

Очищенный природный газ и СХА-2 охлаждаются в контуре предварительного охлаждения до температуры от минус 50 °С до минус 80 °С, проходя последовательно снизу-вверх по трубному пространству теплообменников Т1 и Т2.

СХА-2, состоящий преимущественно из метана и этана с небольшим содержанием пропана и азота, охлаждается в теплообменнике Т1 и частично конденсируется в теплообменнике Т2, после чего поступает на разделение в сепаратор С1 и жидким и газовым потоками поступает снизу в трубное пространство основного криогенного теплообменника Т3. СХА-2, выйдя из нижней части теплообменника Т3, подается на всасывание в двухступенчатый компрессор К1, 2, где сжимается, охлаждается и возвращается в теплообменник Т1.

В основном криогенном теплообменнике Т3 природный газ при движении по трубному пространству снизу-вверх сжижается и переохлаждается до температуры минус 153 °С. После основного криогенного теплообменника сжатый и

сжиженный газ расширяется в устройстве Д1 до значения 0,12–0,13 МПа, охлаждается до температуры минус 161 °С и направляется в резервуар для хранения [10].

1.3 Среднетоннажное производство СПГ

Для России важное преимущество среднетоннажных проектов проявляется в том, что они могут быть разработаны довольно быстро.

Среднетоннажные производства имеют ряд преимуществ. Среди основных можно выявить следующие [4]:

1. Высокая гибкость в проектировании, изготовлении и строительстве проекта. В частности, создание нескольких аналогичных линий позволяет снизить уровень сложности технологии и использовать единый набор запасных частей для технического обслуживания (единые алгоритмы). Капитальные затраты легче регулировать и контролировать. Это позволяет снизить зависимость от поставок критического оборудования на заводах.

2. Стандартизированные решения. Несколько стандартных производственных линий позволяют создать единый проект, заказывать оборудование и компрессоры заранее; достигать оптимальной модуляризации как для плавучих СПГ заводов, так и наземного производства в случае необходимости расширения предприятия просто строится аналогичная производственная линия с аналогичными параметрами.

3. Надежное оборудование. Оборудование для заводов производства СПГ имеет существенные габариты, даже в случае среднетоннажных производств; отсутствует необходимость разрабатывать специальное оборудование и есть возможность сократить энергетический ресурс производства.

4. Операционная гибкость и большая производительность. Несколько идентичных производственных линий, безусловно, обеспечивают более эффективный результат производства СПГ. Для технического обслуживания идентичные производственные линии могут выводиться поочередно (что позволяет уменьшить потери).

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Энергетическая эффективность цикла сжижения зависит от применяемой технологии. Снижение существенных операционных затрат достигается путем улучшения используемого оборудования, подбора смесового хладагента и снижения потерь при охлаждении природного газа.

Выбор технологии сжижения является одним из главных этапов реализации проекта, который определяет экономическую эффективность и дальнейшие операционные затраты. Малотоннажные заводы могут быть эффективными способами монетизации изолированных ресурсов газа [14].

Среднетоннажные производства не позволяют реализовать значительную экономию от масштаба по операционным затратам, но дают в целом ряде случаев снизить удельные капиталовложения. В дополнение к этому такие проекты помогают ускорить начало выпуска СПГ и монетизировать удаленные запасы газа на рынке.

В ситуации, когда значение минимальных капитальных затрат является приоритетным по сравнению с высокой экономической эффективностью, простой азотный цикл является предпочтительным. Природные газы просто охлаждаются за счет чистого хладагента, который легко расширяется и достигает температуры ниже температуры ожигения газа [15].

Азот – хладагент негорючий и экологически нейтральный. В то же время азот может снизить затраты на емкости хранения для смесовых хладагентов (MR). Азотный цикл можно остановить без технических сложностей.

Для компенсации неэффективности работы азотного цикла и также ограниченной мощности проверенной аппаратуры требуется несколько резервных блоков для расширения газа, что может создать трудности при обслуживании. Кроме того, пластинчатые теплообменники более подвержены температурным стрессам в ожигении газов сложного состава [16].

Однако азотный цикл используется, когда значение капитальных затрат стоит в приоритете перед эффективностью. В качестве альтернативы могут внед-

рять сложный азотный цикл с тремя контурами охлаждения и тогда процесс становится сравнимым по эффективности с циклами на простом смешанном хладагенте (SMR).

Для среднетоннажных проектов любой производительности можно использовать простой смесевой хладагент (SMR процесс). Этот способ имеет высокую эффективность, требует меньшего количества механического оборудования и обладает достаточным количеством примеров практической реализации [17].

Хладагент SMR содержит смесь углеводородов и азота, оптимизированную для кривой сжижения газа настолько, насколько это возможно. Для среднетоннажного масштаба она менее эффективна по сравнению с циклами на смешанных хладагентах с предварительным охлаждением – что ограничивает максимальную производительность одной линии. При этом процесс обеспечивает эффективность и надежность [18].

Подробнее рассмотрим технологию сжижения SMR.

1.3.1 Технология сжижения SMR

Технология SMR (рис. 3) является одной из самых применяемых технологий в среднетоннажных проектах.

Хладагент, состоящий из смеси азота и углеводородов (метана, этана, пропана и нормального бутана), сжимается в двухступенчатом компрессоре K1, K2 и охлаждается в воздушных или водяных холодильниках X1, X2 на промежуточной и финальной ступенях компрессора.

Сжатый и частично сконденсированный хладагент разделяется в сепараторе S2 на жидкую и газовую фазы, которые подаются в трубное пространство в нижней части спиральновитого криогенного теплообменника (на рисунке теплообменники T1 и T2 показаны отдельно, но в реальности являются частями одного криогенного теплообменника). Пройдя теплую часть T1 криогенного теплообменника, жидкая фаза охлаждается до температуры порядка минус 100 °C и выводится через боковой штуцер, дросселируется и возвращается обратным по-

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

током в межтрубное пространство теплообменника для охлаждения природного газа, газовой и жидкой фаз высокого давления СХА. Газовая фаза хладагента высокого давления проходит холодную часть T2 криогенного теплообменника, на выходе из него дросселируется и также возвращается обратным потоком в межтрубное пространство теплообменника для охлаждения потока природного газа и потока газовой фазы хладагента высокого давления.

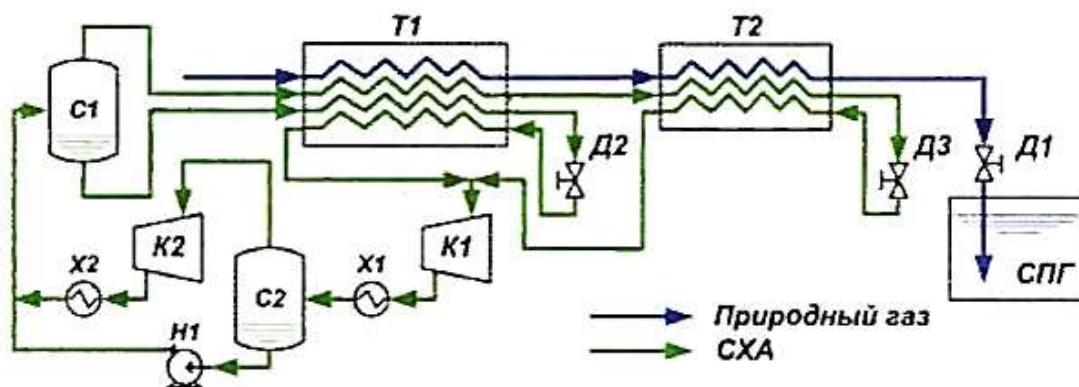


Рисунок 3 – Принципиальная схема процесса SMR

Природный газ поступает на установку сжижения под давлением 5–6 МПа, при прохождении криогенного теплообменника охлаждается, конденсируется и переохлаждается. Выйдя из теплообменника при высоком давлении, сжиженный природный газ расширяется в дросселе (или детандере) до давления, при котором СПГ будет храниться, и направляется в криогенный резервуар для хранения [10].

1.4 Малотоннажное производство СПГ

Низкие цены на природный газ позволяют газодобывающим компаниям рассматривать вложения с точки зрения инвестирования. Ввиду высокой маржинальности продаж СПГ, используемого в качестве газомоторного топлива, перспективно развитие малотоннажного производства СПГ [19].

Поставка потребителю может быть организована всеми видами транспорта, почти без ограничений по расстоянию или месту расположения потребителя. Не требуется обязательного выхода к глубоководным морским портам [20].

Импульс развитию малотоннажного СПГ дают экологические требования к двигателям внутреннего сгорания. Серьезный рост потребления СПГ связан с постоянным ужесточением требований к судовым топливам.

Для малотоннажных производств СПГ требования к объектам инфраструктуры значительно ниже, а оборудование для производства может быть доставлено в любое место. Капитальные вложения для малотоннажного производства СПГ значительно меньше, чем для крупнотоннажных заводов. Кроме того, малотоннажные заводы могут быть построены за относительно короткий период от одного до трех лет, в то время как для крупнотоннажных заводов средний срок строительства составляет пять лет [4].

Малотоннажные заводы отличаются относительной технологической простотой, что позволяет снизить удельные капитальные затраты. Однако, это приводит к увеличению операционных издержек и энергетических затрат. При реализации восточных проектов капитальные затраты возрастают из-за роста затрат на логистику оборудования и строительно-монтажных работ.

Тем не менее, за счет близкого расположения к потребителю производство малотоннажного СПГ может быть конкурентоспособным по сравнению с крупнотоннажным производством во многих случаях [22].

В России проекты малотоннажного СПГ привлекательны по ряду причин, в числе которых основные [4]:

- низкие капитальные затраты;
- короткие сроки реализации;
- возможность реализации проекта в различных регионах на основе поставок сетевого газа или газа собственных месторождений;
- стандартизация продукции и возможность розничных продаж СПГ с завода;
- ценообразование в привязке к нефтепродуктам, таким как дизельное топливо, с высокими темпами роста стоимости.

Технологии для сжижения с применением смешанного хладагента (SMR) или азотного цикла (N_2) преобладают в диапазоне мощностей малотоннажного производства от 25 до 350 тыс. т/год СПГ [2].

1.4.1 Технология сжижения с циклом двойного расширения азота

Самым безопасным хладагентом является азот, который не горюч. Простота запуска и остановки технологической линии, а также легкость адаптации к изменениям в составе сырьевого газа – главные преимущества азотных циклов. Максимальная производительность таких циклов не превышает 0,5 млн т СПГ в год [24].

Азот высокого давления предварительно охлаждается в теплообменнике Т1, затем расширяется в детандере Д1 до среднего давления. Затем охлажденный азот проходит обратным потоком второй теплообменник Т2, где он участвует в охлаждении потока сырьевого газа, прежде чем он снова расширится в детандере Д2 до низкого давления.

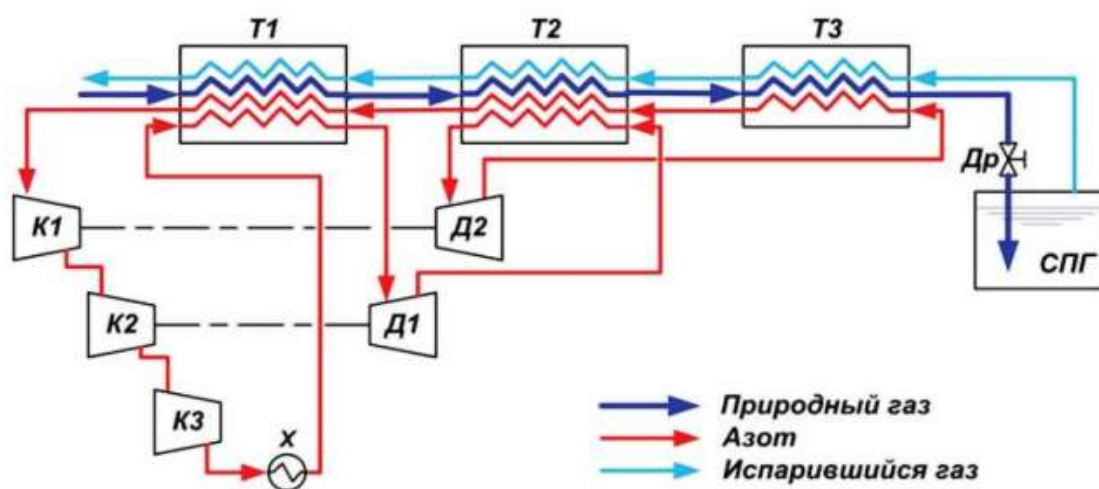


Рисунок 4 – Принципиальная схема цикла с двойным расширением азота

Сжатие азота происходит в три ступени: первые два компрессора К1 и К, работающие на энергии от детандеров, сжимают азот до среднего давления, третий компрессор К3 – до высокого давления. Тепло компрессии снимается водным или воздушным охлаждением Х.

1.5 Возможность внедрения производства СПГ в Амурской области

В Китае полностью внутри страны производят оборудование для заводов, которые имеют мощность до 80 тыс. т в год. Если производительность завода больше, то поставляют до 40% оборудования из-за границы. Такие же условия сейчас существуют в России. Если говорить о производстве СПГ, то малотоннажные заводы, которые имеют производительность до 80 тыс. т в год, могут быть оборудованы российскими производителями. А вот компрессоры и автоматизированные системы управления могут быть импортными [4].

Для малотоннажных производств возможны различные источники сырья, такие как импортруемый газ, традиционный газ, сланцевый газ и газ угольных пластов, биогаз, а также газы, образующиеся на химических и металлургических производствах. Сектор малотоннажного производства может стать движущей силой для развития национального машиностроения.

Производство сжиженного природного газа связано с изменением агрегатного состояния газа до перехода из газообразного в жидкое состояние, что позволяет существенно (около 600 раз) уменьшить занимаемый им объем [25].

Для обеспечения крупных заводов, занимающихся производством СПГ, необходимы большие объемы газа, которые, как правило, поставляются с месторождений, расположенных на шельфе или побережье. Такие заводы чаще всего размещаются на побережье.

В России определяющими факторами развития СПГ являются:

1. В зоне действия единой системы газоснабжения (ЕСГ) – поставки сетевого газа;
2. На Востоке страны – использование газа изолированных систем газоснабжения или монетизация газа изолированных месторождений.

В России нормативное регулирование и ГОСТы позволяют малотоннажным производствам и системам хранения СПГ сократить сроки строительства и снизить капитальные издержки, так как предъявляют пониженные требования [26].

Речное судоходство в России имеет ярко выраженный сезонный характер. В конце 2017 года, проведен Министерством промышленности и торговли России аукцион на строительство СПГ бункеровщика, перевод одного судна на СПГ и проведение исследовательских работ по использованию СПГ для бункеровки судов.

Малотоннажное производство СПГ, расположенное рядом с газопроводами на газораспределительных станциях, автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях и других объектах, имеет наибольший интерес в развитии рынка газомоторного топлива (ГМТ). На Волге, Оби и Амуре, где речные суда могут заправляться СПГ с заводов на магистральных газопроводах, а также на реке Лене, где поставки СПГ для речного флота осуществляются непосредственно с газовых месторождений, лежащих вдоль реки, также есть привлекательные реки для использования СПГ [4].

Моторное топливо СПГ может быть расположено в локациях, которые находятся географически близко к потенциальному потребителю.

Соглашение о сотрудничестве между ООО «Газпром гелий сервис» и правительством Амурской области было подписано на Восточном экономическом форуме. Основная цель соглашения заключается в реализации проекта строительства комплекса по сжижению природного газа в Свободненском районе Амурской области. Этот проект направлен на обеспечение СПГ собственного автопарка компании «Газпром гелий сервис» и потребителей региона.

В рамках соглашения предусмотрена возможность использования СПГ для работы котельных в Белогорске, где проживает более 64 тыс. человек. Котельная «Амурсельмаш» рассматривается как пилотный проект по автономной газификации, которую можно перевести с мазута на экологичное топливо. Строительство завода СПГ открывает новые возможности для Амурской области в газификации и развитии рынка ГМТ [27].

Технология сжижения газа на ГРС, основанная на перепаде давления между магистральным и распределительным газопроводом, является наиболее

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

перспективным направлением развития малотоннажного производства СПГ. Она позволяет сократить затраты энергии на сжижение газа и снизить себестоимость и стоимость для конечного потребителя [28].

Актуальность строительства заводов СПГ связана также с политической и экономической ситуацией в мире [29]:

1) изменяются направления и объёмы межрегиональной торговли энерго-ресурсами за счёт существенного увеличения оборота поставок, прежде всего в Тихом и Индийском океанах. Также наблюдается увеличение внешней торговли энергоносителями с другими странами, особенно с Китаем и Европой. Это может привести к изменению геополитических интересов и повышению конкуренции на мировых рынках энергоресурсов. Кроме того, развитие новых видов энергетики, таких как энергия ветра, солнца и геотермальная энергия, может изменить структуру и динамику мирового рынка энергоресурсов;

2) в связи со спецификой географического положения вводимой в разработку сырьевой базы при наращивании объёмов поставок в межрегиональной торговле газом преобладает СПГ. Преобладание СПГ обусловлено несколькими факторами. Во-первых, географическое положение регионов, потребляющих газ, может быть удалённым от газопроводной инфраструктуры, что делает транспортировку газа невозможной или нецелесообразной. СПГ, в свою очередь, легко транспортируется морскими судами до нужного места назначения. Во-вторых, производство СПГ легче масштабировать и наращивать объёмы поставок, чем производство газа в газовых скважинах. И, в-третьих, газоперерабатывающие заводы, способные производить СПГ, могут находиться ближе к потребителю, что уменьшает расходы на транспортировку и обеспечивает более гибкую и эффективную систему поставок;

3) на фоне высоких цен выросла роль нетрадиционных нефти и газа. Северная Америка снизила зависимость от импорта нефти и природного газа, превратившись, по крайней мере на время, в самодостаточный рынок. В ряде стран, таких как Китай, Индия и Бразилия, которые являются крупнейшими потребите-

лями энергии, спрос на нетрадиционные источники энергии также значительно увеличился. Нетрадиционные источники энергии, такие как солнечная, ветровая, геотермальная и гидроэнергетика, стали более доступными и экономичными методами производства энергии. В результате, многие страны по всему миру инвестируют в развитие этих источников энергии, с целью уменьшения зависимости от нефти и угля.

Нетрадиционные источники энергии играют растущую роль в мировой энергетике, поскольку они помогают снизить загрязнение окружающей среды, снизить зависимость от нестабильных рынков нефти и газа и уменьшить затраты на энергию для потребителей. В будущем нетрадиционные источники энергии будут продолжать развиваться и становиться более доступными и экономичными, благодаря непрерывным инвестициям в исследования и разработки;

4) зависимость Европы от импорта энергоресурсов увеличивается, однако за счёт снижения спроса на нефть основной прирост импорта приходится на природный газ. Это связано с тем, что СПГ является более простым и удобным для транспортировки видом газа, который может быть доставлен в любую точку мира на танкерах. Кроме того, СПГ обладает высокой энергетической плотностью, что позволяет экономить пространство при хранении и транспортировке. Всё это делает СПГ наиболее подходящим вариантом для развития межрегиональной торговли газом в условиях географически разрозненной сырьевой базы;

5) развивающиеся страны Азии наращивают импорт всех энергоресурсов, в том числе нефти, газа, угля и электроэнергии. Это связано с увеличением потребности в энергии из-за быстрого экономического роста и увеличения населения. Также растёт спрос на экологически чистую энергию, что приводит к развитию альтернативных источников энергии, таких как солнечная и ветровая энергия. Однако, несмотря на это, многие страны Азии продолжают зависеть от импорта нефти и газа из-за нехватки собственных запасов и недостатка инфраструктуры для развития альтернативных источников энергии.

						<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			25

Малотоннажное производство СПГ, в свою очередь, позволит комплексно осваивать нефтегазовые и газоконденсатные месторождения, включая малодобитные и удаленные от основной инфраструктуры участки залежей углеводородов, которые ранее были законсервированы [30].

Российское стратегическое экономико-географическое расположение имеет два аспекта, которые можно рассмотреть. Во-первых, близость к основным рынкам сбыта сжиженного природного газа в странах АТР позволяет снизить транспортные издержки и сделать российские поставки СПГ более конкурентоспособными, чем поставки катарского или американского СПГ. Во-вторых, благоприятное географическое положение между европейским и АТР рынками создает новые возможности. Организация и поддержка транзитных потоков между этими странами, включая развитие стратегически важного Северного морского пути и реализацию проекта "Один пояс – один путь", направленного на сотрудничество и развитие энергетики в Арктике, в том числе по газовым проектам, являются первоочередными задачами [5].

Рынок сбыта для стран-производителей природного газа значительно расширился благодаря совершенствованию технологий по сжижению природного газа и транспортировке СПГ. Международные поставки СПГ выросли с 140,5 млрд м³ в 2000 году до 516 млрд м³ в 2021 году в 3,5 раза. Строительство новых мощностей по производству СПГ ведет к усилению конкуренции на рынке среди производителей в США, Австралии и России, что стимулирует совершенствование технологий по сжижению природного газа и регазификации.

Такое развитие технологий инфраструктуры СПГ вызывает растущий интерес не только со стороны крупных отечественных производителей и поставщиков, но и региональных и локальных предприятий.

За последние десять лет объем международных поставок газа вырос более чем на 27 %, преимущественно за счет СПГ, что способствовало развитию международной торговли. Это было обусловлено стремительным ростом возможностей морской транспортировки для создания новых цепочек поставок между гео-

						Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

графически удаленными центрами добычи и потребления газа в мире. В 2021 году объем международных поставок газа превысил 1,2 трлн м³, что составляет 30 % от общего объема потребления газа в мире. Доля поставок СПГ продолжает расти в структуре торговли газом на протяжении последних десятилетий.

АТР занимает первое место по импорту СПГ, составляя 72 % в структуре международных поставок. При этом около 21 % мирового импорта СПГ поставляется на европейский рынок. Мировой рынок СПГ за последние пять лет вырос на 80 %, и прогнозируют его дальнейшее увеличение к 2030 году на 36 % по уровню производства. Это даст возможность реализовать российские проекты по строительству СПГ-заводов и трубопроводных проектов, которые являются важным источником поставок на перспективные газовые рынки [31]:

– Рынок России (газификация и догазификация регионов России (сетевым газом, СПГ, сжиженные углеводородные газ (СУГ), компримированный природный газ (КПГ)), использование газа в виде газомоторного топлива, а также сырья для переработки и газохимии);

– Рынок Турции (трубопроводные поставки в рамках проектов «Голубой поток» и «Турецкий поток»);

– Рынок Китая (строительство и развитие трубопроводных проектов «Сила Сибири – 1, 2, 3», организация поставок СПГ с заводов на полуострове Ямал);

– Рынок Южной Кореи и Японии (организация поставок СПГ с заводов на полуострове Ямал).

1.6 Сравнение внедряемых технологий сжижения

Основными возможностями внедрения технологии сжижения СПГ в Амурской области можно описать двумя вариантами:

1) Технология сжижения газа на ГРС, базирующаяся на использовании перепада давления между магистральным и распределительным газопроводом;

2) Технология сжижения с циклом двойного расширения азота на базе АмГПЗ, на основе азота, получаемого из азотно-гелиевой смеси при выделении гелия.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Одной из проблем при малотоннажном производстве СПГ на ГРС является высокая стоимость очистки газа от высококипящих компонентов. Необходимость этой очистки обусловлена, с одной стороны, требованиями к составу сжиженного газа, как товарного продукта, а, с другой стороны, возможностью забивки технологического оборудования в процессе сжижения из-за кристаллизации CO_2 , метанола и следов масла. Проблема усложняется тем, что содержание этих компонентов в сетевом газе может меняться в широком диапазоне.

Для получения сухого по углеводородам сжиженного газа с высокой эффективностью и возможностью регулирования производительности, был предложен комплекс сжижения природного газа на газораспределительной станции. Комплекс содержит блоки фильтрации, осушки, демеркуризации и очистки газа, криогенный блок, блоки энергообеспечения, турбоэлектрогенератора и турбодетандер-компрессорного аппарата, а также блок возврата паров и блок хранения. В блоке возврата паров находится эжектор. Криогенный блок состоит из двух блоков сжижения. Первый блок содержит теплообменные аппараты, продукционный сепаратор и блоки низкотемпературной сепарации детандерного и продукционного потоков природного газа. Второй блок также содержит теплообменные аппараты, продукционный сепаратор и блок низкотемпературной сепарации продукционного потока.

Комплекс сжижения природного газа на газораспределительной станции с блоками низкотемпературной сепарации может быть использован для детандерного и продукционного потоков газа, что позволяет удалить компоненты C_{5+} и повысить качество произведенного сжиженного природного газа. В результате очистки детандерного потока удаляются C_{5+} углеводороды, что обеспечивает получение гарантированно сухого по углеводородам газа и практически неограниченный ресурс детандерного рабочего колеса и турбомашины. Эффективность работы всего комплекса значительно повышается [32].

						ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

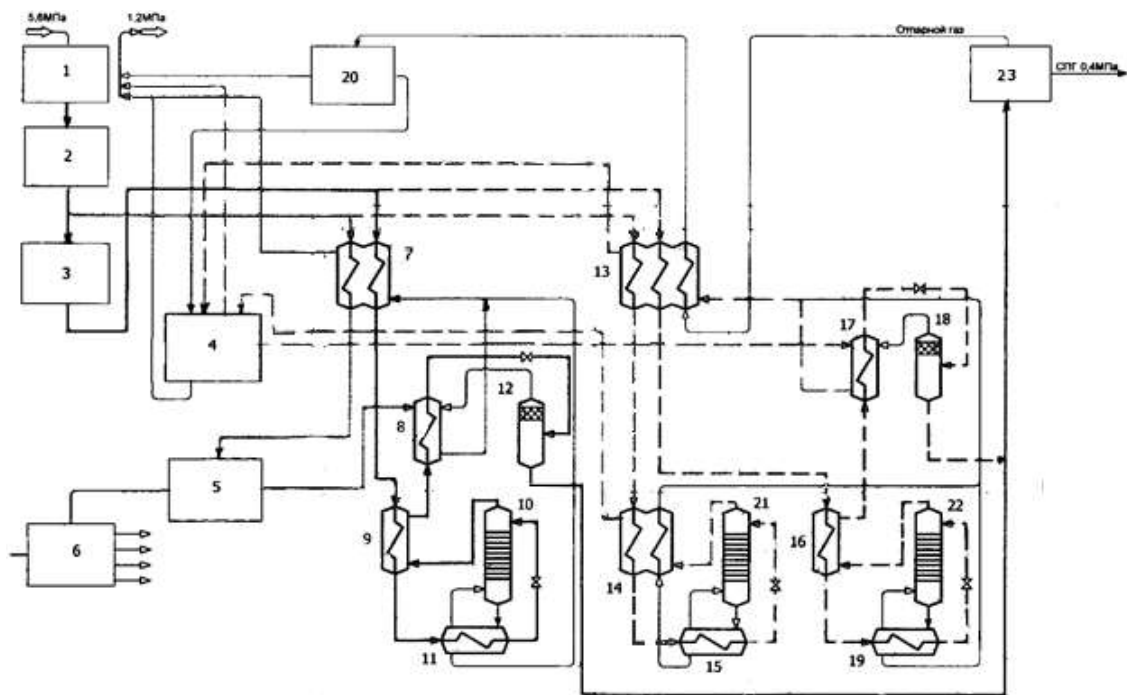


Рисунок 5 – Комплекс сжижения природного газа на газораспределительной станции:

1 – блок фильтрации и осушки; 2 – блок демеркуризации; 3 – блок очистки; 4 – турбодетандер – компрессорного аппарата; 5 – турбоэлектрогенератор; 6 – блок энергообеспечения; 7,8,9,13,14,16,17 – теплообменные аппараты; 10,21,22 – ректификационная колонна; 11,15,19 – ребойлер; 12,18 – производственный сепаратор; 20 – блок возврата паров; 23 – блок хранения

Более подробное описание данной технологии будет приведено в технологической части ВКР. Данный комплекс имеет существенный недостаток, а именно, стоимость строительства комплекса, т.к. необходима постройка дополнительных блоков (блоков подготовки природного газа к сжижению и блоков низкотемпературной сепарации для удаления компонентов C_{5+}).

Рассматривая внедрения цикла с двойным расширением азота, можно проследить выгоду его строительства на базе Амурского ГПЗ, т.к. в качестве сырья можно применять очищенный природный газ после установки осушки и очистки от ртути, а в качестве хладагента – азот, полученный на установке разделения азотно-гелиевой смеси. Таким образом, это выгодно экономически, в силу отсут-

ствия необходимости строительства дополнительных блоков подготовки газа, а также закупки хладагента, т.к. он берется из сырьевой базы завода. Главным недостатком азотного цикла является огромное электропотребление из-за наличия большого количества оборудования для расширения и сжатия газа.

По предварительному анализу, наибольшее предпочтение имеет азотный цикл сжижения природного газа. Данный вариант не требует большого количества оборудования, как в варианте с комплексом ГРС, а также все необходимые сырьевые потоки могут быть взяты с базы Амурского ГПЗ.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика сырья

В зависимости от варианта внедряемой технологии состав сырьевого газа будет различным.

Сырьем для установки сжижения природного газа на комплексе ГРС будет являться газ, добываемый на Ковыктинском и Чаяндинском месторождениях, пускаемый по трубопроводу к Амурскому ГПЗ, состав представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав газа на комплексе ГРС

Показатель	Значение по нормативной документации
Молярная доля CH_4 , %	87,030
Молярная доля C_2H_6 , %	5,590
Молярная доля C_3H_8 , %	2,560
Молярная доля <i>i</i> - C_4H_{10} , %	0,420
Молярная доля <i>n</i> - C_4H_{10} , %	0,360
Молярная доля <i>i</i> - C_5H_{12} , %	0,070
Молярная доля <i>n</i> - C_5H_{12} , %	0,040
Молярная доля C_6H_{14} , %	0,040
Молярная доля C_7H_{16} , %	0,010
Молярная доля N_2 , %	3,860
Молярная доля CO_2 , %	0,015
Сероводород, мг/м^3	0,000
Меркаптаны, мг/м^3	0,000

					ВКР.191285.180301.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Малькова А. Е.			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Гужель Ю. А.				У	31	62
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т. А.				АмГУ, ИФФ гр. 918-об		
<i>Зав. каф.</i>		Гужель Ю. А.						

Сырьем для установки сжижения природного газа с двойным азотным циклом является газ, предварительно осушенный, очищенный от ртути, из которого была извлечена основная масса этана, ШФЛУ и гелия, состав которого представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав газа на установке с азотным циклом

Показатель	Значение по нормативной документации
Молярная доля CH_4 , %	87,970
Молярная доля C_2H_6 , %	5,590
Молярная доля C_3H_8 , %	2,560
Молярная доля N_2 , %	3,860
Молярная доля CO_2 , %	0,015
Сероводород, мг/м^3	0,000
Меркаптаны, мг/м^3	0,000

2.2 Характеристика готовой продукции

Целевым продуктом внедряемой технологии является сжиженный природный газ, соответствующий по физико-химическим показателям марки Б, согласно ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Технические условия» [33], параметры которого представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры марки Б СПГ

Показатель	Значение для марки Б
1	2
Компонентный состав, % по объему	Определение обязательно
Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/м^3	Не нормируется
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м^3	От 31,8 до 36,8
Мольная доля метана, %, не менее	80,0
Мольная доля азота, %, не более	5,0

1	2
Мольная доля диоксида углерода, %, не более	0,015
Мольная доля кислорода, %, не более	0,020
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,020
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
Расчетное октановое число (по моторному методу), не менее	105

2.3 Описание технологической схемы

Технологическая схема установки сжижения природного газа на комплексе ГРС представлена на рисунке 6.

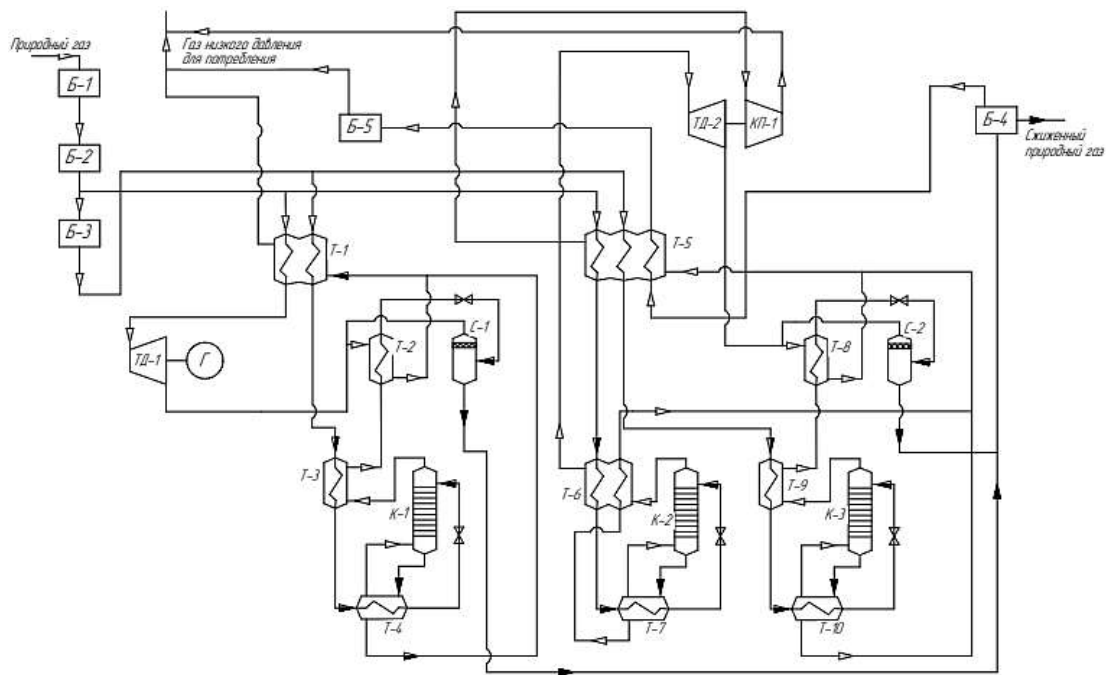


Рисунок 6 – Технологическая схема установки сжижения природного газа на комплексе ГРС:

Б-1 – блок фильтрации и осушки; Б-2 – блок демеркуризации; Б-3 – блок очистки; Б-4 – блок хранения СПГ; Б-5 – блок возврата паров; ТД-1,2 – турбодетандеры; КП-1 – компрессор; Т-1-10 – теплообменники; С-1,2 – производственные сепараторы; К-1,2,3 – ректификационные колонны; Г – генератор

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

Природный газ высокого давления, поступающий в комплекс на ГРС по магистральному газопроводу подачи природного газа, учитывается и подается поочередно в блоки 1 и 2 фильтрации и осушки, демеркуризации. В блоках происходит очистка потока магистрального газа от механических примесей, коалесценции, поглощение влаги из природного газа до концентрации, соответствующей точке росы по воде не выше минус 70 °С.

После прохождения блока 2 демеркуризации, трубопровод разделяется на два: трубопровод продукционного потока (ТП) и трубопровод детандерного потока (ТД), первый из которых поступает в блок 3 очистки. Блок 3 очистки предназначен для удаления из продукционного потока CO₂, которая при понижении температуры ниже предела растворимости для данной концентрации может кристаллизоваться в процессе сжижения метана и нарушить работу комплекса. Блок 3 очистки представляет собой набор цеолитовых адсорберов, предназначенных для поглощения CO₂ из природного газа до концентрации, соответствующей пределу растворимости в метане, насыщенном при 0,14 МПа, т.е. не более 150 ppmv.

При необходимости малой производительности СПГ, трубопровод детандерного потока (ТД) подключается на вход теплообменника Т-1, где происходит охлаждение газа, и далее поступает в турбодетандер ТД-1, где происходит расширение газа и понижение его температуры с выработкой электроэнергии на собственные нужды комплекса. Далее поток газа ТД поступает в теплообменник Т-2, где охлаждает поток газа ТП. Смешиваясь с потоком газа после продукционного сепаратора С-1, поток поступает в теплообменники Т-1 и Т-2, где происходит его нагрев до температуры, допустимой для подачи в газопровод низкого давления за счет тепла этого же потока и продукционного потока.

При необходимости малой производительности СПГ, после прохождения блока 3 очистки, трубопровод продукционного потока (ТП) подключается на вход теплообменника Т-1, где происходит охлаждение потока. В теплообменнике Т-3 происходит его охлаждение за счет потока газа ТП. После теплообменника Т-3, в ректификационной колонне К-1 происходит отделение низкокипя-

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

щих компонентов от высококипящих (они конденсируются и образуют кубовый остаток). В свою очередь, кубовый остаток, обогащенный высококипящими компонентами, циркулирует через ребойлер Т-4, где происходит его частичное испарение и одновременное охлаждение потока газа ТП перед проходом ректификационной колонны К-1. Пары очищенного от C_{5+} низкокипящего продукционного потока проходят теплообменники Т-3 и Т-2 и поступают на продукционный дроссель. На дросселе происходит понижение его давления с образованием газовой фазы и жидкостной фазы. Эта смесь поступает в продукционный сепаратор С-1, где происходит разделение жидкой и газообразной фазы. Жидкая фаза есть продукт, то есть сжиженный природный газ (СПГ) и выход ТП с СПГ подключен на вход блока хранения 4. Газообразная фаза после продукционного сепаратора С-1 поступает в теплообменник Т-2, смешивается с потоком газа ТД, проходит в теплообменник Т-1, где подогревается до температуры, допустимой для подачи в трубопровод низкого давления для направления потребителю в газораспределительную сеть.

При необходимости повышенной производительности СПГ, ветвь детандерного потока ТД подключается также на вход теплообменника Т-5, в котором происходит охлаждение потока газа, на втором выходе из теплообменника Т-5 ветвь ТД направляется в теплообменник Т-6 и далее в ректификационную колонну К-2, где происходит отделение низкокипящих компонентов от высококипящих (они конденсируются и образуют кубовый остаток). В свою очередь, кубовый остаток, обогащенный высококипящими компонентами, циркулирует через ребойлер Т-7, где происходит его частичное испарение и одновременное охлаждение продукционного потока перед ректификационной колонной К-2. Пары очищенного от C_{5+} низкокипящего потока газа ТД проходят теплообменник Т-6 и поступают на вход ТД-2, где происходит снижение давления и температуры потока газа ТД. После чего поток газа смешивается с газообразной фазой потока газа ТП, поступает в теплообменник Т-8, где нагревается за счет потока газа ТП (тем самым его охлаждает), а затем поступает в теплообменник Т-5, где

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

подогревается до положительной температуры и направляется в КП-1, где происходит повышение его давления до значения, которое равно давлению в газопроводе низкого давления.

При необходимости повышенной производительности СПГ, ветвь ТП подключают на вход теплообменника Т-5, где происходит охлаждение потока газа ТП. В теплообменнике Т-9 происходит охлаждение потока газа ТП за счет потока очищенных паров с колонны К-3. После этого, ТП подключают на вход дросселя и направляют в ректификационную колонну К-3, где происходит отделение низкокипящих компонентов от высококипящих (они конденсируются и образуют кубовый остаток). В свою очередь, кубовый остаток, обогащенный высококипящими компонентами, циркулирует через ребойлер Т-10, где происходит его частичное испарение и одновременное охлаждение потока газа ТП перед поступлением в ректификационную колонну К-3. Пары очищенного от C_{5+} низкокипящего продукционного потока проходят теплообменники Т-9 и Т-8 и поступают на продукционный дроссель. На дросселе происходит понижение давления потока газа с образованием газовой фазы и жидкостной фазы. Эта смесь поступает в продукционный сепаратор С-2, где происходит разделение жидкой и газообразной фазы. Жидкая фаза есть продукт, то есть сжиженный природный газ (СПГ). Газообразная фаза после продукционного сепаратора С-2 смешивается с потоком газа ТД, поступает в теплообменник Т-8, где подогревается. Затем этот поток поступает через теплообменник Т-5 в КП-1, где происходит повышение давления потока газа до значения, которое равно давлению в газопроводе низкого давления.

Выход ТП подключен ко входу блока хранения 4 для направления полученного продукта – СПГ. При хранении СПГ начинает частично испаряться с получением отпарного газа. Трубопровод отпарного газа подключен к выходу блока хранения 4, проходит через теплообменник Т-5 для нагрева отпарного газа, подключен на вход эжектора блока возврата паров 5. Утилизация отпарного газа производится в блоке возврата паров 5, который предназначен для повышения

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

давления отпарного газа до значений, позволяющих направить его потребителям ГРС. Для этой цели в блоке предусмотрен эжектор (струйный компрессор), который за счет использования части осушенного магистрального газа позволяет повысить давление отпарного газа и вернуть его потребителям ГРС. Отпарный газ эжектируется потоком природного газа низкого давления и смешивается с ним.

Технологическая схема цикла с двойным расширением азота представлена на рисунке 7.

Азот высокого давления предварительно охлаждается в теплообменнике Т-1, затем расширяется в детандере ТД-1 до среднего давления. Затем охлажденный азот проходит обратным потоком второй теплообменник Т-2, где он участвует в охлаждении потока сырьевого газа, прежде чем он снова расширится в детандере ТД-2 до низкого давления.

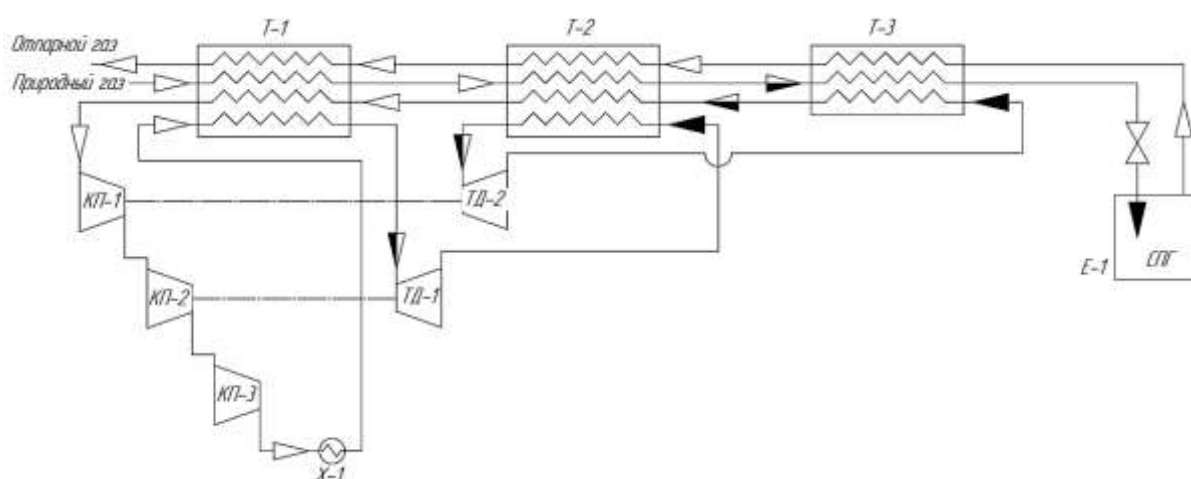


Рисунок 7 – Принципиальная схема цикла с двойным расширением азота:

Е-1 – емкость хранения СПГ; Х-1 – холодильник; ТД-1, ТД-2 – турбодетандер; КП-1, КП-2, КП-3 – компрессоры; Т-1 – теплообменник предварительного охлаждения; Т-2 – теплообменник конденсации; Т-3 – криогенный теплообменник

Сжатие азота происходит в три ступени: первые два компрессора КП-1 и КП-2, работающие на энергии от детандеров, сжимают азот до среднего давления, третий компрессор КП-3 – до высокого давления. Тепло компрессии снима-

ется водным или воздушным охлаждением X-1.

Природный газ последовательно охлаждается в трех теплообменниках: вначале предварительно охлаждается, затем частично конденсируется и в последнем – сжижается. В процессе хранения СПГ он может испаряться, тогда из резервуара хранения отводится отпарной газ, который также последовательно подогревается в трех теплообменниках (может направляться потребителям).

2.4 Моделирование и расчет внедряемых технологий

Для моделирования и расчетов используется программное обеспечение, позволяющее спроектировать данные установки, определить материальные потоки процесса и оптимальный режим работы аппаратов. Для создания входящего материального потока задаем следующие параметры:

- давление;
- температура;
- расход;
- состав сырьевого газа.

Состав газа задаем в соответствие с таблицами 1 и 2, давление 6,0 МПа и температура 10 °С – 20 °С. Расход рассчитываем исходя из производительности по СПГ – 24 тыс. т/год при 8000 рабочих часов (3 тонны в час).

2.4.1 Расчет материального баланса комплекса ГРС

Схема реализуемого комплекса, спроектированная в программном обеспечении представлена на рисунке 8. Так как рассматривается внедрение малотоннажного производства, то спроектирована была только часть, представленной на рисунке 6, схемы.

Материальный баланс спроектированного комплекса ГРС представлен в таблице 4.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

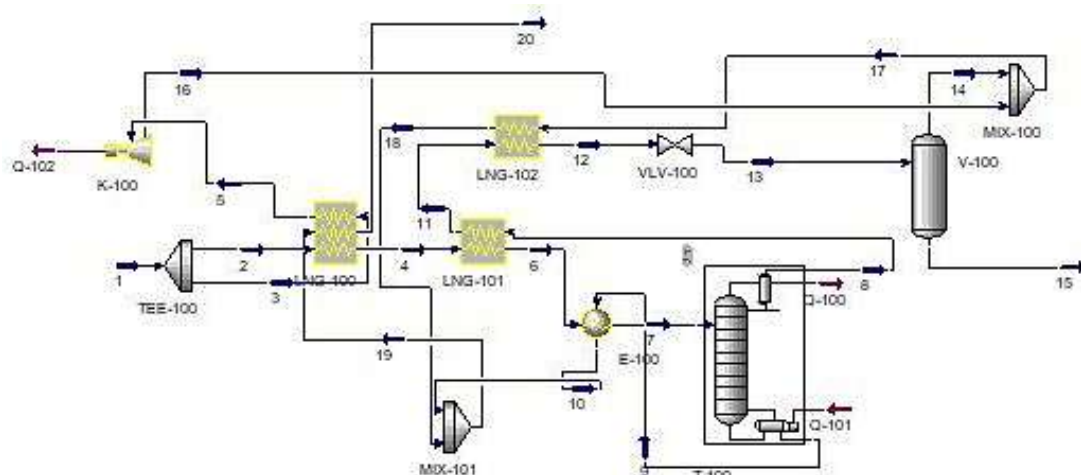


Рисунок 8 – Смоделированная схема комплекса ГРС

Таблица 4 – Материальный баланс комплекса

Приход			Расход		
Сырье	% мол.	кг/ч	Продукт	% мол.	кг/ч
Природный газ	100,0	3000,0	СПГ	54,1	1623,0
			Отпарной газ	45,9	1377,0
Итого	100,0	3000,0	Итого	100,0	3000,0

Состав продуктовых потоков представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав потоков

Компонент	Поток, % мол.	
	2	3
	Сжиженный природный газ	Отпарной газ
Метан	89,79	83,35
Этан	6,27	4,68
Пропан	0,33	5,54
и-Бутан	0,00	0,98
н-Бутан	0,00	0,84
и-Пентан	0,00	0,19
н-Пентан	0,00	0,09
Гексан	0,00	0,09

1	2	3
Гептан	0,00	0,02
Азот	3,60	4,21
Диоксид углерода	0,01	0,01

2.4.2 Расчет материального баланса азотного цикла

Схема реализуемой установки, спроектированная в программном обеспечении представлена на рисунке 9.

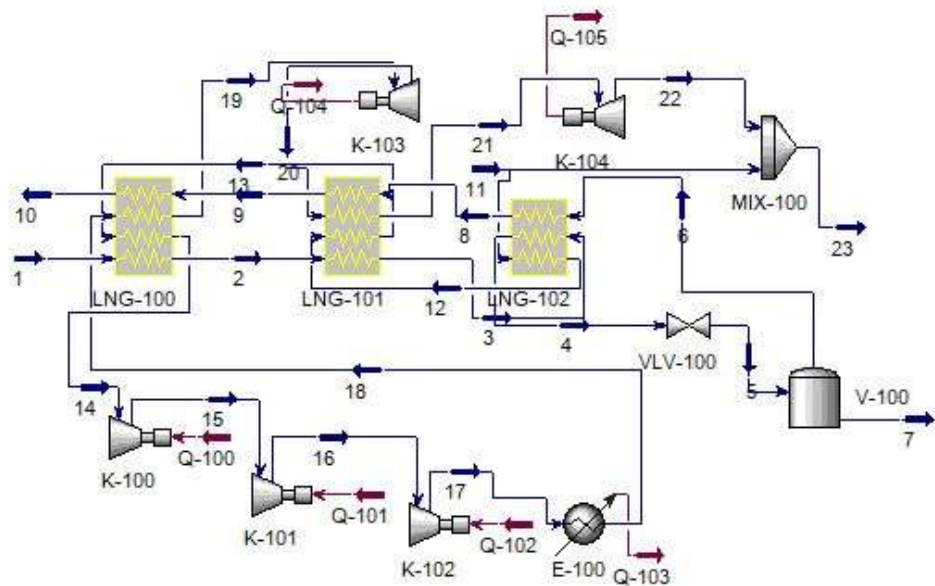


Рисунок 9 – Смоделированная схема азотного цикла

Материальный баланс спроектированного комплекса ГРС представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Материальный баланс установки

Приход			Расход		
Сырье	% мол.	кг/ч	Продукт	% мол.	кг/ч
Природный газ	100,0	3000,0	СПГ	86,4	2592,0
			Отпарной газ	13,6	408,0
Итого	100,0	3000,0	Итого	100,0	3000,0

Состав продуктовых потоков представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Состав потоков

Компонент	Поток, % мол.	
	Сжиженный природный газ	Отпарной газ
Метан	89,97	88,85
Этан	6,42	4,94
Пропан	1,22	2,54
Азот	2,38	3,66
Диоксид углерода	0,01	0,01

2.5 Расчет стоимости внедряемых установок

Расчет стоимости установки необходим для определения капитальных затрат на строительство и экономической целесообразности проектов.

В таблице 8 приведена оценка капитальных затрат на строительство комплекса ГРС без учета блоков подготовки, а также хранения СПГ и возврата паров.

Таблица 8 – Капитальные затраты на комплекс

№	Наименование оборудования	Количество	Стоимость, тыс. руб.
1	Емкость хранения СПГ	2	1485,00
2	Теплообменный аппарат	10	212,79
3	Сепаратор	2	150,00
4	Ректификационная колонна	3	1000,00
5	Компрессор	1	2050,00
6	Турбодетандер	2	160,00
Итого			10767,9

На основе анализа рынка промышленного оборудования были определены капитальные затраты в размере 10 767 900 рублей.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Для азотного цикла проводим аналогичный анализ стоимости оборудования и выводим данные в таблицу 9.

Таблица 9 – Капитальные затраты на азотный цикл

№	Наименование оборудования	Количество	Стоимость, тыс. руб.
1	Емкость хранения СПГ	2	1485,00
2	Теплообменный аппарат	3	212,79
3	Холодильник воздушного охлаждения	1	250,00
4	Компрессор	3	2050,00
5	Турбодетандер	2	160,00
Итого			10328,37

На основе анализа рынка промышленного оборудования были определены капитальные затраты на данную установку в размере 10 328 370 рублей.

При сравнении полученных затрат на внедрение установок можно увидеть, что они примерно равны, соответственно, экономическая целесообразность проектов будет оцениваться без значительного влияния капитальных затрат.

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данном разделе ВКР представлены расчеты основных показателей инвестиционной привлекательности проекта по внедрению технологии сжижения природного газа, согласно следующей методике [34,35]:

1) Чистый дисконтированный доход (NPV) – показывает количество прибыли от проекта к концу расчетного периода с учетом ставки дисконтирования:

$$NPV = \sum_{T=0}^{T_{\text{расч}}} CF_T \cdot \frac{1}{(1+i)^T}; \quad (1)$$

где $T_{\text{расч}}$ – расчетный период, год. Принимаем равным 10 годам;

CF_T – поток платежей в период T_i с учетом начальных инвестиций, тыс. руб.;

i – ставка дисконтирования, %. Принимаем равной действующей ключевой ставке ЦБ РФ равной 11 %.

2) Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – показывает через сколько показатель станет положительным и проект начнет приносить прибыль:

$$DPP = \sum_{T=0}^{T_{\text{расч}}} CF_T \cdot \frac{1}{(1+i)^T} \geq K_T; \quad (2)$$

где K_T – величина капитальных затраты в год, тыс. руб.

Принимаем индекс 1 для комплекса ГРС, а индекс 2 – азотный цикл.

Поток платежей определяется по следующей формуле:

$$CF_T = D_T - K_T - И_T; \quad (3)$$

где D_T – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб.;

$И_T$ – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб.

					ВКР.191285.180301.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Малькова А. Е.			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Гужель Ю. А.				у	43	62
Н. Контр.		Родина Т. А.				АмГУ, ИФФ гр. 918-об		
Зав. каф.		Гужель Ю. А.						

Доход определяется как стоимость произведенного СПГ:

$$D_T = C_0 \cdot G_{\text{год}}; \quad (4)$$

где C_0 – стоимость продажи одной тонны СПГ, равна 28 тыс. руб./т;

$G_{\text{год}}$ – массовая производительность установки, т/год;

$$D_T = 28 \cdot 24\,000 = 672\,000 \text{ тыс. руб.};$$

Капитальные затраты определяются по следующей формуле:

$$K = K_{\text{ОБ}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ПР}}; \quad (5)$$

где $K_{\text{ОБ}}$ – капитальные затраты на покупку основного оборудования, тыс. руб.;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительные и наладочные работы, тыс. руб. Принимаем равной 20 % от $K_{\text{ОБ}}$;

$K_{\text{ПР}}$ – прочие неучтенные затраты, тыс. руб. Принимаем равным 10 % от $K_{\text{ОБ}}$.

$$K_1 = 10767,9 + 0,2 \cdot 10767,9 + 0,1 \cdot 10767,9 = 13998,27 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_2 = 10328,37 + 0,2 \cdot 10328,37 + 0,1 \cdot 10328,37 = 13426,88 \text{ тыс. руб.};$$

Эксплуатационные издержки определяются по следующей формуле:

$$I_T = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ΔW}} + I_{\text{ПГ}}; \quad (6)$$

где $I_{\text{АМ}}$ – амортизационные отчисления в течение год, тыс. руб.;

$I_{\text{ЭКС}}$ – эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб.;

$I_{\text{ΔW}}$ – стоимость электроэнергии за год, тыс. руб.;

$I_{\text{ПГ}}$ – стоимость закупки сырья, тыс. руб.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ОБ}}}{T_{\text{ОБ}}}; \quad (7)$$

где $T_{\text{ОБ}}$ – средний срок службы технологического оборудования, принимаем равным 15 годам.

$$I_{\text{АМ}1} = \frac{10767,9}{15} = 717,86 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{АМ}2} = \frac{10328,37}{15} = 688,56 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ЭКС}} = K \cdot a \cdot k_{\text{ДОП}}; \quad (8)$$

где $a = 0,1$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и эксплуатацию производства СПГ;

$k_{\text{ДОП}}$ – коэффициент, характеризующий увеличение эксплуатационных затрат на обслуживание первичного производства при увеличении производительности, принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{ЭКС}_1} = 13998,27 \cdot 0,1 \cdot 1,1 = 1539,81 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ЭКС}_2} = 13426,88 \cdot 0,1 \cdot 1,1 = 1476,96 \text{ тыс. руб.};$$

Расходы на электроэнергию определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = C \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot T \cdot k_W; \quad (9)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная мощность технологического оборудования, кВт;

C – стоимость электроэнергии, равная 6,74 руб./кВт · ч;

k_W – коэффициент увеличения потребления электроэнергии в части первичного производства, принимаем равным 10 %.

$$I_{\Delta W_1} = 6,74 \cdot 1060 \cdot 8000 \cdot 1,1 = 62870,72 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\Delta W_2} = 6,74 \cdot 1380 \cdot 8000 \cdot 1,1 = 81850,56 \text{ тыс. руб.};$$

Расходы на покупку сырья рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{ПГ}} = C_0 \cdot G_{\text{ПГ}}; \quad (10)$$

где C_0 – стоимость одной тонны сырья, равна 5,75 тыс. руб./т.

$$I_{\text{ПГ}} = 5,75 \cdot 24000 = 138000 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{T_1} = 717,86 + 1539,81 + 62870,72 + 138000 = 203128,39 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{T_2} = 688,56 + 1476,96 + 81850,56 + 138000 = 222016,08 \text{ тыс. руб.};$$

Примем, что капитальные вложения будут поступать в равных долях в течение первых двух лет. На установленную мощность установка комплекса ГРС выйдет после пуско-наладочных работ на третий год. Результат основных показателей приведен на рисунке 10 и в таблице 10.

						ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			45

Таблица 10 – Основные экономические показатели проекта комплекса

Показатель	Расчетная величина	Условия
<i>NPV</i> , тыс. руб.	13866,24	$NPV > 0$
<i>DPP</i>	2 года 8 месяцев	$DPP < T_{расч}$

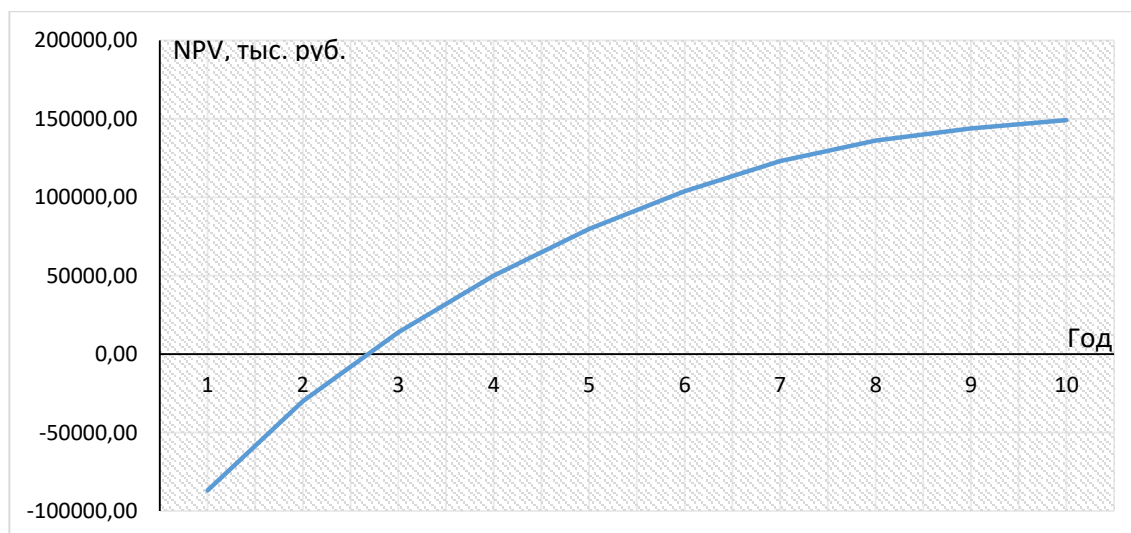


Рисунок 10 – Результат экономического роста по комплексу

Принимаем, что капитальные вложения будут поступать в равных долях в течение первых двух лет. На установленную мощность установка азотного цикла выйдет после пуско-наладочных работ на третий год. Результат основных показателей приведен на рисунке 11 и в таблице 11.

Таблица 11 – Основные экономические показатели проекта азотного цикла

Показатель	Расчетная величина	Условия
<i>NPV</i> , тыс. руб.	7267,87	$NPV > 0$
<i>DPP</i>	2 года 10 месяцев	$DPP < T_{расч}$

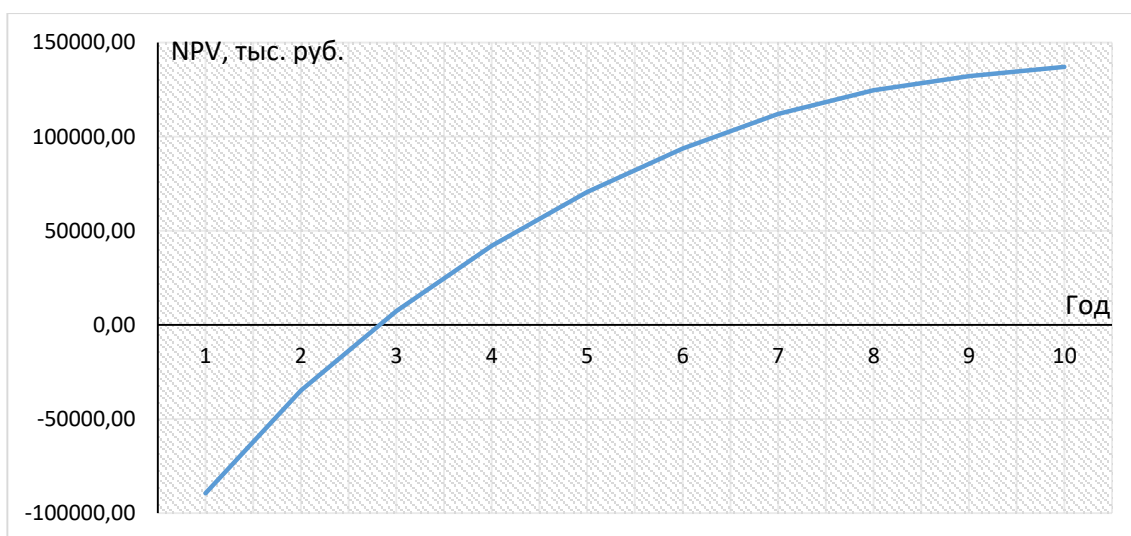


Рисунок 11 – Результат экономического роста по азотному циклу

На основе полученных показателей можно говорить о том, что каждый из предлагаемых проектов окупается в относительно краткие сроки – в течение трех лет. Также на третий год полномасштабной работы предприятие начинает приносить доход, однако, при сравнении показателей доходности видно, что комплекс ГРС приносит 13 866 240 рублей, а азотный цикл – 7 267 870 рублей. Следовательно, комплекс при прочих равных условиях будет приносить почти в два раза больше прибыли нежели азотный цикл, что говорит о большей привлекательности именно данного проекта.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

4.1 Воздействие опасных и вредных производственных факторов на персонал при аварийных ситуациях в производстве СПГ

При эксплуатации объектов СПГ основными проблемами соблюдения техники безопасности и охраны труда являются

- Химическое воздействие;
- Транспортировка СПГ;
- Замкнутое пространство;
- Контактное взаимодействие с холодной поверхностью.

Основными факторами, определяющие взрыво- и пожароопасных происшествия на объектах СПГ являются:

- утечка легко воспламеняющихся веществ;
- наличие горючего газа (сырьевой газ);
- легко воспламеняющиеся жидкости;
- молниевые разряды;
- открытое пламя, возникающее при скоплении электростатических зарядов.

Главным фактором риска, который может привести к образованию аварийной ситуации – это утечка СПГ. В результате утечки может произойти возгорание жидкости или распространение природного газа в виде облака [36].

К источниками возникновения электрических зарядов можно отнести:

- контакт жидкости с различными материалами (трубопроводы, резервуары);
- скопление зарядов в парах и водных аэрозолях.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				у	48	62
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

Причиной нарушения целостности конструкции может являться разность давления, которое возникает вследствие длительного хранения СПГ и его расслоения внутри резервуаров.

Для предотвращения перемещения фаз СПГ в резервуарах хранения, был разработан план мероприятий. В это план входят следующие шаги: контроль давления, плотности и температуры СПГ в резервуарах на всей высоте столба жидкости; установка предохранительных клапанов на резервуарах, которые способны предотвратить распределение СПГ с различными плотностями по объему для предотвращения расслоения; установка предохранительных клапанов на резервуарах для хранения СПГ; установка системы перемешивания СПГ внутри резервуара; и установка наливных устройств на разных уровнях в резервуарах для возможного перемещения фаз СПГ.

Для соблюдения безопасности работников, их необходимо снабжать средствами индивидуальной защиты, проводить инструктажи по технике безопасности для предотвращения отморожения в случае контакта с холодной поверхностью [36].

Для каждого используемого химиката должен иметься *паспорт безопасности вещества* (ПБВ), который должен находиться на объекте в быстром доступе.

Необходимо обеспечивать надежную систему для обнаружения утечек и выбросов газа. Для понижения давления и в дальнейшем меньшего расхода выбросов следует установить специальные средства сброса давления. Кроме того, следует руководствоваться показаниями устройств обнаружения газа при выдаче разрешений на вход в замкнутое пространство и проведение работ в нем.

К числу объектов с замкнутым пространством могут относиться [36]:

- резервуары хранения;
- сооружения для локализации разливов сжиженного газа;
- объекты инфраструктуры обращения со сточными водами.

Выбросы, влияющие на загрязнение атмосферы возможны:

– от источников тепла и горения (осушка природного газа, регазификация СПГ);

– при эксплуатации компрессоров, поршневых двигателей, насосов.

На заводах по сжижению СПГ и регазификационных терминалах могут происходить вредные выбросы, вызванные факельным сжиганием и неорганизованными выбросами углеводородов. Эти источники выбрасывают в атмосферу газы, такие как оксиды азота, монооксид углерода, диоксид углерода.

Для того, чтобы оценить воздействие заводов СПГ на качество воздуха, необходимо использовать базовые оценки качества воздуха и модели рассеивания в атмосфере. Это позволит определить потенциальные значения концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при проектировании и планировании эксплуатации этих объектов.

Важно отметить, что выбросы на заводах СПГ могут оказывать негативное воздействие на окружающую среду и здоровье людей, особенно если они находятся поблизости. Поэтому необходимо принимать меры для снижения выбросов и защиты окружающей среды. Некоторые заводы уже принимают меры для снижения выбросов, например, использование технологий сжигания с низким содержанием серы и углерода.

Выброс в атмосферу отходящих газов, образующихся при сгорании газообразного или жидкого топлива в насосах, турбинах, котлах, компрессорах и других двигателях для производства электроэнергии и тепла, может стать существенным источником с объектов СПГ. При подборе и закупках оборудования следует учитывать его характеристики в части выбросов загрязняющих веществ в атмосферу [36].

Следует оценить необходимость выбора использования на регазификационных терминалах испарителей с погружной камерой сгорания, кожухотрубных испарителей, панельных испарителей открытого типа и воздушных испарителей, принимая во внимание имеющееся состояние окружающей среды и её чувствительность к такого рода воздействиям. Если вблизи имеется другой источник

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

тепловой энергии (например, нефтеперерабатывающий завод), можно рассмотреть возможность эксплуатации установки для утилизации отходящего тепла, либо кожухотрубных испарителей.

Если для регазификации СПГ используются панельные испарители открытого типа, то выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не ожидается, за исключением неорганизованных выбросов газа с высоким содержанием метана.

Факельное сжигание и выпуск газа служат важной мерой обеспечения безопасности, используемой на объектах СПГ для:

- отключении питания;
- обеспечения безопасного сброса газа при аварийных ситуациях;
- отказе оборудования или возникновении других нештатных ситуаций.

Такие меры при эксплуатации установок СПГ в штатном режиме считаются неприемлемыми и их следует избегать.

Во время хранения СПГ, наблюдаются выбросы паров метана – «отпарного газа» (ОГ) – в связи с изменениями атмосферного давления, воздействием температуры окружающей среды и насосов резервуаров. Отпарной газ следует собирать с помощью соответствующей системы рекуперации паров (например, компрессорной системы) [36].

- Возвращать пары в установки сжижения, или применять как топливо (на заводах СПГ и на борту танкеров-газовозов).
- Возвращать пары на установку регазификации с дальнейшим использованием в качестве топлива на заводе (на регазификационных заводах).

Основными источниками возникновения неорганизованных выбросов могут возникать:

- при утечки газа из трубопровода;
- на операции погрузки и разгрузки;
- при отводе газа без сжигания.

Необходимо еще на стадии проектирования учитывать все основные факторы, влияющие на окружающую среду. При выборе подходящей аппаратуры

необходимо учитывать требования соответствия и безопасности наряду с их способностью снижать утечки газа и предупреждать неорганизованные выбросы в атмосферу [36].

4.2 Взаимное влияние техногенных объектов при возникновении аварийных ситуаций

Опасности и чрезвычайные ситуации техногенного характера возникают из-за нескольких факторов. Один из них – это неустойчивое состояние объекта, когда все потоки, которые на него воздействуют, превышают максимально допустимые значения. Другой фактор – это недостатки в контроле со стороны надзорных органов и государственных инспекций. Также важным фактором является устаревшее оборудование, снижение технологической и трудовой дисциплины, а также недостаточный уровень предупредительных мероприятий для уменьшения масштабов и последствий ЧС, а также снижения риска их возникновения.

Важным фактором, который также содействует возникновению опасных ситуаций, является повышение энергоемкости, внедрение новых технологий и материалов, которые могут быть опасны для природы и человека. Наконец, накопление отходов производства и энергетики, включая химические и радиоактивные материалы, является еще одним фактором, который может привести к возникновению ЧС.

Чтобы предотвратить возникновение опасных ситуаций, необходимо принять соответствующие меры. Это может включать в себя усиление контроля со стороны надзорных органов и государственных инспекций, обновление и модернизацию оборудования, повышение технологической и трудовой дисциплины, а также улучшение системы предупреждения и реагирования на ЧС. Кроме этого, важно разработать и внедрить более безопасные технологии и материалы, а также эффективные методы утилизации отходов производства и энергетики. В целом, предотвращение опасных ситуаций и ЧС техногенного характера является важной задачей, которая требует совместных усилий со стороны государственных органов, компаний и общества в целом.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

также соблюдать правила хранения и использования радиоактивных и биологически опасных веществ [38].

Воздействия ЧС техногенного характера различаются по характеру в зависимости от:

- предсказуемости (что дает возможность подготовиться к ЧС и минимизировать его последствия);
- площади и длительности воздействия;
- сущности техногенного явления.

Согласно положениям Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [39] к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества следующих видов:

а) воспламеняющиеся вещества – газы, которые при нормальном давлении и в смеси с воздухом становятся воспламеняющимися, и температура кипения которых при нормальном давлении составляет 20 °С или ниже;

б) окисляющие вещества – вещества, поддерживающие горение, вызывающие воспламенение или способствующие воспламенению других веществ в результате окислительно-восстановительной экзотермической реакции;

в) горючие вещества – жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

г) взрывчатые вещества – вещества, которые при определенных видах внешнего воздействия способны на очень быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;

д) токсичные и высокотоксичные вещества – вещества, способные при воздействии на живые организмы приводить к их гибели;

е) вещества, представляющие опасность для окружающей среды, – вещества, характеризующиеся в водной среде показателями острой токсичности.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

В соответствии с определением Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» [40] пожаром называется неконтролируемое горение, причиняющее вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.

Все пожары можно классифицировать [38]:

- времени прибытия пожарных подразделений;
- по внешним признакам горения;
- месту возникновения.

Пожары могут быть различными по своим характеристикам. Они могут быть открытыми, когда процесс горения происходит в открытых помещениях или скрытыми, когда они возникают в замкнутых помещениях без окон и остекления. Также пожары могут быть внутренними, когда они возникают внутри зданий и сооружений, или наружными, когда они возникают на объектах, расположенных вне зданий и сооружений. Некоторые пожары могут быть одновременно наружными и внутренними.

Пожары – это серьезная угроза для жизни и имущества. В России каждый год происходит тысячи пожаров, которые приводят к гибели и травмированию людей, а также к значительным материальным потерям.

Большой ущерб не затронутым пожаром помещениям и хранящимся в них предметам может нанести вода, используемая для тушения пожара. Неприемлемые последствия пожара – это прекращение выполнения объектом, поврежденным пожаром, своих функций.

Основными поражающими факторами взрыва являются воздушная ударная волна и осколки. В результате взрыва могут произойти гибель людей или получение или ранений, а также разрушение или повреждение зданий, транспортных средств, сооружений, элементов коммуникаций, технологического оборудования и др. объектов. Взрывоопасные объекты могут быть найдены в различных отраслях промышленности, таких как нефтегазовая, химическая и др.

Последствиями взрывов могут быть серьезные травмы и даже смерть. Люди могут оказаться под завалами или получить ожоги, переломы и другие повреждения. Также возможно поражение людей обломками, которые могут обрушиться на них из зданий и сооружений [38].

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассмотрены технологии сжижения ПГ для различных объемов производства. Определена возможность внедрения производства СПГ в Амурской области, а также проведен сравнительный анализ технологий малотоннажного производства для внедрения, а именно комплекса ГРС и азотного цикла сжижения.

Составлены технологические схемы внедряемых проектов, произведен расчет материального баланса для каждого из вариантов для проектной мощности 24000 т/год. Рассчитаны капитальные затраты на оборудование для каждого из внедряемых проектов.

Определены основные показатели экономической эффективности проектов и срок их окупаемости, который для каждого из проектов составляет менее 3 лет. Каждый проект начинает приносить прибыль на третьем году функционирования, соответственно, можно говорить о привлекательности обоих проектов.

Однако, при сравнении доходности каждого из предприятий можно выявить наиболее привлекательный вариант, а именно, комплекс ГРС, который по рассчитанным показателям должен приносить в два раза больше прибыли при прочих равных условиях со вторым проектом. Соответственно, комплекс ГРС приносит 13 866 240 рублей, а азотный цикл – 7 267 870 рублей.

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				у	57	62
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Татаренко, В. И. Российские СПГ-проекты: история, современность, перспективы / В. И. Татаренко [и др.]. // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2018. – С. 61-74.

2 Климентьев, А. Ю. Среднетоннажный СПГ в России: между небо и землей / А. Ю. Климентьев, Т. А. Митрова, А. А. Собко. – М. : Московская школа управления Сколково, 2018. – 102 с.

3 Кондратенко, А. Д. Подготовка природного газа к сжижению на малотоннажных установках / А. Д. Кондратенко // в сб. статей всероссийской научной конференции «Инновационное развитие технологий производства СПГ», 2019. – С. 33-34.

4 Климентьев, А. Ю. Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России / А. Ю. Климентьев, Т. А. Митрова, А. А. Собко. – М. : Московская школа управления Сколково, 2018. – 189 с.

5 Сасаев, Н. И. Развитие крупнотоннажного производства сжиженного природного газа как стратегический приоритет экономико-социального развития России / Н. И. Сасаев // Управленческое консультирование, 2018. – № 8. – С. 82-95.

6 Мещерин, И. В. Оптимизация технологий сжижения природного газа с целью повышения экономической эффективности процесса / И. В. Мещерин // Территория нефтегаз, 2016. – № 3. – С. 146-152.

7 Кондратенко, А. Д. Обеспечение качества при производстве СПГ для газомоторного топлива / А. Д. Кондратенко // в сб. статей всероссийской научной конференции «Инновационное развитие технологий производства СПГ», 2019. – С. 61-63.

8 Василевич, В. В. Сравнительный анализ современных технологий круп-

					<i>ВКР.191285.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Малькова А. Е.</i>			<i>Возможность и экономичная целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>				у	58	62
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>			<i>АмГУ, ИФФ гр. 918-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

нотоннажного производства сжиженного природного газа / В. В. Василевич [и др.]. // Газовая промышленность, 2017. – № 9. – С. 52-57.

9 Ануров, С.А. Криогенные технологии разделения газов / С.А. Ануров. – М. : ООО «АР-Консалт», 2017. – 233 с.

10 Федорова, Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование / Е. Б. Федорова. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.

11 Баранов, А.Ю. Энергоэффективные циклы сжижения природного газа / А. Ю. Баранов [и др.]. // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Холодильная техника и кондиционирование», 2016. – № 1. – С. 1-8.

12 Голубева, И. А. Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата / И. А. Голубева, В. М. Юпоев // Газовая промышленность, 2016. – № 1. – С. 73-78.

13 Федорова, Е. Б. Развитие технологий крупнотоннажного производства СПГ / Е. Б. Федорова // Транспорт на альтернативном топливе, 2011. – № 3. – С. 70-74.

14 Лунькова, Л. Г. Сжиженный природный газ: настоящее и будущее / Л. Г. Лунькова, Г. С. Мельников, Н. А. Глушко // Инновационные аспекты развития науки и техники, 2020. – С. 16-22.

15 Кондратенко, А. Д. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа / А. Д. Кондратенко [и др.]. // НефтеГазоХимия, 2016. – № 4. – С. 31-36.

16 Кондратенко, А. Д. Разработка технологии подготовки природного газа для малотоннажного производства СПГ / А. Д. Кондратенко // в сб. трудов 71-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017», 2017. – С. 176-181.

17 Фёдорова, Е. Б. Концепция создания отечественной линии по производству сжиженного природного газа / Е. Б. Федорова, В. Б. Мельников // Нефтегазохимия, 2015. – № 3. – С. 44-53.

18 Попов, Н. А. Создание установок сжижения природного газа и внедрение эффективных СПГ-технологий / Н. А. Попов, М. Б. Белов // Автогазозаправочный комплекс + альтернативное топливо, 2011. – № 2. – С. 17-20.

19 Карпов, А. Б. Анализ технологий малотоннажного производства сжиженного природного газа / А. Б. Карпов // в сб. трудов III Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика», 2017. – 4 с.

20 Баранов, А.Ю. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. Ч. 1 / А. Ю. Баранов, Е. В. Соколова / Учебное пособие. – СПб : Университет ИТМО, 2017. – 95 с.

21 Горбачев, С. П. Особенности малотоннажного производства СПГ на газопроводах на основе дроссельных циклов высокого давления / С. П. Горбачев, И. С. Медведков // Технические газы, 2016. – Т. 16. – № 1. – С. 29-36.

22 Федорова, Е. Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации / Е. Б. Федорова, В. Б. Мельников // Газовая промышленность, 2015. – № 8. – С. 90-94.

23 Жагфаров, Ф. Г. Инновационные технологии при подготовке природного газа в проектах производства сжиженного природного газа / Ф. Г. Жагфаров, А. Б. Карпов, Н. А. Григорьева // Технологии нефти и газа, 2017. – № 6. – С. 14-18.

24 Федорова, Е. Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России / Е. Б. Федорова, В. Б. Мельников // НефтеГазоХимия, 2015. – С. 44-51.

25 Акулов, Л. А. Теплофизические свойства криопродуктов / Л. А. Акулов [и др.]. – СПб. : Политехника, 2001. – 243 с.

26 Аджиев, А. Ю. Концепция создания отечественной линии по производству сжиженного природного газа / А. Ю. Аджиев, Н. П. Морева, Н. И. Долинская // Нефтегазохимия, 2015. – № 3. – С. 28-32.

										ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							60

27 «Газпром» построит комплекс СПГ в Свободненском районе Амурской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/12301963>. – 10.05.2023.

28 Кондратенко, С. Е. Перспективы применения сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в России / С. Е. Кондратенко // Газовая промышленность, 2017. – № 4. – С. 76-82.

29 Голубева, И. А. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. П. Дубровина // Мир нефтепродуктов, 2016. – № 6. – С. 4-13.

30 Бородин, А. В. Промышленное аналитическое оборудование для контроля подготовки природного газа к сжижению / А. В. Бородин [и др.]. // Лаборатория и производство, 2019. – № 2. – С. 112-128.

31 Филимонова, И. В. Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития / И. В. Филимонова [и др.]. // Neftegaz.RU, 2023. – №2. – С. 50-62.

32 Пат. 2665787 Российская Федерация, МПК F25J 1/00. Комплекс сжижения природного газа на газораспределительной станции / Ю. В. Белоусов. – № 2017126208 ; Заявл. 21.07.2017 ; Оpubл. 04.09.2018, Бюл. № 25.

33 ГОСТ Р 56021–2014. «Газ горючий природный сжиженный. Технические условия». – Введ. 2016–01–01. – М. : Стандартинформ, 2016. – 12 с.

34 Учет затрат на производство продукции [Электронный ресурс] : «Клобби». – Режим доступа: <https://clobbi.com/ru/products/charges/>. – 10.05.2023.

35 Гуреева, М. А. Экономика нефтяной и газовой промышленности / М. А. Гуреева. – М. : Академия, 2012. – 240 с.

36 Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда для работ по производству, транспортировке и регазификации сжиженного природного газа (СПГ) // Группа всемирного банка, 2007. – 26 с.

37 Петров, С. В. Опасные ситуации техногенного характера и защита от них / С. В. Петров, В. А. Макашев. – М. : ЭНАС, 2008. – 191 с.

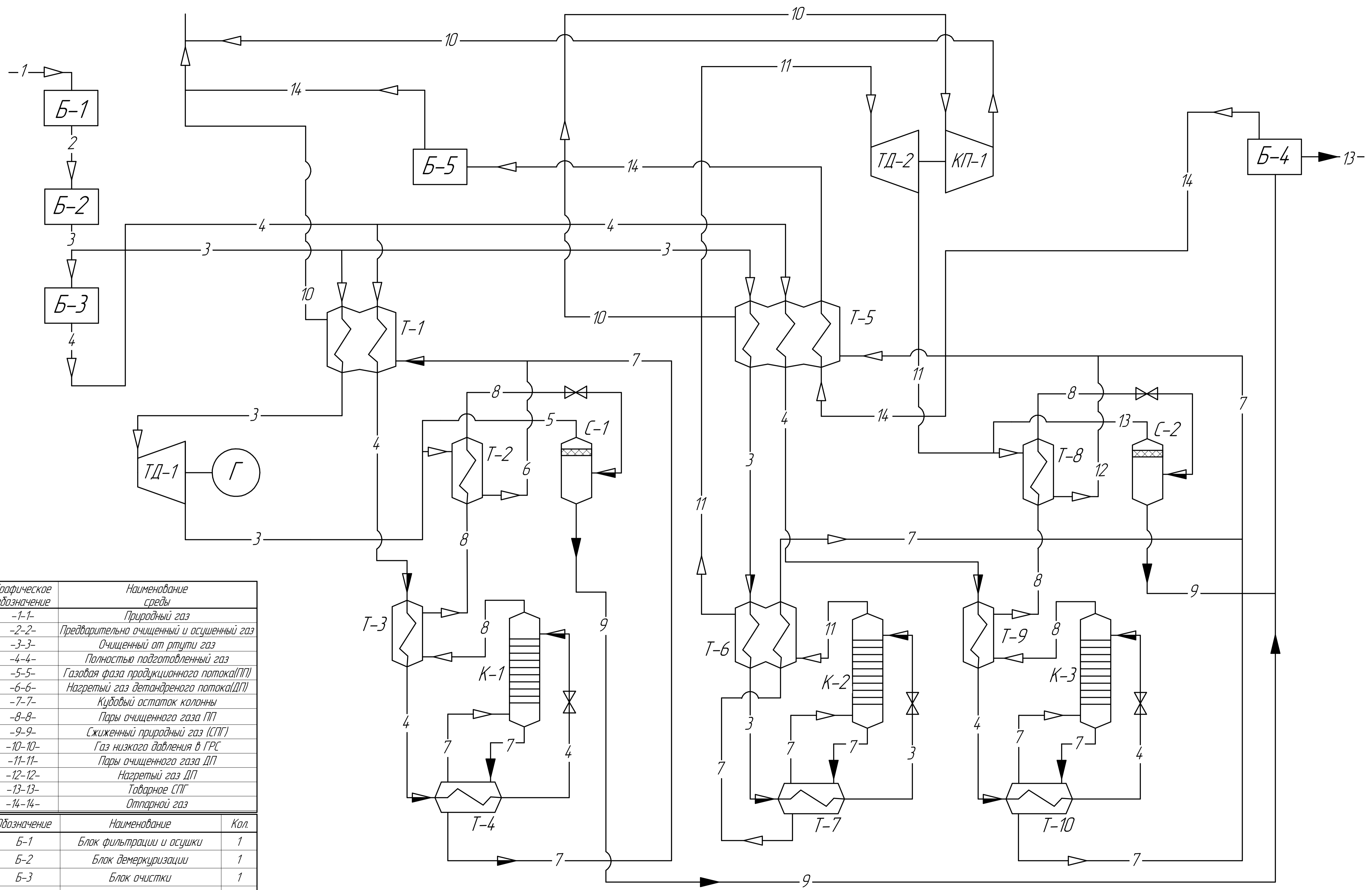
						ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			61

38 Соломин, В. П. Безопасность жизнедеятельности для педагогических и гуманитарных направлений : учебник и практикум для вузов / В. П. Соломин [и др.] ; под ред. В. П. Соломина. – М. : Издательство Юрайт, 2023. – 399 с.

39 Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 1997. – № 30, ст. 3588; 2000, № 33, 3348; 2003.

40 Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 1994. – Ст. 1.

					ВКР.191285.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62



Графическое обозначение	Наименование среды
-1-1	Природный газ
-2-2	Предварительно очищенный и осушенный газ
-3-3	Очищенный от ртути газ
-4-4	Полностью подготовленный газ
-5-5	Газовая фаза производного потока (ПП)
-6-6	Нагретый газ детандреного потока (ДП)
-7-7	Кудовый остаток колонны
-8-8	Пары очищенного газа ПП
-9-9	Сжиженный природный газ (СПГ)
-10-10	Газ низкого давления в ГРС
-11-11	Пары очищенного газа ДП
-12-12	Нагретый газ ДП
-13-13	Товарное СПГ
-14-14	Отпарной газ

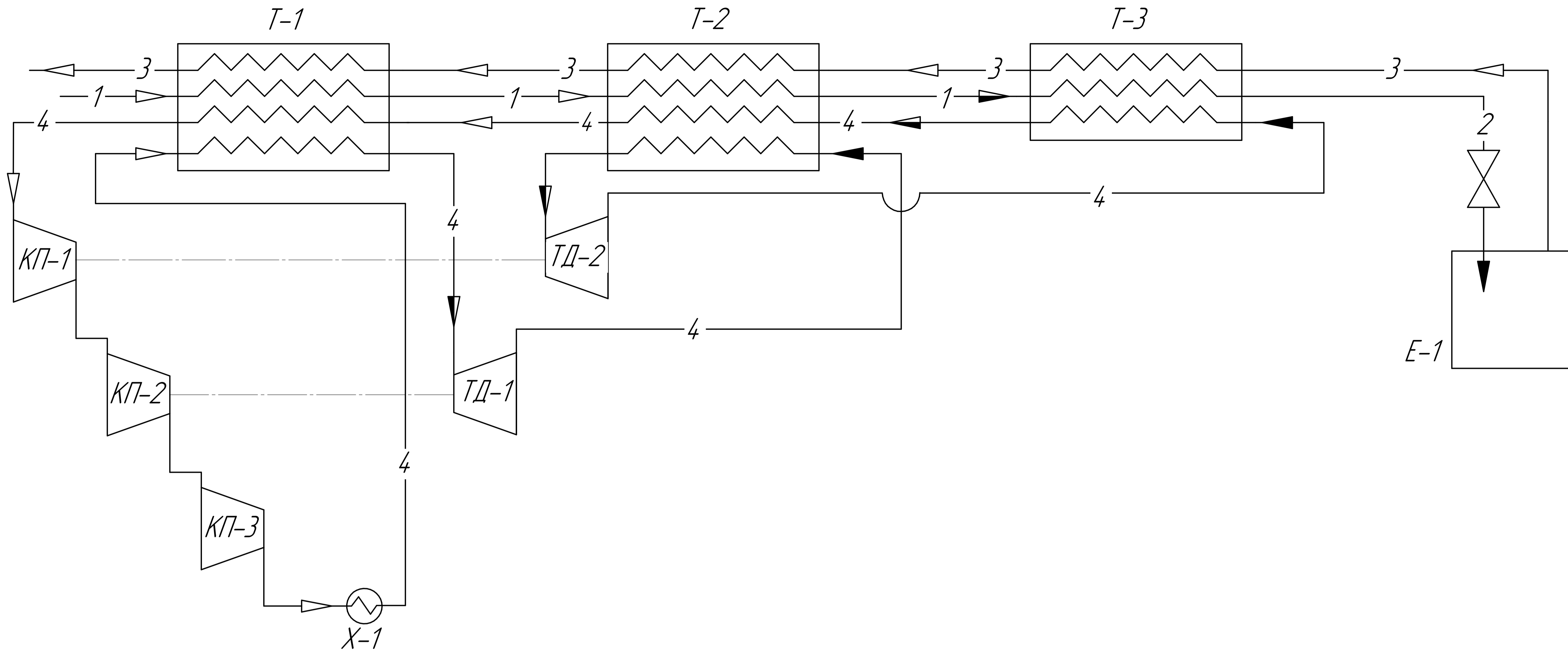
Обозначение	Наименование	Кол.
Б-1	Блок фильтрации и осушки	1
Б-2	Блок демеркуризации	1
Б-3	Блок очистки	1
Т-1-Т-10	Теплообменник	10
ТД-1-ТД-2	Турбодетандер	2
К-1-К-3	Ректификационная колонна	3
С-1-С-2	Производный сепаратор	2
КП-1	Компрессор	1
Б-4	Блок хранения СПГ	1
Б-5	Блок возврата паров	1

ВКР.191285.180301.ТС

Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Возможность и экономическая целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Малькова А.Е.					у		1:1
Проб.	Гужель В.А.							
Т.контр.								
Исполн.	Родина Т.А.							
Утв.	Гужель В.А.							

Лист 1 из 1
 АмГУ ИФФ
 гр. 918-05
 Формат А1
 Копирован

АО "Амургаз" © 2012. Все права защищены. Разрешено использование в личных целях. Любое коммерческое использование запрещено.



Графическое обозначение	Наименование среды
-1-1-	Природный газ
-2-2-	Сжиженный природный газ
-3-3-	Испарившийся СПГ
-4-4-	Азот

Обозначение	Наименование	Кол.
T-1	Теплообменник предварительного охлаждения	1
T-2	Теплообменник основного охлаждения	1
T-3	Теплообменник сжижения	1
КП-1-КП-3	Компрессор	3
ТД-1-ТД-2	Турбодетандер	2
Х-1	Холодильник	1
Е-1	Емкость хранения СПГ	1

				ВКР.191285.180301.ТС		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Возможность и экономическая целесообразность производства сжиженного природного газа в Амурской области	
Разраб.	Малькова А.Е.				Лит.	Масса
Проб.	Гижель В.А.				у	1:1
Т.контр.					Лист	Листов 1
Исполн.	Родина Т.А.				АМГУ ИФФ	
Утв.	Гижель В.А.				зр. 918-0б	
				Копировал		Формат А1

КОРМУС-ЭН (20) Учреждение «Вектор» © 2021 ООО «АМГУ-Системы проектирования». Россия. Все права защищены.
 Вид № 001/2011 Лист № 001/2011 Изд. № 001/2011 Подп. и дата

Серий. № _____
 Лист. 001/2011