



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

Инженерная школа

Кафедра нефтегазового дела и нефтехимии

Лунькова Лилия Геннадьевна

**ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА
НА МИНИ-ЗАВОДАХ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

по образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного
транспорта»

г. Владивосток
2019

Содержание

Обозначения и сокращения.....	4
Введение.....	5
1 Общая часть	7
1.1 Понятие и классификация холодильных машин.....	7
1.2 Методы получения глубокого холода.....	7
1.3 Виды циклов	8
1.3.1 Цикл Линде	9
1.3.2 Цикл Клода	10
1.3.3 Цикл Капицы	11
1.3.4 Сравнение холодильных циклов	13
2 Научная глава	14
2.1 Анализ технологий сжижения природного газа	14
2.1.1 Технологии на смесевых хладагентах.....	14
2.1.2 Зарубежные технологии сжижения в малотоннажном производстве ..	19
2.1.3 Технологии сжижения в малотоннажном производстве в России	21
3 Расчетная часть.....	28
3.1 Тепловой расчет установки сжижения природного газа	28
4 Технологическая часть	39
4.1 Состав завода СПГ	39
4.2 Оборудование для завода СПГ	42
5 Технико-экономическое обоснование строительства малотоннажного завода по производству СПГ	45
5.1 Оценка капитальных затрат на строительство завода.....	45
5.2 Оценка годовых эксплуатационных затрат	44

5.2.1 Оплата труда	44
5.2.2 Отчисления во внебюджетные фонды	44
5.2.3 Амортизационные отчисления	45
5.2.4 Материальные затраты	45
5.2.5 Прочие затраты.....	45
5.3 Оценка экономических показателей	46
6 Промышленная и экологическая безопасность	49
Заключение	53
Список литературы	55

Обозначения и сокращения

ПГ – природный газ;

СПГ – сжиженный природный газ;

ХМ – холодильная машина;

ХА – холодильный агент;

КПД – коэффициент полезного действия;

СХА – смешанный хладагент;

ГТО – главный теплообменник;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

УВ – углеводород;

КГМ – криогенная газовая машина;

ГРС – газораспределительная станция;

КС – компрессорная станция;

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;

МГ – магистральный газопровод;

МТ – магистральный трубопровод;

УСПГ – установка сжижения природного газа;

ХУ – холодильная установка;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

Введение

С ростом мирового спроса на энергию природный газ будет играть ключевую роль не только для производства энергии, но и для транспорта. Поскольку этот ценный ресурс локализуется в виде скоплений в отдельных и, чаще всего, отдаленных районах, возникает проблема транспортирования его к пунктам газопотребления. Строительство трубопроводной сети не всегда рентабельно, особенно от месторождений с малым запасом.

Путем производства СПГ значительно упрощается решение вопроса о его транспорте. Более того, хранить СПГ выгоднее с точки зрения экономии пространства, т.к. в жидком виде газ в 600 раз плотнее газообразного.

Использование заводов малотоннажного производства позволяет решать задачи по газоснабжению регионов в кратчайшие сроки и с минимальными капитальными вложениями. Решающим фактором для внедрения мини-заводов является нужда в обеспечении доступности ПГ для удаленных населенных пунктов.

Но производство СПГ – энергозатратный процесс, требующий внушительных капитальных и эксплуатационных затрат, что объясняет малую скорость внедрения заводов. В последнее десятилетие компании активизировались вследствие роста спроса ПГ, а также в рамках программы повышения реализации сырья на внутреннем рынке в целях газификации населения.

Малотоннажный СПГ обеспечивает большую гибкость и скорость реализации проектов, но использует простые малоэффективные технологии сжижения.

Изучение и выбор оптимальной технологии производства СПГ определяет эффективность работы завода и, соответственно, затраты и прибыль. Проблема рационального выбора технологического решения на сегодняшний день является одной из самых актуальных, т.к. требует глубокого

анализа факторов производства и перспективных решений с их сравнительным анализом.

Цель данной работы – создание энергоэффективного цикла сжижения ПГ для его применения в малотоннажном производстве.

Задачи:

- 1) обзор существующих технологий производства СПГ;
- 2) их сравнительный анализ;
- 3) выявление энергоэффективных циклов для малотоннажного производства;
- 4) разработка технологии на основе анализа изученных технологических решений;
- 5) выполнение теплового расчета холодильной установки;
- 6) экономическое обоснование применения предложенной технологии на мини-заводе СПГ.

Данная работа может послужить опорой для фундаментальных исследований в области производства сжиженного природного газа. В ходе исследования написаны две статьи по этой тематике и апробированы на конференции и в виде статьи в журнале.

1 Общая часть

1.1 Понятие и классификация холодильных машин

В основе получения умеренного холода лежит испарительный метод, основанный на испарении сжиженного газа при низких давлениях. Система, осуществляющая замкнутый термодинамический цикл, называется холодильной машиной. Холодильная машина (ХМ) – категория тепловых машин, которые, поглощая энергию, имеют своей целью изъятие тепла от тел с низкой температурой и передачу его телам с более высокой температурой. С позиции термодинамики — это машина, осуществляющая перенос теплоты с низкого температурного уровня на более высокий с целью охлаждения и содержащая минимально необходимое число элементов для осуществления холодильного цикла. Перенос тепла с более низкого температурного уровня на более высокий осуществляет рабочее вещество (холодильный агент), циркулирующее обычно в замкнутом контуре ХМ, реализуя обратный термодинамический цикл. Один из основных вопросов, возникающих при создании ХМ, является выбор холодильных агентов, которые способствовали бы надёжной и экономичной работе установок в заданном температурном диапазоне.

Термодинамический цикл ХМ состоит из последовательных процессов:

- 1) испарение (кипение) или нагрев холодильного агента при низкой температуре и низком давлении;
- 2) повышение давления (сжатие) парообразного или газообразного холодильного агента;
- 3) конденсация или охлаждение холодильного агента (ХА) при более высоких значениях температуры и давления;
- 4) понижение давления (расширение) ХА.

1.2 Методы получения глубокого холода

В технике глубокого охлаждения при расширении сжатого реального газа происходит изменение (понижение либо повышение) его температуры. Само же расширение газа можно осуществлять двумя основными методами:

1) дросселированием, т.е. пропусканьем сжатого газа через отверстие вентиля при отсутствии теплообмена с окружающей средой (изоэнтальпийное расширение). При этом поток газа при дросселировании не производит внешней работы;

2) адиабатическим расширением газа в цилиндре поршневого двигателя (детандера) или в каналах направляющего аппарата и на лопатках рабочего колеса турбины (турбодетандера) с производством внешней работы (изоэнтропийное расширение) [37].

1.3 Виды циклов

На основании эффекта дросселирования газов и их изоэнтропийного расширения с совершением внешней работы разработан ряд способов получения низких температур и сжижения газов. Данные процессы основаны на осуществлении обратного кругового процесса, называемого холодильным циклом. Холодильный цикл представляет собой замкнутый процесс, состоящий из процессов последовательного сжатия и расширения газа, сопровождающихся его нагреванием и охлаждением.

На сжатие газа затрачивается внешняя механическая работа, которая частично отдаётся газом обратно при его расширении. Перенос теплоты с одного температурного уровня на другой, более высокий, осуществляется в цикле с помощью какого-либо рабочего газа (хладагента).

По способу охлаждения циклы могут быть классифицированы следующим образом:

1) циклы с применением эффекта дросселирования (цикл Линде и циклы с промежуточным аммиачным или фреоновым охлаждением);

2) циклы с применением адиабатического расширения и отдачей внешней работы газа в расширительных машинах (циклы Клода, Капицы);

3) комбинированные циклы с дросселированием и расширением газа в детандерах (С. Я. Герша, И. П. Усюкина).

Цикл, в котором на охлаждение затрачивается минимальная работа, называется идеальным циклом. Затраты энергии будут минимальны в процессе

сжижения газа путем его изотермического сжатия и адиабатического расширения.

На диаграмме $S - T$ идеального цикла сжижения газа (рисунок 1) линия 1 – 2 характеризует изотермическое сжатие газа до необходимого давления P_2 , линия 2 – 3 – адиабатическое расширение с совершением внешней работы, при котором газ постепенно охлаждается и в точке 3 полностью сжижается, линия 3 – 4 соответствует испарению жидкости при постоянном давлении P_1 и температуре T_2 , линия 4 – 1 – нагреванию газа (пара) до начального состояния за счет теплообмена с охлаждаемой средой [37].

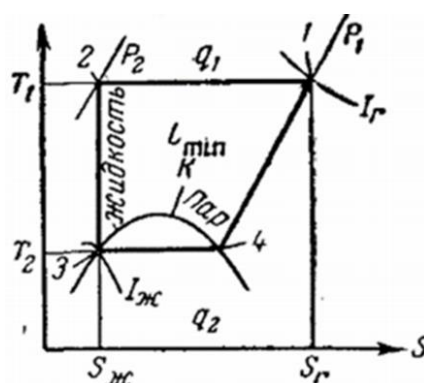


Рисунок 1 - Идеальный цикл сжижения газов

Основные циклы, применяемые для сжижения ПГ – Линде, Клода и Капицы. Остальные существующие – их производные, поэтому в этой главе рассмотрены только базовые.

1.3.1 Цикл Линде

Цикл Линде – цикл с однократным дросселированием, не подразумевает наличие вспомогательных расширительных устройств [25, 54].

На рисунке 2 сжатый в компрессоре К воздух от давления P_1 до давления P_2 (линия 1 – 2 на диаграмме $S - T$) последовательно охлаждается в холодильнике Х водой до первоначальной температуры T_1 и теплообменнике ТО потоком холодного расширенного воздуха до температуры T_2 (линия 2 – 3). Затем воздух дросселируется в сборник жидкости С (линия 3 – 4), охлаждаясь до температуры сжижения $T_{ж}$. Точка 4 представляет собой состояние влажного пара после дросселирования; соотношение отрезков $x = (4 - 5)/(0 - 5)$ соответствует доле сжиженного газа [37].

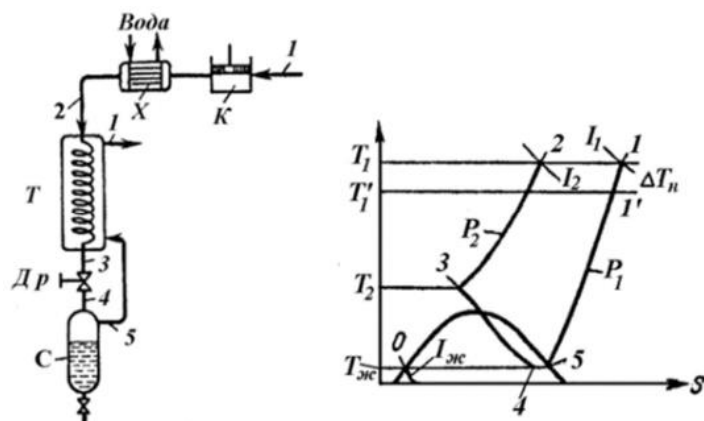


Рисунок 2 – Схема цикла Линде

1.3.2 Цикл Клода

В статьях [48, 81] рассмотрены модернизированные циклы среднего давления с детандером (циклы Клода). На рисунке 3 показана схема и диаграмма T-S цикла Клода.

Газ сжимается в компрессоре К до давления 4 – 6 МПа и охлаждается в теплообменнике T_1 . Выходящий из теплообменника газ делится на две части: одна часть в количестве $(1 - M)$ кг поступает в детандер Д и расширяется до атмосферного давления (линия 3 – 4), совершая внешнюю работу. При этом газ сильно охлаждается. Другая часть газа M кг охлаждается в теплообменниках T_2 и T_3 (линия 3 – 6), дросселируется (линия 6 – 7) и поступает в отделитель жидкости О. Пары, образующиеся в количестве $(M - x)$ кг, проходят теплообменник T_3 и, соединившись с газом из детандера, поступают в теплообменники T_2 и T_1 , отдавая свой холод сжатому газу (по линии 8 – 1) [37].

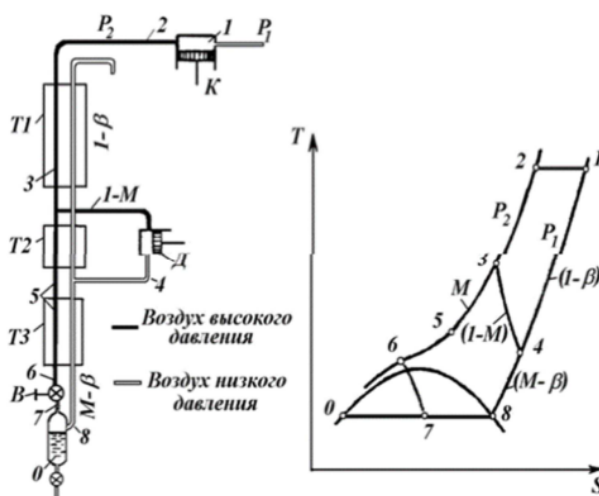


Рисунок 3 – Схема цикла Клода

1.3.3 Цикл Капицы

Цикл Капицы – это цикл низкого давления с турбодетандером [64]. Основная идея предложения заключается в возможности применения в крупных установках только турбомашин и регенераторов. На рисунке 4 представлена схема процесса и T-S диаграмма.

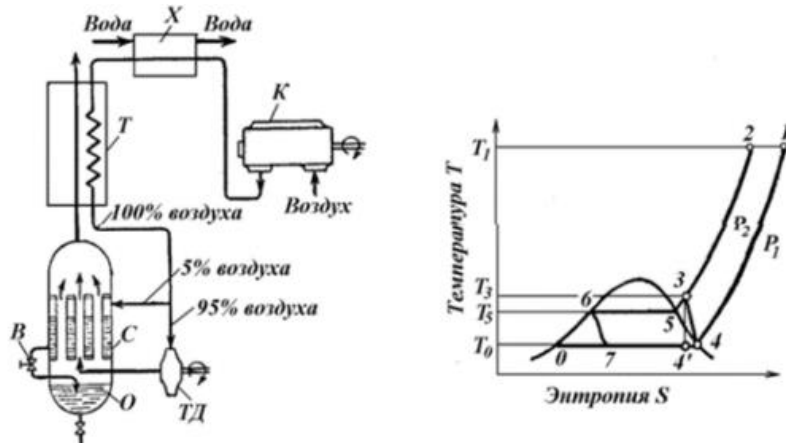


Рисунок 4 –Схема цикла Капицы

Газ сжимается в компрессоре К до давления 0,6 – 0,7 МПа (линия 1 – 2), затем поступает в теплообменник–регенератор (обычно их 2 и более) Т, где охлаждается несконденсировавшимся газом (линия 2 – 3). После регенератора газ разделяется на два потока. Большая часть газа ($M = 95\%$) направляется в турбодетандер ТД, в котором расширяется до давления 0,13 МПа с производством внешней работы. Причем линия 3 – 4' соответствует адиабатическому процессу расширения, а линия 3 – 4 – действительному.

Расширившийся газ подается в межтрубное пространство конденсатора С, где охлаждает и сжижает оставшуюся часть сжатого газа в количестве $(1-M)$ кг, проходящего в межтрубном пространстве. Конденсация этой части газа протекает по линии 3 – 5 – 6.

Сжиженный газ из межтрубного пространства через дроссельный вентиль В дросселируется с 0,6 до 0,13 МПа (линия 6 – 7) и поступает в сборник О.

Образующиеся при дросселировании пары газа смешиваются с потоком газа из турбодетандера и через трубки конденсатора и поступают в регенератор Т, охлаждая его насадку. При этом этот поток газа нагревается до первоначальной температуры T_1 по линии 7–4–1 постоянного давления P_1 [37].

1.3.4 Сравнение холодильных циклов

Экономичность циклов глубокого охлаждения определяется следующими показателями:

- 1) сжижаемой долей газа x , кг/кг;
- 2) расходом энергии на 1 кг перерабатываемого газа (на его сжатие), N , (кВт·ч)/кг;
- 3) расходом энергии на получение 1 кг СПГ, $N_{ж}$, (кВт·ч)/кг;
- 4) расходом энергии на получение единицы холода, N_x , кДж/кДж;
- 5) расходом энергии на получение 1 м³ (газообразного) СПГ, N_k , кВт/м³ ;
- 6) КПД цикла, равный отношению минимальной работы сжижения 1 кг газа к действительно затраченной работе, КПД равен 0,205/1_ж [37].

В таблице 1 представлены показатели рассмотренных циклов сжижения.

Из таблицы можно сделать следующий вывод: наиболее эффективным практически по всем показателям является цикл Клода. Это значит, есть основания полагать, что технологии, основанные на данном цикле, окажутся более эффективными. Тем не менее, стоит учесть особенность: при различном масштабе и условиях производств показатели будут существенно меняться.

Таблица 1 – Показатели циклов сжижения

Циклы	Давление сжатого газа Р, МПа	Холодопроизводительность цикла, q_0 , кДж/кг	Ожижаемая доля газа x , кг/кг	Удельный расход энергии				Кпд цикла
				на сжатие, N , (кВт·ч)/кг	наожигение, $N_{ж}$, (кВт·ч)/кг	на 1 м ³ СПГ, I_k , кВт/м ³	на единицу холода N_x , Дж/Дж	
Линде	20	35,7	0,056	0,215	3,84	1,42	21,7	0,053
Клода	3	61,8	0,118	0,123	1,4	0,82	7,2	0,197
Капицы	0,6	33,8	0,052	0,0623	1,2	0,41	6,7	0,171

2 Научная глава

2.1 Анализ технологий сжижения природного газа

2.1.1 Технологии на смешевых хладагентах

В крупно- и среднетоннажном производстве СПГ наиболее эффективными являются установки сжижения с использованием внешней холодильной установки, работающей на углеводородах, азоте или смешевых хладагентах [63].

К таким относят одно- и многоконтурные системы, сжижение в которых осуществляется за счет внешних охладителей – хладагентов.

Но в последние годы наблюдается тенденция к использованию технологий такого рода в малотоннажном производстве СПГ, поэтому возникает необходимость к их рассмотрению.

1. Цикл SMR и его производные

Один из простейших циклов этой категории – SMR (Single Mixed Refrigerant) - одноконтурное охлаждение смешевым хладагентом. Нужно отметить, что цикл PRICO [78] является разновидностью этого процесса и осуществляется в одну стадию (и, соответственно, в одном диапазоне давлений).

В работах [69, 74] исследуются простейшие схемы циклов с одним замкнутым контуром. Расчеты проведены для простого дроссельного цикла со смешевым хладагентом. Схема установки представлена на рисунке 5.

В [66] и [75] циклы сжижения природного газа оптимизированы по давлению, расходу и составу хладагента и по температуре природного газа на выходе из теплообменников. Наибольшие «потери» в цикле сжижения природного газа происходят при сжатии в компрессоре, поэтому в работе было предложено использовать многоступенчатое сжатие, снижающее затраты энергии на 16%.

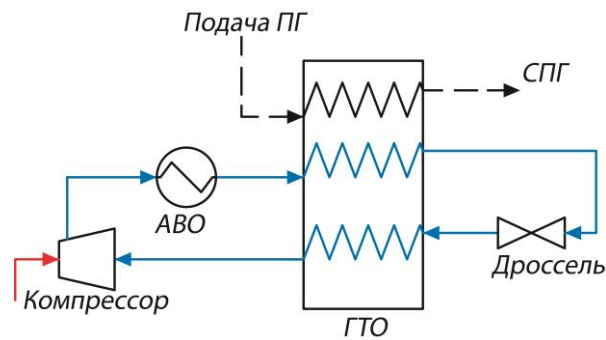


Рисунок 5 - Одноступенчатый цикл со смешевым хладагентом

Данная технология широко распространена в мировой практике. Например, рядом патентов на цикл SMR обладает компания Black & Veatch (США). Компания Air Products & Chemicals Inc. использует процесс в нескольких проектах в Ливии и Китае [55].

2. DMR цикл

С каждым годом технология двухконтурного охлаждения смешевым хладагентом (Dual mixed refrigerant (DMR) цикл) становится все более достойной внимания, поэтому ее оптимизированных версий довольно много, особенно в зарубежной практике [72].

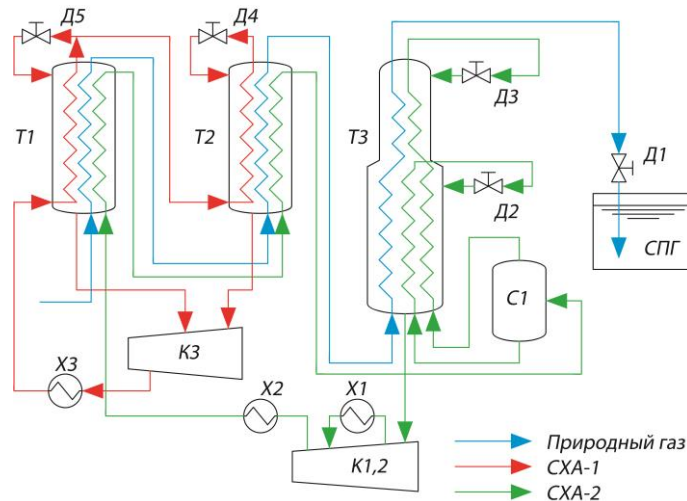


Рисунок 6 - Технологическая схема процесса сжижения DMR (Shell)

T1,2,3 – теплообменники, C1 – сепаратор смешанного хладагента, Д1,2,3,4,5 – дроссели, Х1,2,3 – воздушное охлаждение, К1,2,3 – компрессоры

Например, в работе [70] описаны и проанализированы экспериментальное устройство и многофазная программа для спиралевидного теплообменника. На рисунке 6 представлена технологическая схема процесса сжижения [73].

В качестве смесевых хладагентов использовались по большей мере метан, этилен и пропан в различных соотношениях.

В работе [71] видоизменили технологию сжижения и подкорректировали состав хладагента во избежание образования газовых гидратов на подверженных этому этапам процесса.

В патенте [29] (Франция, IFP Energies nouvelles) представлен двухконтурный способ сжижения ПГ. Первый контур состоит из этилен-пропановой смеси, второй из метан-этиленовой. Данный способ гораздо проще для внедрения, так как использование ненасыщенных углеводородов по меньшей мере в охлаждающих смесях позволяет обойтись без компрессора для сырья и без теплообменника в первом контуре охлаждения.

В патенте [31] (ПАО «НОВАТЭК») предлагается сконденсировать этан, а затем использовать его в первом контуре охлаждения. Второй контур включает в себя только азот. Таким образом, максимально упрощена система сжижения, а экономия энергозатрат достигается за счет изъятых этана. В [65] (ПАО «Газпром») схема протекает аналогично, но с использованием жидкостного детандера.

Компания Shell использует технологию DMR с трехступенчатым сжатием. В качестве хладагентов выступают тяжелые углеводороды C_2-C_4 .

Данная технология получила распространение в крупнотоннажном производстве СПГ. Но процессы постоянно модернизируют, т.к. каждое предприятие имеет свои цели и ресурсы. Так, например, в рамках проекта «Сахалин-2» была оптимизирована технология DMR с целью увеличения производительности и экономии энергозатрат [56].

3. AP-C₃MR процесс

AP-C₃MR— это цикл, включающий предварительное пропановое охлаждение и трехконтурный цикл со смешанным хладагентом. Компания Air Products & Chemicals осуществляет ряд проектов с использованием данной технологии в нескольких странах: Бруней, ОАЭ, Алжир и Индонезия [55]. Широкое распространение технологии обосновано ее высокой эффективностью

и рядом преимуществ. Пропан охлаждает не только ПГ (до -35°C), но и сам хладагент, при этом сводится к минимуму количество единиц оборудования и контуров управления в системе (рисунок 7) [76].

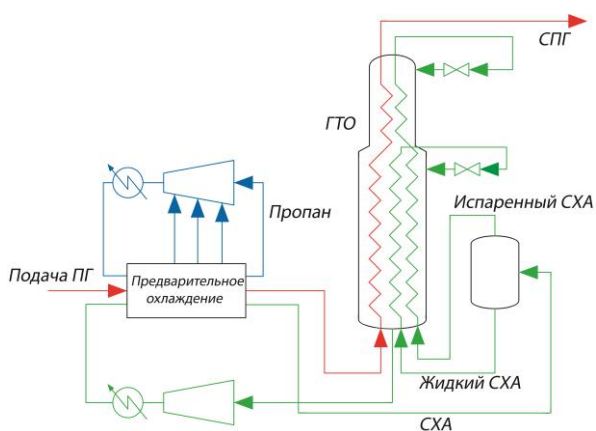


Рисунок 7- Принципиальная схема процесса C_3MR

4. Технология AP-X

Данный цикл произошел от технологии C_3MR и имеет аналогичную схему в начале процесса сжижения. Так, на рисунке 8 контуром обозначена зона, совпадающая с процессом C_3MR . Но окончательное охлаждение не производится в многопоточном теплообменнике: температура на выходе из него составляет около -115°C . Заключительным этапом является дополнительный азотный контур с детандером (обратный цикл Брайтона) [76].

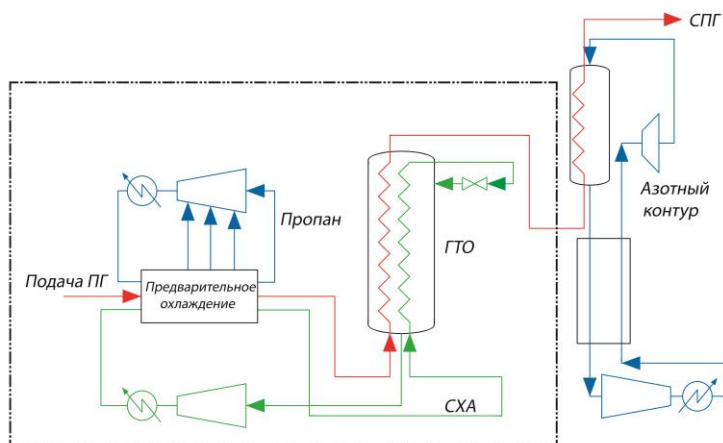


Рисунок 8 - Схема процесса AP-X

5. Оптимизированные каскадные циклы

Пожалуй, самый известный цикл в мировой практике – каскадный. Известность он приобрел за счет своей высокой энергоэффективности, т.е. при использовании данной технологии минимизированы эксплуатационные

затраты. Этот процесс считают эталоном, к которому нужно стремиться при разработке подобных циклов на смесевых хладагентах. Технология подразумевает трехконтурное охлаждение смесевыми хладагентами, и многие авторы работают над оптимизацией составов контуров [24, 26].

В работе [65] разработан новый каскадный цикл - цикл CryoMan Cascade - который является конкурентоспособным с точки зрения энергоэффективности. В качестве хладагента для предварительного охлаждения здесь используют углеводороды C_2-C_4 . Для последующего охлаждения используют легкие УВ C_1-C_2 и N_2 . Сжижение происходит в две ступени (по давлениям) в три этапа с использованием многопоточного теплообменника (рисунок 9).

Также в данной работе был произведен сравнительный анализ четырех технологий по нескольким параметрам. Одна из технологий (Phillips Cascade) также является модификацией классического каскадного цикла. Но, так как данная технология энергозатратна вследствие наличия восьми ступеней сжатия и использования трех уровней давления, распространить ее весьма трудно.

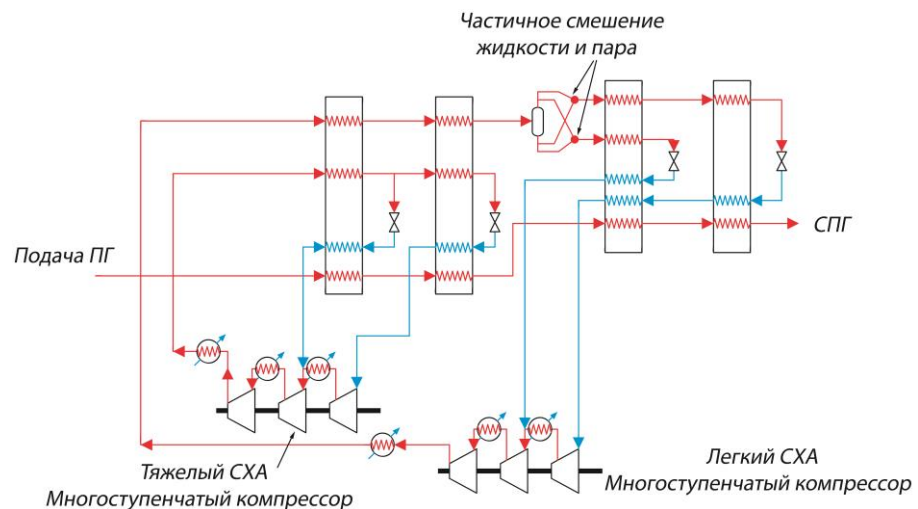


Рисунок 9 - Принципиальная схема цикла CryoMan Cascade

Также в данной работе был произведен сравнительный анализ четырех технологий по нескольким параметрам. Одна из технологий (Phillips Cascade) также является модификацией классического каскадного цикла. Но, так как данная технология энергозатратна вследствие наличия восьми ступеней сжатия и использования трех уровней давления, распространить ее весьма трудно.

Из таблицы 2 можно сделать вывод: экономия годовых эксплуатационных расходов с использованием CryoMan Cascade цикла значительна.

Таблица 2 - Сравнение характеристик циклов на основе каскадной технологии сжижения

Параметр\цикл	C ₃ MR	DMR	Phillips Cascade	CryoMan Cascade
Кол-во ступеней сжатия	6	6	8	6
Работа сжатия начальная (MW/МТРА LNG)	38,48	33,48	38,52	29,01
Оптимизированная работа сжатия (MW/МТРА LNG)	30,09	27,32	34,80	25,97
Экономия энергии	-	+9,20%	-15,65%	+13,71%
Ежегодная экономия эксплуатационных расходов	-	+1,07 млрд	-0,24 млрд	+1,59 млрд

В работе [80] предлагается оптимизированная версия каскадного процесса, подразумевающая удаление углекислого газа в цикле. Как известно, перед сжижением газ подвергают очистке, осушке и удалению нежелательных компонентов, поэтому состав газа регламентирован и должен соответствовать требованиям (таблица 3) [49].

Таблица 3 - Основные параметры СПГ по ТУ 51-0303-85

Параметр	Значение
Метан	92%+6%
Этан	4%±3%
Пропан и более тяжелые УВ	2,5%±2,5%
Азот	1,8%±1,5%
Температура кипения	-161°C
Плотность	420 кг/м ³
Соотношение объемов газ/жидкость	600/1
Объем газа/масса жидкости	1400 м ³ /1000 кг

Среди продемонстрированных циклов есть фавориты: C₃MR и DMR. Эти циклы просты и имеют широкое распространение за рубежом (в основном, в виде модификаций). Некоторые циклы можно применить и в малотоннажном производстве СПГ: чаще всего встречается комбинация этих циклов в оптимизированной форме. Благодаря безопасности и энергоэффективности эти процессы еще долго будут использоваться в крупнотоннажном производстве СПГ по всему миру.

2.1.2 Зарубежные технологии сжижения в малотоннажном производстве

Несмотря на выявленных фаворитов циклов на смешанном хладагенте, в малотоннажном производстве применяются они крайне редко. Чаще всего используют более простые циклы: PRICO и SMR (рисунок 10).

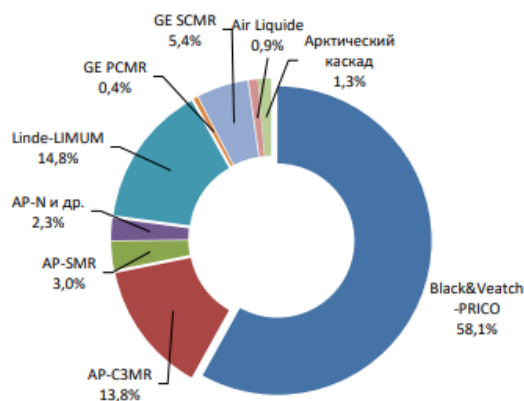


Рисунок 10 – Структура использования технологий в малотоннажном производстве СПГ за рубежом

За рубежом эффективность установок по сжижению магистрального ПГ существенно повышается за счет применения технологий с использованием криогенных газовых машин, работающих по циклу Стирлинга [67]. При использовании КГМ Стирлинга сжижение осуществляется при постоянном давлении за счет работы рефрижератора и отвода теплоты от сжижаемого газа.

Таким образом, процесс основан целиком на внешнем охлаждении, при этом влага, CO_2 и другие примеси вымораживаются на стенках устройства (вымораживателя) в конденсаторе КГМ, что позволяет не применять дорогостоящие системы предварительной очистки газа. Особенностью КГМ Стирлинга является возможность сжижения 100% подаваемого газа как высокого, так и низкого давления [30].

В таблице 4 представлен перечень некоторых находящихся в эксплуатации зарубежных мини-заводов СПГ [56, 57, 82].

Перечисленные технологии просты и надежны, а самое главное – минимизируют затраты на производство при наличии соответствующего оборудования [79]. Отечественное производство не в силах наладить его

поставки вследствие санкций, поэтому в России применять эти циклы будет невыгодно.

Таблица 4 – Зарубежные малотоннажные заводы по производству СПГ

Завод (местоположение)	Страна	Компания	Мощность, тыс. т/год	Технология	Год запуска
Montreal, QC	Канада	Gaz Métro	80	Linde	1969
Kollsnes 2	Норвегия	Gasnor (Shell)	84	-	2007
Kollsnes 1		Gasnor (Shell)	40	-	2003
Snurrevarden (Karmøy)		Gasnor (Shell)	20	-	2003
Tjeldbergodden		AGA (Linde)	12	KFM	2017
Tilbury Island, BC	Канада	Fortis BC	33	SMR	1971
Elmworth, AB			30		2016
Tianjin	Китай	Black&Veatch	81	PRICO	2017
Lanzhou			88		2010
Pinson, AL	США		85		2002
Transco	Шотландия		102		2006
Cove Point LNG	США	Air Products	109	AP-SMR	1994

2.1.3 Технологии сжижения в малотоннажном производстве в России

В установках сжижения небольшой производительности в качестве холодильного агента используется сжижаемый природный газ. В этом случае применяют более простые циклы: с дросселированием, детандером, вихревой трубой и др. [47].

На мини-заводах СПГ чаще используют два технологических решения:

- 1) технология «открытого цикла»;
- 2) технология «цикла расширения азота».

К технологиям «открытого цикла» относят циклы Линде, Клода [34], Капицы и эффект Ранка-Хильша (а также их модификации [27]). Использование технологий такого типа характерно для применения их на ГРС [32], КС[33], АГНКС благодаря простоте и относительно малым эксплуатационным расходам [52].

Основой технологии является использование давления подаваемого газа в качестве источника энергии для его охлаждения (эффект Джоуля-Томпсона), т.е. часть потока природного газа выступает в роли хладагента [18, 20]. Газ под высоким давлением пропускается через турбины, расширяется, охлаждается, и на выходе из системы имеем СПГ.

Пример технологии, основанной на цикле Линде и предлагаемой для ГРС (КС), приведен в работе [40]. Поступающий из газопровода ПГ подвергают компримированию до 20 МПа, осушке и очистке с последующей подачей на регенеративный теплообменник и дросселированием в сборник-сепаратор. В последнем происходит отделение паров от жидкости (СПГ). Принципиальная схема представлена на рисунке 11 [40].

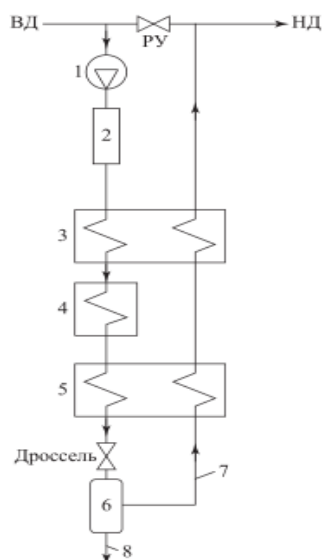


Рисунок 11 – Технологическая схема цикла Линде: 1 – источник газа высокого давления; 2 – блок очистки; 3,5 – теплообменники; 4 – холодильная машина; 6 – сборник-сепаратор; 7 – обратный поток; 8 – СПГ

В России специалисты ОАО «СИГМА-Газ» спроектировали дроссельный цикл на ГРС «Никольская» Тосненского района Ленинградской области (рисунок 12). Технология работает аналогично циклу Линде, но т.к. давление перед ТО1 низкое для такого процесса коэффициент сжижения достигает лишь 2-3% [50].

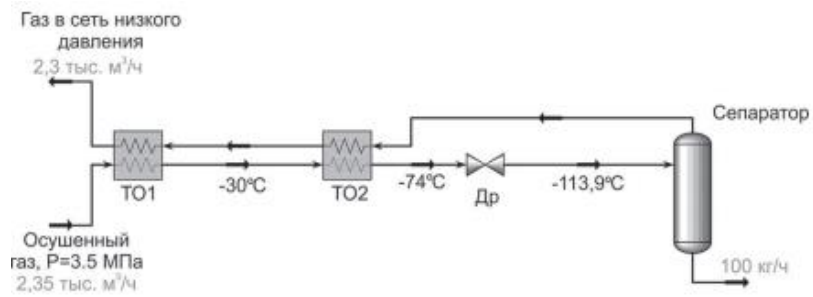


Рисунок 12 - Схема технологии на ГРС «Никольская»

На АГНКС в г. Первоуральске (рисунок 13) ООО НПК «НТЛ» применили модифицированный цикл Линде: перед дросселем газ предварительно охлаждают фреоном.

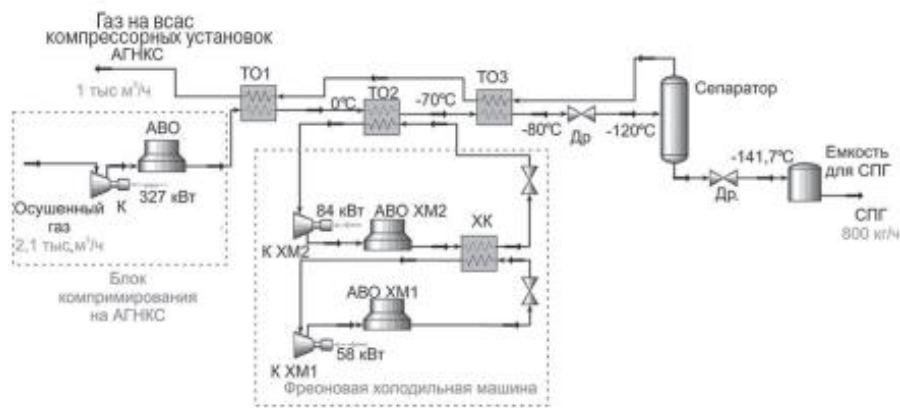


Рисунок 13– Технологическая схема производства СПГ на АГНКС г. Первоуральска

На ГРС-1 в Калининграде используется такая же система сжижения (рисунок 14). К недостаткам схемы можно отнести большие энергозатраты при сравнительно невысоком коэффициенте ожижения, зависимость работы комплекса от работы ГРС и сезонного потребления газа, а также необходимость дросселирования газа с давления в МГ до давления всаса компрессора.

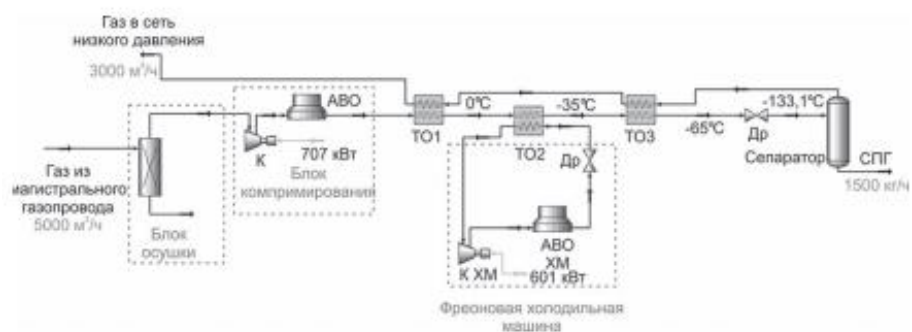


Рисунок 14 - Схема производства СПГ на ГРС-1 г. Калининград

В статьях [68, 77] представлена оптимизированная система, отображающая эффект Ранка-Хильша. Интеграция вихревой трубы с турбодетандером значительно снизила общее энергопотребление до 68,5% для процесса сжижения ПГ. В результате предложенная конфигурация показала превосходную производительность, в отличие от существующих технологий.

На рисунке 15 показана схема вихревой трубы.

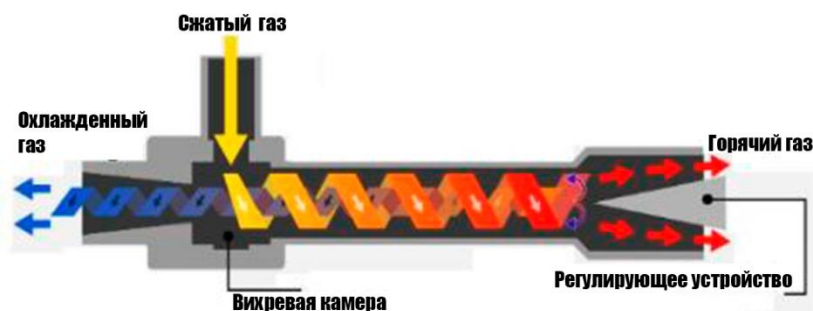


Рисунок 15 – Схема вихревой трубы

В России эта технология впервые апробирована на ГРС «Выборг» (ОАО «СИГМА-Газ»). Газ из МТ (рисунок 16) поступает в вымораживатель, где одновременно с охлаждением происходит его очистка от CO_2 и осушка. После этого газ поступает в вихревую трубу, где расширяется и охлаждается. Парожидкостная смесь разделяется на СПГ и газ, направляемый обратным потоком в распределительный трубопровод. Технологический поток, расширенный в вихревой трубе, соединяется с обратным потоком на входе в вымораживатель. Электроэнергия на такой установке расходуется только для средств контроля и автоматики и хозяйственных нужд.

Надостаток системы - необходимость экспериментального определения параметров ее работы в каждом конкретном случае.

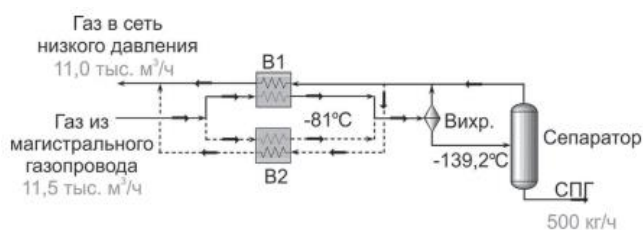


Рисунок 16- Схема установки сжижения на ГРС «Выборг»:

В1, В2 – вымораживатели, Вихр. – вихревая труба

Для повышения холодопроизводительности основного дроссельного цикла в установке сжижения на АГНКС-8 «Петродворец» и АГНКС-500 «Развилка» был применен контур внешнего охлаждения газа высокого давления на базе оригинальной двухступенчатой фреоновой холодильной машины К-127 московского завода «Компрессор» (рисунок 17).

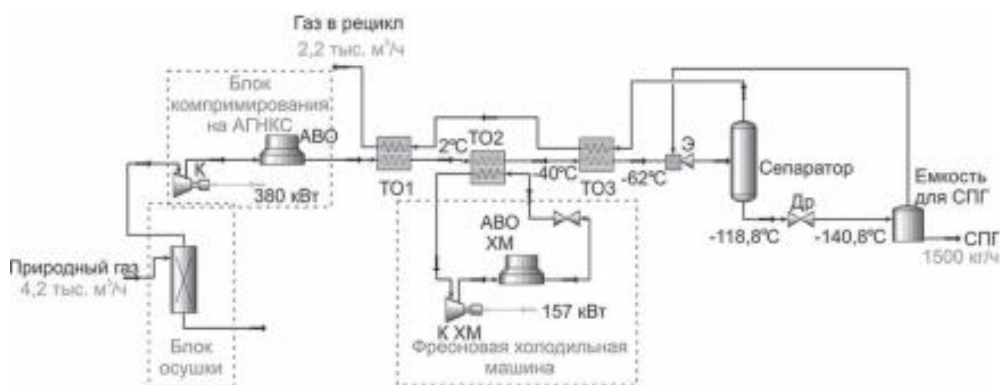


Рисунок 17- Схема установки сжижения на АГНКС-500 «Развилка»

Сжатый до 20 МПа исходный газ после осушки направляется в блок сжижения, где он последовательно охлаждается в теплообменниках ТО1, ТО3 и испарителе холодильной машины ТО2 и направляется на расширение в эжектор в качестве рабочего потока, в котором давление газа снижается до 1,2 МПа.

Главные преимущества предложенной схемы – ее простота, надежность и солидный опыт эксплуатации установок, реализующих данную схему.

Авторским коллективом ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» была разработана технология малотоннажного производства СПГ на ГРС-4 с применением дроссельно-детандерного цикла сжижения ПГ (рисунок 18).

ПГ высокого давления разделяют на два потока. Первый поток идет на блок очистки и осушки, второй служит для утилизации тепла от агрегатов комплекса. Газ сжимают в компрессоре. Связанные единым валом и размещенные в одном корпусе компрессор и детандер образуют детандер-компрессорный агрегат. Далее сжатый газ охлаждают в теплообменнике ТО1, после чего его разделяют на две линии: технологический поток (для выработки холода) и производственный поток (для сжижения ПГ). Технологический поток через теплообменник ТО2 направляется в детандер, приводит во вращение

турбину детандера. Очищенный производственный поток пропускают через теплообменники, потом через дроссель, после которого продукт попадает в емкость в виде парожидкостной смеси. Здесь СПГ отделяют от холодных паров, которые сбрасывают в распределительный трубопровод.

Преимущество – низкие энергозатраты. Основным недостатком данной схемы является расположение детандера в прямом потоке газа, что влечет за собой ограничение по степени ожижения [28, 50].

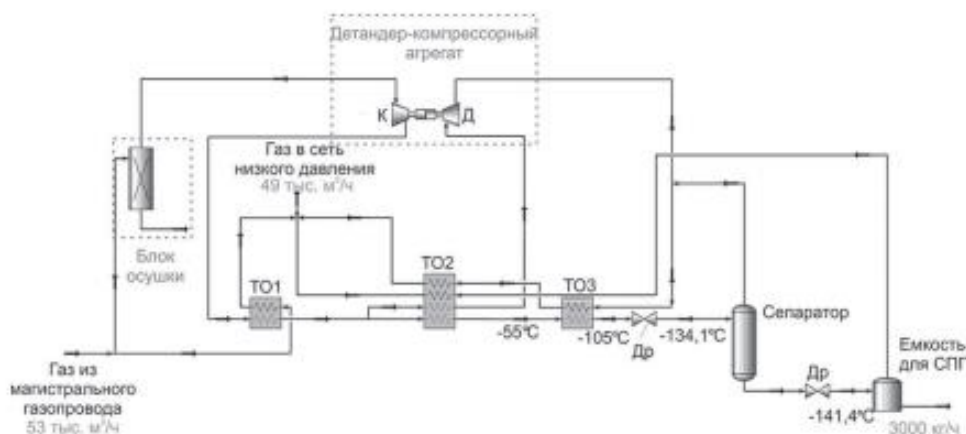


Рисунок 18– Схема установки сжижения на ГРС-4 в Екатеринбурге

Проект мощностью 1,5 т СПГ/ч с применением азотного цикла (цикл Брайтона) был реализован в Пермском крае (рисунок 19). ПГ с давлением 3,4 МПа проходит через теплообменник ТО1, где охлаждается жидким азотом, после чего дросселируется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза.

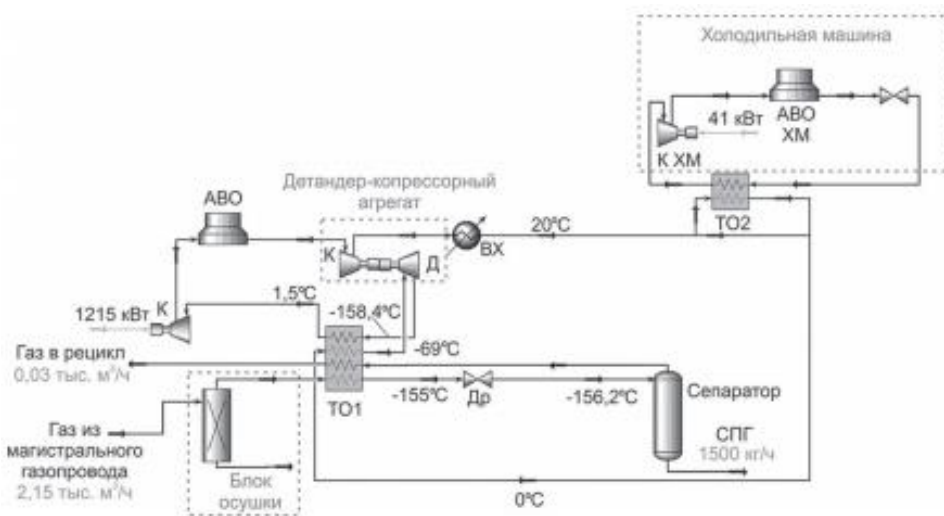


Рисунок 19- Технологическая установка сжижения в Пермском крае

Азот, охладив поток природного газа в теплообменнике ТО1, ступенчато сжимается до 2 МПа, охлаждаясь после каждой ступени. После этого часть азота поступает в испаритель ТО2, где охлаждается в ХМ, затем потоки объединяются. Далее азот проходит через теплообменник ТО1, где происходит его охлаждение, и поступает в детандер, получаемая энергия в котором используется для сжатия на одной из ступеней [50].

Недостаток - относительно высокий уровень потребления электроэнергии: в зависимости от размера завода он варьируется от 0,42 до 0,5 кВт/ч на каждый $\text{нм}^3/\text{ч}$ производительности [35].

Свод технологий и их расчетные показатели представлен в таблице 5.

Таблица 5- Расчетные показатели работы малотоннажных производств СПГ России

Тип схемы	Объекты реализации	Мощность т/ч	Коэффициент ожижения, %	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	0,1	2	10
Дроссельный цикл высокого давления	АГНКС, г. Первоуральск	0,8	47	590
	АГНКС, г. Кингисепп	1,0	40	870
	ГРС-1, Калининград	2×1,5		
	КСПГ, г. Псков	2×1,5		
Цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	0,5	4	10
Дроссельно- эжекторный цикл	АГНКС-8 «Петродворец»	1,0	48	360
	АГНКС-500 «Развилка»	1,5		
Дроссельно- детандерный цикл	ГРС-4, Екатеринбург	3,0	11	10
Азотный цикл	УСПГ Пермский край	1,5	99	840

Из таблицы можно сделать вывод: очевидно, самый эффективный из представленных – это азотный цикл. Даже несмотря на значительные энергозатраты данный цикл лидирует практически по всем показателям:

- низкие капитальные затраты. Ввиду того, что 100% подаваемого газа сжижается, на заводе устанавливаются относительно небольшая холодильная установка и система предварительной подготовки газа;

- безопасность. По существу, азот только сжимается и расширяется. Таким образом, цикл работы газа представляет собой его циркуляцию через теплообменный аппарат. Требования по обеспечению безопасности минимальны;

- простота технологии;

- надежность;

- простота в эксплуатации;

- быстрый ввод в эксплуатацию;

- минимальные требования по занимаемым площадям.

В конечном счете, выбор технических решений и принципиальных схем установок по производству СПГ для мини-заводов должен проводиться на основе комплексного технико-экономического анализа, учитывающего все особенности и условия осуществления проекта.

3 Расчетная часть

3.1 Тепловой расчет установки сжижения природного газа

Как уже выяснилось, самым эффективным циклом по коэффициенту сжижения оказался азотный. Но в условиях ГРС (КС) такой цикл применять не эффективно, поэтому используют оптимизированные технологии, основанные на цикле Клода.

В расчетной части будет произведен тепловой расчет установки сжижения ПГ, работающей по циклу расширения азота с предварительным его охлаждением контуром CO_2 , на мини-заводе по производству СПГ производительностью 2 т/ч.

На УСПГ в Пермском крае применяют детандер-компрессорный агрегат и двухступенчатое сжатие азота с применением двух теплообменников (840 кВт·ч/т СПГ). В данной работе предлагается использовать схему, показанную на рисунке 20.

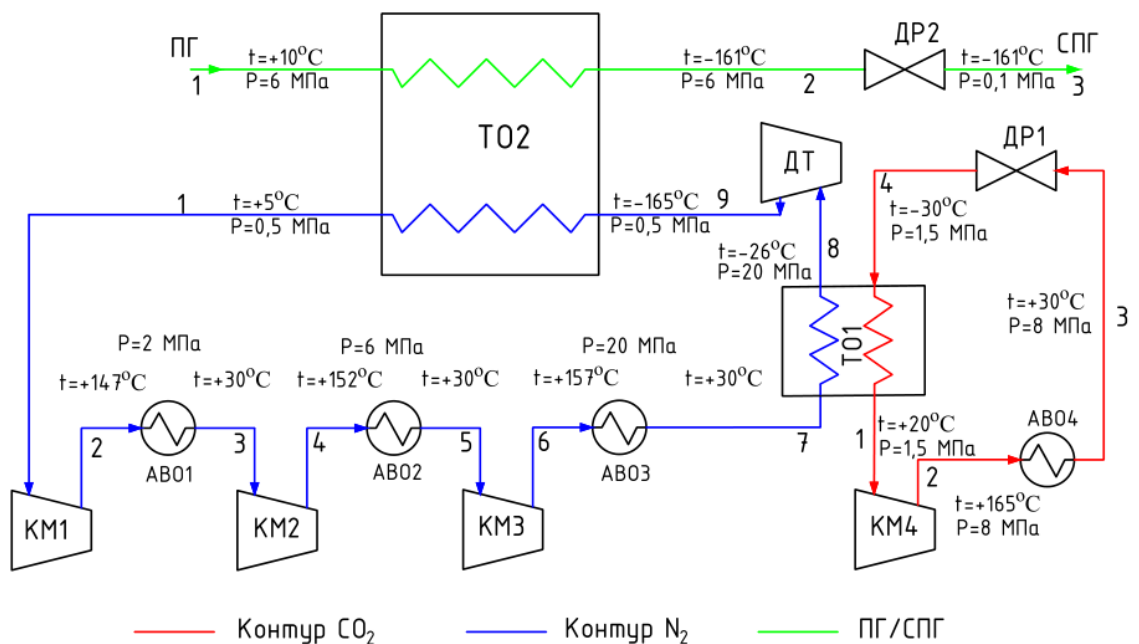


Рисунок 20 - Схема сжижения по предлагаемой технологии:

КМ – компрессор; ТО – теплообменник; АВО – аппарат воздушного охлаждения; ДТ – детандер; ДР - дроссель

Для расчета зададимся следующими данными: $t_{\text{пг}} = +10^\circ\text{C}$, $P_{\text{пг}} = 6 \text{ МПа}$.

Предлагается охладить ПГ азотным контуром в ТО2 до -161°C . Для осуществления этого необходимо, чтобы температура азота была минимум -165°C (с учетом недорекуперации). Для эффективного охлаждения и возврата части энергии решено применить детандер ДТ, который может охладить азот на 139°C . Но, т.к. температура азота на выходе из АВОЗ $+30^{\circ}\text{C}$, а перепад температур в ДТ недостаточен для глубокого охлаждения азота, необходимо охладить N_2 перед детандером минимум до -26°C . Это достигается путем охлаждения азотного контура контуром CO_2 .

В расчетах применяем диаграмму i - l_{gr} для метана, т.к. он близок по свойствам к ПГ. На рисунке 21 представлена схема сжижения ПГ по рассчитываемой технологии. На рисунке 22 показан азотный цикл в координатах i - l_{gr} , а в таблице 6 – параметры этого цикла.

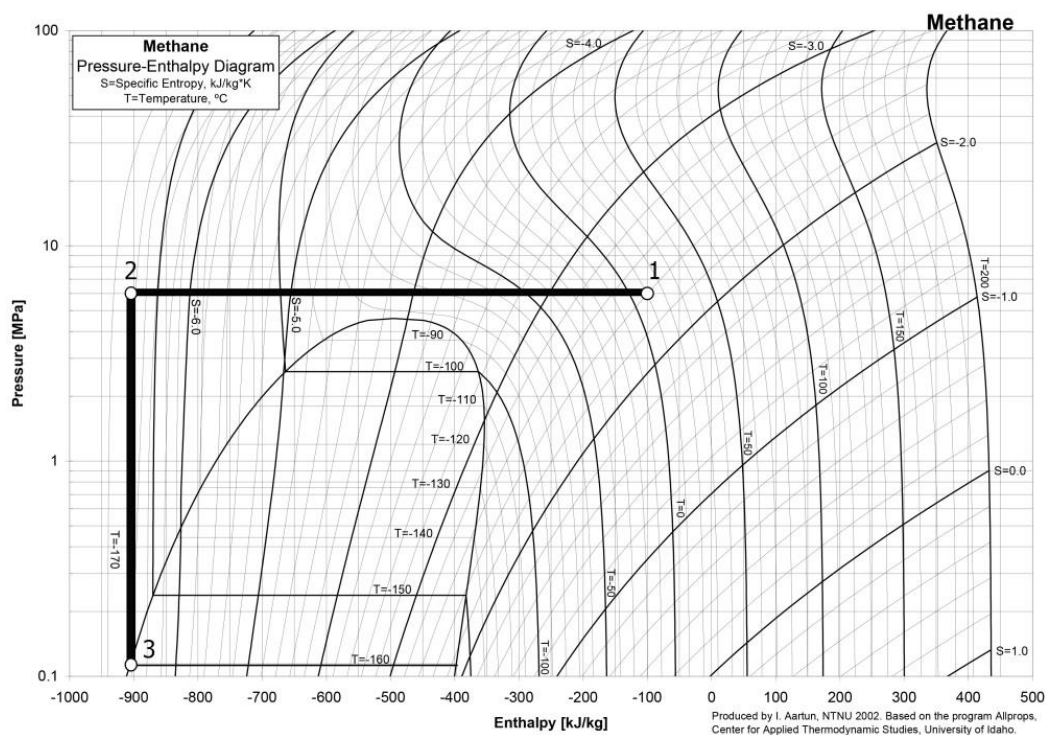


Рисунок 21– Расчетная схема сжижения ПГ в координатах i - l_{gr} : 1-2 – охлаждение азотным контуром, 2-3 – дросселирование ПГ в ДР2

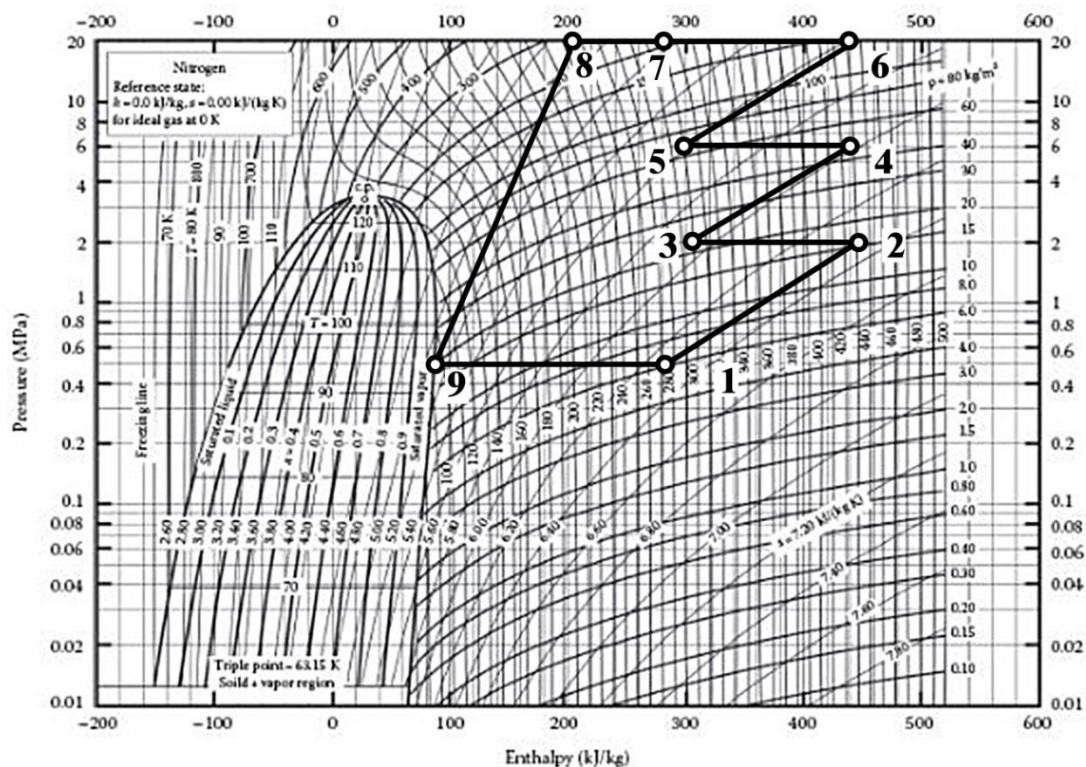


Рисунок 22- Холодильный цикл ХУ N₂ в координатах i-lgP

1-2, 3-4, 5-6 – сжатие N₂ в КМ1,2,3; 2-3, 4-5,6-7 – охлаждение N₂
 АВ01,2,3; 7-8 – охлаждение N₂ контуром СО₂; 8-9 – расширение N₂ в ДТ, 9-1 –
 охлаждение ПГ азотным контуром

Таблица 6 – Параметры для расчета азотной ХУ

Номер точки	Параметры			
	Температура t, °С	Давление P, Бар (МПа)	Энтальпия i, кДж/кг	Удельный объем v, м ³ /кг
1	+5	5 (0,5)	285	0,130
2	+147	20 (2)	440	-
3	+30	20 (2)	305	0,070
4	+152	60 (6)	438	-
5	+30	60 (6)	300	0,015
6	+157	200 (20)	434	-
7	+30	200 (20)	280	-
8	-26	200 (20)	210	-
9	-165	5 (0,5)	85	-

Расчет цикла N₂: [43,44,45]

Холодопроизводительность ХУ N₂ соответствует производительности установки сжижения ПГ, равной 2-м тоннам в час (0,55 кг/с), учитывая, что ХУ N₂ охлаждает ПГ от +10 до -161°С.

1) Определяем требуемую холодопроизводительность N₂ ХУ исходя из заданной мощности производства СПГ:

$$Q_{o \text{ ХУ } N_2} = M_{\text{ПГ}} \cdot (i_2 - i_1), \quad (1)$$

где $M_{\text{ПГ}}$ – производительность установки, кг/с;

i_1, i_2 – значения энтальпий в точках 1 и 2 (определяем по рисунку 21), кДж/кг.

$$Q_{o \text{ ХУ } N_2} = 0,56 \cdot (900 - 100) = 444,4 \text{ кВт.}$$

2) Число ступеней компрессора выбираем исходя из отношения конечного и начального давления:

$$P_k/P_0 = 40 \geq 8,$$

где P_k – давление перед компрессором;

P_0 – давление после компрессора.

Определяем промежуточное давление:

$$P_{\text{пр}} = \sqrt{P_k \cdot P_0} = \sqrt{200 \cdot 5} \approx 32 \text{ бар} = 3,2 \text{ МПа}$$

Проверяем:

$$P_{\text{пр}}/P_0 = 6,4 \leq 8; \quad P_k/P_{\text{пр}} = 6,25 \leq 8.$$

Но, в расчете нужно учесть температуру нагнетания компрессоров, что также определяет количество ступеней сжатия. При наличии двух ступеней температура нагнетания и после первой, и после второй ступени значительно превышает допустимую (170°С). Это означает, что необходимо производить сжатие с добавлением еще одной ступени.

3) Удельная теоретическая работа сжатия в КМ 1-й, 2-й и 3-й ступени:

$$\begin{aligned} l_{\text{КМ1}} &= i_2 - i_1, \\ l_{\text{КМ2}} &= i_4 - i_3, \\ l_{\text{КМ3}} &= i_6 - i_5, \end{aligned} \quad (2)$$

$$l_{\text{км1}} = 440 - 285 = 155 \text{ кДж/кг},$$

$$l_{\text{км2}} = 438 - 305 = 133 \text{ кДж/кг},$$

$$l_{\text{км3}} = 434 - 300 = 134 \text{ кДж/кг}.$$

4) Удельная тепловая нагрузка на охладитель 1-го, 2-го и 3-го компрессора:

$$q_{\text{охл1}} = i_2 - i_3,$$

$$q_{\text{охл2}} = i_4 - i_5, \quad (3)$$

$$q_{\text{охл3}} = i_6 - i_7,$$

$$q_{\text{охл1}} = 440 - 305 = 135 \text{ кДж/кг},$$

$$q_{\text{охл2}} = 438 - 300 = 138 \text{ кДж/кг},$$

$$q_{\text{охл3}} = 434 - 280 = 154 \text{ кДж/кг}.$$

5) Удельная холодопроизводительность ХА:

$$q_0 = i_1 - i_9, \quad (4)$$

$$q_0 = 285 - 85 = 200 \text{ кДж/кг}.$$

6) Удельная теоретическая работа ДТ:

$$l_{\text{Т ДТ}} = i_8 - i_9, \quad (5)$$

$$l_{\text{Т ДТ}} = 210 - 85 = 125 \text{ кДж/кг}.$$

7) Требуемый массовый расход ХА в ТО, охлаждающий ПГ:

$$M_{\text{ипN}_2} = \frac{Q_0}{q_0}, \quad (6)$$

$$M_{\text{ипN}_2} = \frac{444,44}{200} = 2,22 \text{ кг/с}.$$

Массовый расход ХА в системе:

$$M_{\text{км1}} = M_{\text{км2}} = M_{\text{км3}} = M_{\text{ипN}_2} = M_{\text{дт}} = 2,61 \text{ кг/с}.$$

8) Тепловая нагрузка на теплообменник охлаждения КМ:

$$Q_{\text{то пг}} = M_{\text{ипN}_2} \cdot q_0, \quad (7)$$

$$Q_{\text{то пг}} = 2,22 \cdot 200 = 444,44 \text{ кВт}.$$

9) Требуемая объемная производительность:

$$V_{\text{км}} = \frac{M_{\text{км}} \cdot v}{\lambda}, \quad (8)$$

где v – удельный объем, м³/кг;

λ – коэффициент подачи холодильных компрессоров, определяемый величиной P_2/P_1 по графику (рисунок 23, таблица 7).

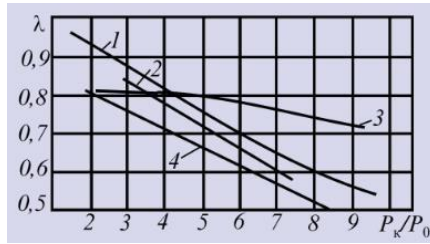


Рисунок 23 - Коэффициент подачи компрессоров: 1,2,4 – поршневых для хладона и фреона, 3 – винтовых

Таблица 7– Коэффициент подачи компрессоров

№	P_2/P_1	λ
1	4	0,800
2	3	0,810
3	3,33	0,805

$$V_{\text{км1}} = \frac{2,22 \cdot 0,13}{0,8} = 0,333 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (1200 м}^3/\text{ч)},$$

$$V_{\text{км2}} = \frac{2,22 \cdot 0,07}{0,81} = 0,192 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (692 м}^3/\text{ч)},$$

$$V_{\text{км3}} = \frac{2,22 \cdot 0,015}{0,805} = 0,0414 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (149 м}^3/\text{ч)}.$$

В соответствии с требуемой производительностью (и давлением) подбираем компрессоры для азотного контура:

1 – поршневой компрессор DALGAKIRAN марки PET MASTER 300 производительностью до 20 м³/мин (1380 м³/ч) и рабочим давлением до 40 бар [51];

2 - КСВД-М 4-600/20-60 производительностью 600 м³/ч и давлением 60 бар [50];

3 – КСВД-М 3-200/60-200 производительностью 200 м³/ч и давлением 200 бар [50].

10) Тепловая нагрузка на охладители КМ:

$$Q_{\text{охл км}} = M_{\text{км}} \cdot q_{\text{охл}}, \quad (9)$$

$$Q_{\text{охл км1}} = 2,22 \cdot 135 = 300 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{охл км2}} = 2,22 \cdot 138 = 307 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{охл км3}} = 2,22 \cdot 154 = 342 \text{ кВт}.$$

Суммарная тепловая нагрузка на охладители:

$$\Sigma Q_{\text{охл}} = 300 + 307 + 342 = 949 \text{ кВт}.$$

11) Мощность привода компрессоров 1-3 ступени:

Теоретическая:

$$N_{\text{т км}} = M_{\text{км}} \cdot l_{\text{км}}. \quad (10)$$

Индикаторная:

$$N_{\text{и км}} = \frac{N_{\text{т км}}}{\lambda_{\text{и}}}. \quad (11)$$

где $\lambda_{\text{и}}$ – индикаторный КПД (принимается $\lambda_{\text{и}} = 0,8$).

Механическая ($\lambda_{\text{мех}} = 0,9$):

$$N_{\text{м км}} = \frac{N_{\text{и}}}{\lambda_{\text{мех}}}. \quad (12)$$

Электрическая:

$$N_{\text{эл км}} = \frac{N_{\text{м км}}}{\lambda_{\text{мех}}}. \quad (13)$$

Таблица 8 – Расчет мощности привода компрессоров

Ступень	Теоретическая, кВт	Индикаторная, кВт	Механическая ,кВт	Электрическая, кВт
1	344	431	478	532
2	296	369	410	456
3	298	372	414	460

Суммарная электрическая мощность компрессоров:

$$\Sigma N_{\text{эл км}} = 1447 \text{ кВт}.$$

12) Полезная мощность детандера:

Теоретическая:

$$N_{\text{т дт}} = M_{\text{дт}} \cdot l_{\text{т дт}}, \quad (14)$$

$$N_{\text{т дт}} = 2,22 \cdot 125 = 278 \text{ кВт}.$$

Индикаторная ($\lambda_{\text{и дт}} = 0,85$):

$$N_{\text{и дт}} = N_{\text{т дт}} \cdot \lambda_{\text{и дт}}, \quad (15)$$

$$N_{\text{и дт}} = 278 \cdot 0,85 = 236 \text{ кВт}.$$

Механическая ($\lambda_{м дт} = 0,9$):

$$N_{м дт} = N_{и дт} \cdot \lambda_{м дт}, \quad (16)$$

$$N_{м дт} = 236 \cdot 0,9 = 212,5 \text{ кВт.}$$

Полезная механическая мощность детандера от механической мощности компрессоров составляет $212,5/1302,5 = 16,3 \%$.

13) Потребляемая электрическая мощность установки N_2 :

$$\sum N_{эл N2} = 1447 - 0,163 \cdot 1447 = 1211 \text{ кВт.}$$

14) Теоретический холодильный коэффициент цикла:

$$\varepsilon_T = \frac{q_0}{\sum l_{км}}, \quad (17)$$

$$\varepsilon_T = \frac{200}{422} = 0,47.$$

15) Действительный холодильный коэффициент ХУ:

$$\varepsilon_d = \frac{Q_0}{\sum N_{эл N2}}, \quad (18)$$

$$\varepsilon_d = \frac{444,44}{1211} = 0,37.$$

На рисунке 24 изображен цикл CO_2 в координатах i - lgr , а в таблице 9 – параметры этого цикла.

Таблица 9 – Параметры цикла CO_2

Номер точки	Параметры			
	t, °C	P, Бар	i, кДж/кг	v, м ³ /кг
1	+20	15	785	0,035
2	+165	80	905	-
3	+30	80	590	-
4	-30	15	590	-

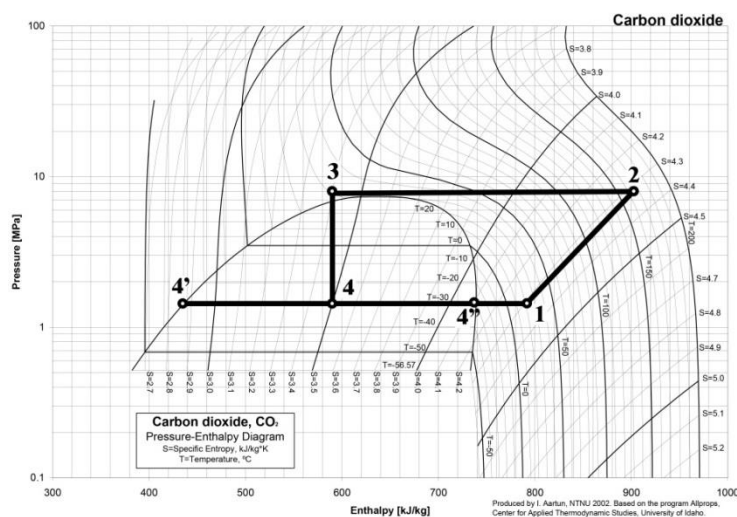


Рисунок 24 - Холодильный цикл ХУ CO₂ в координатах i-lgP:
 1-2 – сжатие CO₂ в КМ4; 2-3 – охлаждение CO₂ АВО4; 3-4 –
 дросселирование CO₂ в ДР1; 4-4' – доля пара; 4-4'' – доля жидкости

Расчет цикла CO₂:

1) ХУ CO₂ охлаждает N₂ от +30 до -26°C. Исходя из этого, определяем требуемую холодопроизводительность CO₂ с учетом найденного расхода N₂:

$$Q_{o \text{ ХУ CO}_2} = M_{N_2} \cdot (i_7 - i_8), \quad (19)$$

где M_{N_2} – массовый расход азота в цикле N₂, кг/с;

i_8, i_7 – значения энтальпий в точках 8 и 7 (определяем по рисунку 22), кДж/кг.

$$Q_{o \text{ ХУ CO}_2} = 2,22 \cdot (280 - 210) = 155,56 \text{ кВт}$$

2) Число ступеней компрессора выбираем исходя из отношения конечного и начального давления:

$$P_k/P_0 = 5,33 \leq 8,$$

где P_k – давление перед компрессором КМ4 (рисунок 20);

P_0 – давление после компрессора КМ4 (рисунок 20).

3) Удельная теоретическая работа сжатия в КМ4:

$$l_{\text{КМ4}} = i_2 - i_1, \quad (20)$$

$$l_{\text{КМ4}} = 905 - 785 = 120 \text{ кДж/кг.}$$

4) Удельная тепловая нагрузка на охладитель компрессора:

$$q_{\text{охл4}} = i_2 - i_3, \quad (21)$$

$$q_{\text{охл4}} = 905 - 590 = 315 \text{ кДж/кг},$$

5) Удельная холодопроизводительность ХА:

$$q_{0 \text{ CO}_2} = i_1 - i_4, \quad (22)$$

$$q_{0 \text{ CO}_2} = 785 - 590 = 195 \text{ кДж/кг}.$$

6) Требуемый массовый расход ХА в ТО, охлаждающий N₂:

$$M_{\text{ип CO}_2} = \frac{Q_{0 \text{ ХУ CO}_2}}{q_{0 \text{ CO}_2}}, \quad (23)$$

$$M_{\text{ип CO}_2} = \frac{155,56}{195} = 0,8 \text{ кг/с}.$$

Массовый расход ХА в системе:

$$M_{\text{км4}} = M_{\text{ип CO}_2} = M_{\text{охл}} = 0,8 \text{ кг/с}.$$

7) Тепловая нагрузка на теплообменник охлаждения:

$$Q_{\text{то N}_2} = M_{\text{ип CO}_2} \cdot q_{0 \text{ CO}_2}, \quad (24)$$

$$Q_{\text{то пг}} = 0,8 \cdot 195 = 155,56 \text{ кВт}.$$

8) Требуемая объемная производительность:

$$V_{\text{км4}} = \frac{M_{\text{км4}} \cdot v}{\lambda}, \quad (25)$$

где v – удельный объем, м³/кг;

λ – коэффициент подачи холодильных компрессоров, определяемый величиной P_2/P_1 по графику (рисунок 23), $\lambda = 0,79$.

$$V_{\text{км4}} = \frac{0,8 \cdot 0,035}{0,79} = 0,035 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (127,2 м}^3/\text{ч)}.$$

В соответствии с требуемой производительностью (и давлением) подбираем компрессор для контура CO₂:

4 – КСВД-М 3-150/10-160 производительностью 150 м³/ч и давлением до 160 бар.

9) Тепловая нагрузка на охладитель КМ4:

$$Q_{\text{охл км}} = M_{\text{км4}} \cdot q_{\text{охл4}}, \quad (26)$$

$$Q_{\text{охл км4}} = 0,8 \cdot 315 = 251,3 \text{ кВт}.$$

10) Мощность привода компрессора:

Теоретическая (формула 10):

$$N_{Т\text{ км4}} = 0,8 \cdot 120 = 96 \text{ кВт.}$$

Индикаторная (формула 11):

$$N_{И\text{ км}} = \frac{96}{0,8} = 120 \text{ кВт.}$$

Механическая (формула 12):

$$N_{М\text{ км}} = \frac{120}{0,9} = 133 \text{ кВт.}$$

Электрическая (формула 13):

$$N_{ЭЛ\text{ км}} = \frac{N_{М\text{ км}}}{\lambda_{\text{мех}}} = 147,7 \text{ кВт.}$$

11) Теоретический холодильный коэффициент цикла:

$$\varepsilon_{Т} = \frac{q_0 \text{ CO}_2}{l_{\text{км4}}}, \quad (27)$$

$$\varepsilon_{Т} = \frac{195}{120} = 1,625.$$

12) Действительный холодильный коэффициент ХУ CO₂:

$$\varepsilon_{Д} = \frac{Q_0 \text{ ХУ CO}_2}{N_{ЭЛ\text{ CO}_2}}, \quad (28)$$

$$\varepsilon_{Д} = \frac{155,56}{147,7} = 1,053.$$

Суммарная потребляемая мощность ХУ:

$$\sum N_{ЭЛ\text{ ХУ}} = N_{ЭЛ\text{ CO}_2} + N_{ЭЛ\text{ N}_2} + N_{\text{вент}}, \quad (29)$$

где $N_{\text{вент}}$ – энергопотребление системами вентиляции и обеспечения (80 кВт).

$$\sum N_{ЭЛ\text{ ХУ}} = 147,7 + 1211 + 80 = 1438,7 \text{ кВт.}$$

Т.к. сжижается 100% ПГ, то удельные затраты составят 719,35 кВт·ч/т СПГ.

Вывод: за счет предложенной системы (в сравнении с УСПГ в Пермском крае), удалось снизить удельные энергозатраты на 14,36 %, но при этом доля сжиженного газа (рисунок 21) в данном случае 100%. Предложенную схему

эффективно реализовывать именно на заводах, т.к. на ГРС и КС сжижение ПГ играет роль сопутствующего производства.

4 Технологическая часть

4.1 Состав завода СПГ

В состав комплекса СПГ должны входить следующие основное технологическое оборудование, системы, блоки и сооружения:

- технологический блок подготовки газа: система очистки и осушки исходного природного газа высокого давления (в комплекте с подогревателем газа регенерации, если реализована схема с высокотемпературной регенерацией адсорбента);

- установка сжижения природного газа;
- криогенные насосы;
- система хранения, выдачи и газификации;
- система налива продукта и площадка налива;
- система газоподготовки;
- система дренажа и газосброса;

- трубопроводы обвязки комплекса, в том числе трубопроводы подвода исходного газа к комплексу от ГРС или АГНКС и возврата несжиженной части газа;

- компрессор для сжатия паров испарившегося сжиженного природного газа в случае производства СПГ под давлением ниже давления в магистрали на выходе ГРС (АГНКС);

- система контроля, управления и противоаварийной защиты;
- система электроснабжения;
- система штатного и аварийного освещения;
- система связи (в том числе телефонная);
- газоанализаторная [45].

На рисунке 25 представлена схема основных компонентов мини-завода СПГ.

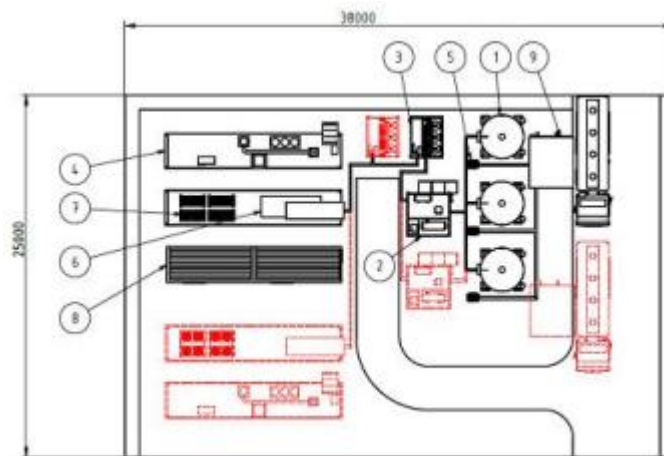


Рисунок 25– Схема основных компонентов мини-завода СПГ

1 - резервуары хранения СПГ; 2 - холодильный блок; 3 - блок очистки-осушки природного газа; 4 - блок производства электроэнергии; 5 - атмосферные испарители; 6 – компрессор; 7 - модуль охлаждения; 8 – операторская; 9 - комплекс наполнения транспортных средств

4.2 Оборудование для завода СПГ

Классификация оборудования для мини-завода по производству СПГ:

- блок подготовки;
- компрессорный блок;
- блок охлаждения и блок сжижения газа;
- система хранения СПГ;
- система транспортирования;
- система газификации.

В настоящее время на рынке оборудования по производству СПГ представлены несколько российских компаний:

ООО «Криомаш-БЗКМ», ОАО «Криогенмаш», ЗАО «Криогаз», ЗАО «Крионорд», ООО «КомпрессорМашСервис», ООО «Реотек», ОАО «НПО «Гелиймаш», ООО «НТК «Криогенная техника», ОАО «НГТ», НПФ «Экип», ОАО «Уралкриомаш», ОАО «Автогаз», ЗАО «НТЛ», ЗАО «Группа компаний «Сигма-Газ» и др.

Компания Cryonorm Projects BV, европейский лидер в производстве комплексных систем по сжижению, хранению и регазификации природного, попутного и технических газов. [61].

Российские производители полностью могут обеспечить изготовление и поставку оборудования для каждого элемента технологической схемы производства, распределения и использования СПГ.

Для полноценной работы установки по производству СПГ необходимо следующее оборудование для хранения, транспортирования и использования сжиженного природного газа:

1) стационарные емкости хранения жидкости метана РКВП – 25/1,6 производитель НПО «Криотехника», г. Омск (могут применяться емкости от других производителей, например: ЦСКБ «Прогресс»);

2) криогенные автозаправщики сжиженного природного газа ППЦП – 16/1,6 (на шасси прицепа) производитель НПО «Криотехника», г. Омск;

3) газификаторы холодные криогенные ГХКП – 25/1,6 – 500; производитель НПО «Криотехника», г. Омск;

4) заправочная станция Крио ПАГЗ МС – 79 мощностью 250 заправок КПГ в сутки [43].

Состав технологического оборудования ожижителя природного газа:

- компрессор (может рассматриваться использование компрессорного оборудования действующей АГНКС);
 - блок комплексной очистки (осушки и очистки от двуокиси углерода);
 - блок ожижения с холодильной машиной;
 - вспомогательное оборудование (для отогрева, а также для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности).
- используется существующее серийное оборудование: компрессор, запорно- регулирующая арматура;
 - в зависимости от производительности и содержания примесей в газе используются модульные блоки очистки, что упрощает систему управления и уменьшает стоимость;

- обеспечивается заправка всех видов транспорта, использующих ПГ;
- предпочтительная производительность ожижителя для заправки парка автомобилей (в зависимости от типа и грузоподъемности, а также фазового состояния газа СПГ или КПП) в количестве 200 - 800 единиц оценивается величиной 1000 кг/ч.

К особенностям ожижения природного газа следует отнести тот факт, что состав природного газа может несколько отличаться в каждом регионе. Присутствие в отбираемом природном газе различного количества примесей требует индивидуальной разработки блока очистки. Поэтому ожижитель природного газа разрабатывается и изготавливается по отдельному проекту, в зависимости от производительности, давления и состава газа.

Оборудование ожижителя может размещаться в двух утепленных транспортных контейнерах стандартного типа ИСС (по ГОСТ 18477-79 [10]) размером 6 x 2,5 x 2,5 м, установленных на открытой площадке, а также на открытом воздухе под навесом.

Оборудование выдерживает транспортировку автомобильным и железнодорожным транспортом. Масса наиболее тяжелого узла — 9 т (контейнер технологического отделения). Для работы необходимо подключение электроэнергии 380 В, 50 Гц, 1200 кВт и системы сброса продувок (газа и конденсата), которые определяются проектом. Охлаждение масла и сжатого в компрессоре газа - воздушное.

Установка обслуживается одним оператором. Вмешательство его в процесс управления необходимо в случае предаварийных ситуаций по сигналу от системы управления. Ресурс ожижителя — 20 лет при замене элементов, имеющих меньший срок работоспособности. Срок службы адсорбента - 8 лет. Досыпка его каждый год [35].

5 Технико-экономическое обоснование строительства малотоннажного завода по производству СПГ

5.1 Оценка капитальных затрат на строительство завода

Оценка капиталовложений в строительство мини-завода осуществлялась на основании данных по аналогичным проектам и нынешних цен на предполагаемое оборудование (таблица 10) [41]. В таблице представлена оценка (по курсу 1 долл.=64,5 руб.) капиталовложений.

Таблица 10 – Оценка капитальных затрат на строительство мини-завода

№ п/п	Оборудование и доп. расходы	Кол- во	Стоимость единицы в тыс. долл.	Стоимость единицы в тыс. руб.	Итого, тыс.руб.
1	Холодильная установка	1	1442	157509	157509
2	Компрессор для ПГ	2	107	6901,5	13803
3	Запчасти к компрессору и арматура, трубы, электропроводка	1	81	5224,5	5224,5
4	Система осушки и очистки	1	495	31927,5	31927,5
5	Противопожарная система	1	200	12900	12900
6	Система учета	1	115	7417,5	7417,5
7	Химическая лаборатория	1	50	3225	3225
8	КИПиА	1	200	12900	12900
9	Криоемкость для хранения (1400 м ³)	3	217	13996,5	41989,5
10	Блок аккумуляторов	1	49	3160,5	3160,5
11	Газовый генератор	1	1000	64500	64500
12	Здание с коммуникациями (100 м ²)	1	100	645	645
13	Молниезащита	1	4	258	258
14	Станция автозаправочная СПГ	1	293	18898,5	18898,5
	Итого, тыс. руб.:		374358		
1	Перевозчик	2	150	9675	19350
2	Контейнеры	4	100	6450	25800
	Итого, тыс. руб.:		45150		
1	Проектирование с экспертизой пром. безопасности	1	350	22575	22575
2	Монтаж, пусконаладка	1	70	4515	4515
3	Проектирование и строительство коммуникаций, монтаж криогенного и пожарного оборудования	1	1988	128226	128226
	Итого, тыс. руб.:		155316		
1	Обучение персонала	3-4	4	258	1032
	Общая сумма инвестиций, тыс. руб.		575856		

5.2 Оценка годовых эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты складываются из: оплаты труда, отчислений во внебюджетные фонды, амортизационных отчислений, материальных и прочих затрат. Исходные данные для расчета представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные для оценки эксплуатационных затрат

Параметр	Значение	Ед. измерения
Стоимость магистрального газа 1000 м ³ (1т СПГ=1410 м ³)[62]	5190	руб. с НДС
Производительность мини-завода	2	СПГ т/час
Время работы завода	8000	час/год
Потребляемая мощность холодильной установки	1438,7	кВт
Стоимость 1 кВт·час электроэнергии	3,75	руб./кВт·ч
Средняя з/п работников	43000	руб./мес.
Кол-во работников	14	человек

5.2.1 Оплата труда

$$Z_{\text{год зп}} = 12 \cdot Ч_{\text{ппп}} \cdot Z_{\text{ср}}, \quad (30)$$

где $Ч_{\text{ппп}}$ – численность персонала, чел.;

$Z_{\text{ср}}$ – средняя заработная плата персонала, руб.

$$Z_{\text{год зп}} = 12 \cdot 14 \cdot 43000 = 7,224 \text{ млн. руб.}$$

5.2.2 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления на социальное страхование:

$$Z_{\text{вф}} = Z_{\text{год зп}} \cdot \sum C_{\text{вф}}, \quad (31)$$

Ставки во внебюджетные фонды:

- пенсионный фонд – 22%;
- фонд социального страхования – 2,9%;
- фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%.

Также производится начисление платежей в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производство и профзаболеваний в зависимости от того, в какую группу риска входит данное производство [41]. Для нашего случая тарифная ставка составляет 0,2% .

$$Z_{\text{вф}} = 7,224 \cdot \frac{(22 + 2,9 + 5,1 + 0,2)}{100} = 2,182 \text{ млн. руб.}$$

5.2.3 Амортизационные отчисления

Расчет амортизационных отчислений производится по всем видам основных фондов отдельно, а потом данные суммируются [42]. В данном расчете сумма капиталовложений составлена из групп, подверженных амортизации (из таблицы 10) с усредненной нормой амортизации всех учтенных групп.

$$A = \sum K_i \cdot H_{ai}, \quad (32)$$

где K_i – сумма капитальных вложений;

H_{ai} – усредненная норма амортизации групп основных производственных фондов ($H_{ai} = 0,04$).

$$A = 419,508 \cdot 0,04 = 16,78 \text{ млн. руб.}$$

5.2.4 Материальные затраты

Материальные затраты складываются из затрат на электроэнергию и стоимости магистрального газа:

- годовая производительность завода: $2 \cdot 8000 = 16000$ т/год ($39024,4$ м³/год);

- стоимость магистрального газа: $39024,4 \cdot 5190 = 202,54$ млн. руб.

- стоимость электроэнергии: $1471 \cdot 8000 \cdot 3,75 = 44,13$ млн. руб.

$$Z_{\text{м}} = 202,54 + 44,13 = 246,67 \text{ млн. руб.}$$

5.2.5 Прочие затраты

Прочие затраты - это затраты по оплате услуг организации связи, транспорта, услуг банка и так далее. Они принимаются в размере 10% от всех эксплуатационных затрат.

Эксплуатационные затраты:

$$Z_3 = 7,224 + 2,182 + 16,78 + 246,67 = 272,86 \text{ млн. руб.}$$

Эксплуатационные затраты с учетом прочих: $272,86 \cdot 1,1 = 300,14$ млн. руб.

5.3 Оценка экономических показателей

По существующей международной практике при цене топлива ниже рыночной на 40% потребитель, как правило, за свой счет приобретает инфраструктуру потребления СПГ (емкости, испарители, крионасосы, газобаллонную аппаратуру для автомобилей, котельных и т.д.).

Энергетический эквивалент СПГ на 10% выше, чем у дизельного топлива, следовательно:

$$C_{\text{ДТ}} = 44,85 \text{ руб./л,}$$

стоимость 1 т ДТ:

$$C_{\text{ДТ}} = \frac{1000}{0,84 \cdot 1000} \cdot 44,85 = 53,393 \text{ тыс. руб./т,}$$

стоимость 1 т СПГ:

$$C_{\text{СПГ}} = 53,393 \cdot 1,1 = 58,73 \text{ тыс. руб./т.}$$

Исходя из этого, определяется цена оптовой продажи СПГ на заводе.

При энергоэквивалентной цене 1 т СПГ к цене ДТ, при скидке в 40% отпускная цена на заводе составит 35,238 тыс. руб./т.

При этом годовая выручка от реализации:

$$V_{\text{Г}} = G \cdot C_{\text{СПГ}}, \quad (33)$$

где G – годовая производительность завода, т/год;

$C_{\text{СПГ}}$ – цена СПГ за тонну, тыс.руб./т.

$$V_{\text{Г}} = 16000 \cdot 35,238 = 563,808 \text{ млн.руб.}$$

Выручка без НДС: 496,151 млн.руб.

Годовая прибыль:

$$\Pi = V_{\text{Г}} - \Xi_{\text{з}}, \quad (34)$$

$$\Pi = 496,151 - 300,14 = 196,01 \text{ млн. руб.}$$

С учетом налога на прибыль: 156,8 млн.руб.

Оценка экономической эффективности проекта осуществляется по следующим критериям: чистый дисконтированный доход, динамический срок окупаемости, индекс доходности инвестиций [39].

Таблица 12– Расчет экономической эффективности реализации проекта

Показатели	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвестиции, млн. руб.	575,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доход от реализации СПГ, млн. руб.	0,0	496,2	496,2	496,2	496,2	496,2	496,2	496,2	496,2	496,2
Эксплуатационные затраты в т.ч. амортизационные отчисления, млн. руб.	0,0	300,1	300,1	300,1	300,1	300,1	300,1	300,1	300,1	300,1
	0,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Прибыль от реализации СПГ, млн. руб.	0,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0	196,0
Налог на прибыль, млн. руб.	0,0	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
Чистая прибыль от реализации СПГ, млн. руб.	0,0	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8
Чистый денежный приток, млн. руб.	0,0	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6
Денежный поток, млн. руб.	-575,9	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6	175,6
Коэффициент дисконтирования	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
Дисконтированный денежный поток, млн. руб.	-499,7	132,2	114,7	99,5	86,4	74,9	65,0	56,4	48,9	42,5
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-499,7	-367,5	-252,8	-153,2	-66,9	8,1	73,1	129,5	178,4	220,9
ЧДД, млн. руб.	220,9									
Дисконтированный денежный приток нарастающим итогом	0,0	132,2	114,7	99,5	86,4	74,9	65,0	56,4	48,9	42,5
Дисконтированные инвестиции нарастающим итогом	499,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Для определения динамического срока окупаемости определяются дисконтированные элементы денежного потока (ЧДД) и последовательно по годам суммируются с учетом знаков. При этом если $ЧДД_T < 0$, а $ЧДД_{T+1} > 0$, то это означает, что вложенный капитал окупается в диапазоне лет от T до $T+1$, то есть:

$$T < T_{ок} < T + 1. \quad (35)$$

Динамический срок окупаемости можно вычислить по формуле (24):

$$T_{ок} = T - \frac{ЧДД_T}{ЧДД_{T+1} - ЧДД_T}, \quad (36)$$

где $T = 5$ – последний год, при котором ЧДД имеет отрицательное значение (таблица 12);

$ЧДД_T = -66,9$ млн руб. – последняя отрицательная величина ЧДД (таблица 12);

$ЧДД_{T+1} = 8,1$ млн руб. – первая положительная величина ЧДД (таблица 12).

Тогда динамический срок окупаемости составит:

$$T_{ок} = 5 - \frac{-66,9}{8,1 - (-66,9)} = 5,8 \text{ лет.}$$

Индекс доходности – отношение дисконтированного денежного притока к дисконтированным инвестициям:

$$ИД = \sum_{i=1}^k (П_{чист\ i} + Ai) \cdot K_{\partial_i} / \sum_{i=1}^m (K_i \cdot K_{\partial_i}), \quad (37)$$

где k, m – количество лет, в течение которых формируется денежный приток, и осуществляются инвестиции.

$$ИД = \frac{720,6}{499,7} = 1,44.$$

Вывод: по произведенным расчетам выяснилось, что срок окупаемости завода по производству СПГ на 2 т/ч составит 5,8 лет. Индекс доходности больше единицы, что доказывает выполнение условия эффективности данного проекта.

6 Промышленная и экологическая безопасность

Одним из основных препятствий для широкого внедрения инфраструктуры производства и потребления СПГ в России является отсутствие нормативно-технической документации на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов СПГ [51].

В настоящее время при проектировании объектов СПГ руководствуются нормативными документами:

- ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [6];
- ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7];
- Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта [9];
- ГОСТ Р Пожарная безопасность технологических процессов [13];
- ПБ 08-342-00. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) [18];
- ПБ 09-540-03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств [8];
- ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления [19];
- ВНТП 51-1-88 Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций [20];
- ТУ 51-03-03-85 Газ природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания [21];
- СТО Газпром 2-1.13-176-2007 Оборудование для СПГ. Бортовые топливные криогенные системы для автотранспортных средств, использующих

СПГ в качестве моторного топлива. Технические требования и методы испытаний [17];

- ДОПОГ Европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов [22];

- Распоряжение ОАО «Газпром» от 29.01.2009 г. № 12 «Концепция противопожарной защиты объектов ОАО «Газпром» [23].

Т.к. на территории завода расположены резервуарные емкости для хранения СПГ, стоит предусмотреть следующие сценарии аварий:

- образование пролива;
- пожар в проливе;
- выброс паров СПГ с последующим воспламенением (и без);
- разгерметизация трубопровода при подаче в резервуар;
- взрыв паров СПГ в ограниченном пространстве.

Исходя из мирового опыта, можно предложить следующие основные мероприятия с целью снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций:

- проектирование резервуаров без врезок во внутренний резервуар;
- оборудование резервуаров системой верхнего налива;
- использование хладостойких и прочных сталей;
- ужесточение требований по неразрушающему контролю сварных соединений;

- повышение качества устройства резервуара путем введения дополнительных конструктивных решений для повышения надежности хранилищ;

- недопущение утечки холодного продукта из внешнего резервуара в случае его утечки из внутренней емкости;

- обязательный учет внешних нагрузок в расчетах железобетонных конструкций и нагрузок преднапряжения [53].

С экологической точки зрения природный газ имеет безусловные преимущества перед другими ископаемыми видами топлива, поскольку при его

сжигании в атмосферу выбрасывается значительно меньше CO₂, SO_x, NO_x и твердых частиц. При этом, как и в любом другом производстве, жизненный цикл СПГ от строительства промышленных объектов, подготовки и сжижения газа до его хранения, транспортировки и регазификации оказывает воздействие на окружающую среду (таблица 12) [36].

Таблица 13 - Воздействия на окружающую среду жизненного цикла СПГ

Стадии жизненного цикла СПГ	Глобальные объекты воздействия		Локальные наземные объекты воздействия							Локальные морские объекты воздействия					
	Биоразнообразие	Глобальный климат	Атмосферный воздух	Ландшафты	Грунты и почвы	Водные объекты и грунтовые воды	Местообитания	Флора и фауна	Местное население	Морская вода	Атмосферный воздух	Морское дно	Рыбы	Морские млекопитающие	Морские птицы
Строительство завода	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+					
Эксплуатация завода	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+					
Строительство причала (при наличии)	+	+	+	+		+	+		+	+	+	+	+	+	+
Эксплуатация причала (при наличии)	+	+	+	+			+		+	+					
Дноуглубительные работы (при наличии)	+	+							+	+		+	+	+	+
Перевозка СПГ танкерами	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Строительство терминала приемки СПГ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+					
Эксплуатация терминала приемки СПГ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+					

Мероприятия для минимизации экологического воздействия завода СПГ:

- разделение отходов и изучение возможности их вторичного применения или переработки до их удаления;
- установка шумозащитных барьеров или благоустройство насаждений для снижения уровня шума;
- обеспечить максимальное расчетное давление резервуаров, фактически используемых для перевозки СПГ;

- четкое соблюдение регламентов по проведению работ на протяжении всего жизненного цикла завода СПГ;

- постоянный контроль систем сброса давлений;

- проектирование заводов с минимальным потреблением энергии для снижения выбросов загрязняющих веществ.

Экологическая безопасность регламентируется следующими нормативными документами:

- ФЗ «Об охране окружающей среды» [2];

- ФЗ «О недрах» [5];

- ФЗ «Об экологической экспертизе» [4];

- ФЗ «Об отходах производства и потребления» [1];

- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» [3];

- ГОСТ Р Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования [14];

- СП 11-102-97 Свод правил по инженерным изысканиям для строительства. Инженерно-экологические изыскания для строительства [17];

- СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления [15];

- ГОСТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [11];

- ГОСТ Р Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Оценка ущерба. Термины и определения [12];

Заключение

В процессе исследования был произведен обзор и анализ существующих и перспективных технологий по сжижению природного газа.

Применение того или иного цикла, а также аппаратное оформление криогенной установки зависит от большого числа факторов. Главные из них:

- необходимая холодопроизводительность;
- простота технологической схемы процесса сжижения;
- стоимость единицы холода;
- надежность работы установки.

Установки с дроссельными циклами отличаются простотой и надежностью в работе, вследствие чего широко распространены в производстве холода и сжиженных газов. Однако из-за низкой экономичности эти установки пригодны лишь для получения холода в небольших количествах (доля получаемой жидкости не превышает 16,5%). Тем не менее, технологии, основанные на цикле Линде, применяются довольно активно, особенно в России на ГРС и КС.

Установки с детандерными циклами наиболее эффективны, преимущественно в малотоннажном производстве СПГ. Более того, энергоэффективность установок повышается за счет применения детандерных агрегатов, что повышает привлекательность применения этой технологии.

Комбинированные циклы с использованием дроссельно-детандерного цикла и предварительным охлаждением имеют особое место в практике сжижения. Эффективность таких установок достаточно оправдана. Несмотря на сложную технологическую схему процесса, такие циклы достаточно широко распространены.

Самым эффективным циклом из отечественной практики оказался азотный. Поэтому, в данной работе решено было создать технологию, основанную на азотном цикле, но с добавлением контура CO_2 с целью увеличения холодопроизводительности азотного контура.

Отечественная технология уступает по удельным энергозатратам предлагаемой схеме, учитывая, что коэффициент ожижения примерно одинаков.

Разработанная технология имеет ряд преимуществ:

- сжижается 100% ПГ;
- в схеме используются взрывобезопасные хладагенты;
- технология может осуществляться при различных параметрах ПГ перед теплообменником;
- в сравнении с аналогичными установками удельные энергозатраты в процессе минимальны.

В результате работы был произведен:

- анализ технологий сжижения ПГ;
- патентный поиск;
- тепловой расчет разработанной технологии сжижения ПГ;
- подбор оборудования для завода производительностью 2 т/ч;
- экономический расчет (обоснование экономической эффективности предложенного решения).

Завод производительностью 2 т/час с удельным энергопотреблением 719,35 кВт·ч/т СПГ по расчетным оценкам требует капиталовложений в размере 575,9 млн.руб. При этом срок окупаемости составил 5,8 лет.

Список литературы

1. Об отходах производства и потребления: федер. закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ: [принят Гос. Думой 24.06. 1998 г.: в действующей редакции от 25.12.2018] – М.: Российская газета, - 1998. -№121 – 97 с.
2. Об охране окружающей среды: федер. закон от 10.01.2002 г № 7-ФЗ (ред. от 12.03.2014) ;принят Гос. Думой 20 декабря 2001 г.//Парламентская газета.-№ 9.- 2002 – 94 с.
3. Об охране атмосферного воздуха: федер. закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ: [принят Гос. Думой 04.05. 1999 г.: в действующей редакции от 29.07.2018] – М.: Российская газета, - 1999. -№91 – 92 с.
4. Об экологической экспертизе: федер. закон от 23.11.1995 г. №174-ФЗ: [принят Гос. Думой 23.11. 1995 г.: в действующей редакции от 01.05.2019] – М.: Российская газета, - 1995. -№232 – 84 с.
5. О недрах: федер. закон от 21.02.1992 г. № 2395-1: [принят Верховным Советом РФ 21.02. 1992 г.: в действующей редакции от 01.01.2019.] – М.: Российская газета, - 1992. -№102 – 54 с.
6. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ: [принят Гос. Думой 20 июля 1997 г.: в действующей редакции от 31.12.2014.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2015. – 56 с.
7. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ (с изм. и доп.): [принят Гос. Думой 4 июля 2008 г.: одобрен Советом Федерации 11 июля 2008 г.] – Сер. 19. – Вып. 1. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2015. – 198 с.
8. Общие правила взрывобезопасности для взрывоопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности. Серия 08. – 2-е изд., доп./-М.: – 2013. - № - 37. – 126 с.
9. Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности:

утв. Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 г. № 306// Рос. Газ. – 2013. - № 196. – 44 с.

10. ГОСТ 18477-79 Контейнеры универсальные. Типы, основные параметры и размеры (с Изменениями N 1-3). - Взамен ГОСТ 18477-73; введ. 01.01.80 г.- М.:Госстандарт РФ. - ИПК Издательство стандартов. – 1980. – 20 с. (дата актуализации 01.01.2019 г.).

11. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – введ. 1983-06-06. - Официальное издание. Сб. ГОСТов. - М.: ИПК Издательство стандартов. – 2002. – 18 с. (Актуализация 01.01.2018)

12. ГОСТ Р 22.10.01-2001. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Оценка ущерба. Термины и определения. – Введ. 2002-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, – 2001. – 8 с. (Актуализация 01.01.2019)

13. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.– Введ. 2012-12-27. – М.: Изд. ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ». – 2014. –86 с. (Актуализация 01.01.2019)

14. ГОСТ Р 55892-2013 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования.– Введ. 2012-12-17. – М.: Изд. ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ». – 2014. –86 с. (Актуализация 01.01.2019)

15. СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления/ Главный государственный санитарный врач РФ. Минздравмедпром России. – М.: Российская газета, - 2003 - №100. – 27 с.

16. СП 11-102-97. Свод правил по инженерным изысканиям для строительства. Инженерно-экологические изыскания для строительства/Госстрой России. – М.: ПНИИИС Госстроя России, 1997. – 71 с.

17. СТО Газпром 2-1.13-176-2007 Оборудование для СПГ. Бортовые топливные криогенные системы для автотранспортных средств, использующих

СПГ в качестве моторного топлива. Технические требования и методы испытаний: введ. ОАО "Газпром" от 10.03.2008 г. № 294.- 21 с.

18. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС) (ПБ 08-342-00). Серия 08. Выпуск 5/Колл.авт. – М.:ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». – 2009. – 116 с.

19. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529-03). Приказ Ростехнадзора от 18.03.2003 N 738. – 2006. – 80 с.

20. Ведомственные нормы технологического проектирования установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные) (ВНТП 51-1-88). ГУПО МВД СССР 14.06.88 г. № 7/6/1232. Утв. Мингазпромом СССР: М. – 2013. -96 с.

21. ТУ 51-03-03-85 Газ природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия (с изм. 3) от 01.08.1985 г. Утв. Мингазпромом СССР: М. - 1985– 19 с.

22. ДОПОГ. Европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов/Введ. 01.01.2011 г.//ООН, Нью-Йорк. – 666 с.

23. Концепция противопожарной защиты объектов ОАО «Газпром». Распоряжение ОАО «Газпром» от 29.01.2009 г. - № 12. – 29 с.

24. Пат. 2014109013 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00. Установка для сжижения природного газа с этилен-независимой системой извлечения тяжелых фракций/Мок Джон М., Эванс Меган В., Прадерио Атилио Дж.; патентообладатель КОНОКОФИЛИПС КОМПАНИ- № 2014109013/06; заявл. 09.08.12; опубл. 20.09.15, Бюл. № 26. – 4 с.

25. Пат. 2233411 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00. Способ сжижения природного газа в дроссельном цикле/Скородумов Б.А., Дарбинян Р.В., Довбиш А.Л., Ляпин А.И., Передельский В.А.; патентообладатель ОАО

криогенного машиностроения. - № 2002118638/06; заявл. 15.07.02; опубл. 20.01.04, Бюл. № 21. – 8 с.

26. Пат. 2307297 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/02. Способ сжижения природного газа смесями, содержащими по меньшей мере один ненасыщенный углеводород/Робертс Марк Джулиан; патентообладатель ЭР ПРОДАКТС ЭНД КЕМИКАЛЗ, ИНК. - № 2005132173/06; заявл. 16.03.04; опубл. 27.05.06, Бюл. № 15. – 6 с.

27. Пат. 2538192 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00. Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления/Мамаев А.В., Сиротин С.А., Копша Д.П., Бахметьев А.П., Ишмурзин А.В. и др.; патентообладатель ОАО «Газпром». - № 2013149401/06; заявл. 07.11.13; опубл. 10.01.15, Бюл. № 1. – 8 с.

28. Пат. 2541360 РФ. Способ производства сжиженного природного газа и комплекс для его реализации / Гайдт Д.Д., Мишин О.Л. № 2014106445/06; заявл. 20.02.2014; опубл. 10.02.2015. – 5 с.

29. Пат. 2556731 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/02. Способ сжижения природного газа смесями, содержащими по меньшей мере один ненасыщенный углеводород/Ферреро Себастьян, Пигурье Жером, Мартен Пьер-Ив, Фишер Беатрис, Фершнедер Жилль; патентообладатель ИФП ЭНЕРДЖИ НУВЕЛЛЬ. - № 2012143749/06; заявл. 25.02.11; опубл. 20.07.15, Бюл. № 20. – 5 с.

30. Пат. 2615862 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/02, МПК F 25 J 3/08. Малогабаритная установка сжижения природного газа/Акулов Л.А., Пахомов О.В., Зайцев А.В.; патентообладатель ООО «ЗИФ». - № 2015118714; заявл. 19.05.15; опубл. 10.12.16, Бюл. № 11. – 4 с.

31. Пат. 2645185 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00. Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «арктический каскад» и установка для его осуществления/Минигулов Р.М., Руденко С.В., Васин О.Е., Грицишин Д.Н.,

Соболев Е.И.; патентообладатель ПАО «НОВАТЭК». - № 2017108800; заявл. 16.03.17; опубл. 16.02.18, Бюл. № 5. – 3 с.

32. Пат. 2656068 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00, F 25 J 1/02. Способ сжижения природного газа на газораспределительной станции и установка для его осуществления/Белоусов Ю.В.; заявитель и патентообладатель Белоусов Ю. В. - № 2017123833; заявл. 06.07.17; опубл. 01.06.18, Бюл. № 16. – 8 с.

33. Пат. 2680000 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/00. Способ производства сжиженного природного газа на компрессорной станции магистрального газопровода/Белоусов Ю.В.; патентообладатель Белоусов Ю. В. - № 2017145839; заявл. 26.12.17; опубл. 14.02.19, Бюл. № 5. – 6 с.

34. Пат. 2680285 Российская Федерация, МПК F 25 J 1/02. Станция для снижения давления и сжижения газа/Паж Гийом, Маркуччи Ффредерик; патентообладатель КРИОСТАР САС. - № 2015139854; заявл. 20.02.14; опубл. 30.03.17, Бюл. № 10. – 8 с.

35. Альтернативные технологии малотоннажного производства и переработки природных и синтетических углеводородов/- Владивосток: АНО «Центр стратегических исследований топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока». – 2013. – 102 с.

36. Аметистова Л.Е. Экологические аспекты СПГ-проектов в арктических условиях/ Л.Е. Аметистова, А.Ю. Книжников// - М: Всемирный фонд дикой природы.- 2016. - 48 с.

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

38. Бармин, И.В. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / И.В. Бармин, И.Д. Кунис// М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана. - 2009. - 256 с.

39. Басовский, Л.Е. Экономическая оценка инвестиций: Учеб. пособие / Л.Е. Басовский, Е.Н. Басовская// - М.: ИНФРА-М. - 2012. - 241 с.

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

41. Дунаев, В.Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов/В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова и др.; под ред. В.Ф. Дунаева/- РГУ нефти и газа - 4-е изд. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз. - 2010. – 331с.

42. Игонина, Л.Л. Инвестиции: Учебник - 2-е изд., перераб. и доп. / Л.Л. Игонина// - М.: Магистр. - 2011. - 749 с.

43. Курылев Е.С. Учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности «Холодильные и компрессорные машины и установки». — 3-е изд., перераб. и доп. /Е.С. Курылев, Н.А. Герасимов//— Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, - 1980. — 622 с., ил.

44. Пигарев В.Е. Холодильные машины и установки кондиционирования воздуха /В.Е. Пигарев, П.Е. Архипов //-М.: Маршрут. - 2003. - 424 с.

45. Цой А.П. Холодильная техника и технология потребителей холода: Учебное пособие/А.П. Цой, И.А. Ким//Алматы, - 2012. – 510 с.

46. Баранов А.Ю. Энергоэффективные циклы сжижения природного газа/А.Ю. Баранов, К.А. Тихонов, А.М. Андреев, Н.А. Березин//Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Холодильная техника и кондиционирование». – 2016. - №1. – 1-8 с.

47. Бурцев С.А. Метод распределенного получения сжиженного природного газа на газораспределительных станциях/С.А. Бурцев, А.П. Карпенко, А.И. Леонтьев// Теплофизика высоких температур. – 2016. – т.54, №4. – 605-608 с.

48. Горбачев С.Л. Методические подходы к формированию программ малотоннажного производства и использования сжиженного природного газа/С.Л. Горбачев, Ю.В. Дроздов, К.И. Кириенко, О.Л. Кускова, С.В. Люгай, И.С. Медведков// Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 2017. - №1 (29). – 227-240 с.

49. Дорожкин В.Ю. Северные и южные заводы по сжижению природного газа. Сравнение технологий подготовки газа/ В.Ю. Дорожкин, Б.Н. Мастобаев//Башкирский химический журнал. -2013. -том 20, № 1. – 123-134 с.

50. Кондратенко А.Д. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа/А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, А.М. Козлов, И.В. Мещерин//Химические технологии и продукты. – 2016. - №4. – 31 – 36 с.

51. Федорова Е.Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа/Е.Б. Федорова, В.Б. Мельников//Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. - №4(277). – 112 – 124 с.

52. Федорова Е.Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России/Е.Б. Федорова, В.Б. Мельников//Нефтегазохимия. – 2015.– 44 – 51 с.

53. Ханухов Х.М. Конструкционные методы снижения риска при эксплуатации изотермических резервуаров для хранения СПГ/Х.М. Ханухов, А.В. Алипов, Н.В. Четвертухин, А.В. Коломыцев, Р.Р. Шигапов//Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – 2017. - №1 (29). - 249-258 с.

54. Шевчук Е.В. Криогенные технологии и материалы, применяемые в производстве сжиженного природного газа/ Е.В. Шевчук//Успехи современной науки и образования. – 2016. – т.5, №10. – 139-140 с.

55. Оборудование для СПГ-производств среднего размера. Технологии мирового уровня для СПГ-производств среднего размера/Air Products and Chemicals Inc. – 2018. – 4 с. Режим доступа: <http://www.airproducts.ru/Industries/Energy/LNG/> (дата обращения 27.03.19 г.)

56. Официальный сайт нефтегазовой компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд». Годовые отчёты/Режим доступа: <http://www.sakhalinenergy.ru/> (дата обращения 01.04.2019 г.)

57. Официальный сайт компании Black & Veatch [Электронный ресурс]- Режим доступа: <https://www.bv.com/>(дата обращения 20.05.19 г.)

58. Официальный сайт компании Air products [Электронный ресурс]- Режим доступа: <http://www.airproducts.ru/>(дата обращения 20.05.19 г.)

59. Официальный сайт НПП Ковинт. Поставка компрессорного оборудования [Электронный ресурс]- Режим доступа: <http://covint.ru/>(дата обращения 15.05.19 г.)

60. Официальный сайт компании DALGAKIRA. Компрессорное оборудование [Электронный ресурс]- Режим доступа: <http://dalgakiran.su/> (дата обращения 15.05.19 г.)

61. Официальный сайт компании Cryonorm Projects BV [Электронный ресурс]- Режим доступа: <https://cryonorm.com/>(дата обращения 17.05.19 г.)

62. Официальный сайт ПАО «Газпром». Отчетность за 1 квартал 2019 г. [Электронный ресурс]- Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>(дата обращения 17.05.19 г.).

63. Mayorets M. Liquefied gas is the future of world energy / M. Mayorets, K. Simonov// - M: Alpina Publisher, - 2013. - 360 p.

64. Ancona M.A. On-site LNG production at filling stations/ M. Bianchi, L. Branchini, A. De Pascale, F. Melino// Applied Thermal Engineering. – 2018. - №137. – 142-153 p.

65. Anton Friedl. Design and Optimisation of Novel Cascade Refrigeration Cycles for LNG Production/ Anton Friedl, Jiří J. Klemeš, Stefan Radl, Petar S. Varbanov, Thomas Wallek// Proceedings of the 28 th European Symposium on Computer Aided Process Engineering. – 2018. – 621 – 626 p.

66. Austbo, B. Use of Optimization in Evaluation and Design of Liquefaction Processes for Natural Gas: PhD / B. Austbo. – NTNU, 2015. – 288 p.

67. Baris Burak Kanbur . Multiobjective thermodynamic and environmental optimization of the small scale LNG cold utilization system/ Baris Burak Kanbur, Xiang Liming, Swapnil Dubey, C. F. Hoong, Fei Duan// 9th International Conference on Applied Energy . – 2017. - 997-1002 p.

68. Bazgir A. «Ranque-Hilsch vortex tube»/ A. Bazgir// 2-nd International Conference of Science and Engineering In the Technology Era. – 2017. – 1397-1412 p.

69. Chang, H.M. Effect of multi-stream heat exchanger on performance of natural gas liquefaction with mixed refrigerant / H.M.Chang, H.S.Lim, K.H.Choe // Cryogenics. – 2012. – № 52. – 642-647 p.

70. Chongzheng Sun. Experimental research on the adaptability of liquid natural gas spiral wound heat exchanger in dual mixed refrigeration liquefaction process/ Chongzheng Sun, Yuxing Li, Hui Han, Jianlu Zhu, Shaowei Wang// Experimental Thermal and Fluid Science. -2018. - №98. – 124-136 p.

71. Chongzheng Sun. Sensibility Analysis of Pre-cooling Cold Box Pipeline Blockage in DMR Liquefaction Process/ Chongzheng Sun, Yuxing Li, Hui Han, Jianlu Zhu, Yu Wang//Energy Procedia. – 2017. - №142. – 3278-3281 p.

72. Chunhe Jin. Optimization and economic evaluation of integrated natural gas liquids (NGL) and liquefied natural gas (LNG) processing for lean feed gas/ Chunhe Jin, Youngsub Lim//Applied Thermal Engineering. -2019. №149. – 1265-1273 p.

73. Duan Z. A dynamic model for FLNG spiral wound heat exchanger with multiple phase-change streams based on moving boundary method/ Z. Duan, T. Ren, G. Ding, J. Nat. // Gas Sci. Eng. - 2016 - №34. 691-698 p.

74. Gong, M.Q. Exergy analysis of a small-scale LNG process utilizing a commercialized refrigeration compressor/ M.Q.Gong, J.Wu, Y.Zhang, Y.Zhou // International Congress of Refrigeration. – 2007. – 6 p.

75. Khan, M.S. Knowledge based decision making method for the selection of mixed refrigerant systems for energy efficient LNG processes / M.S.Khan, S.Lee, G.P.Rangaiah, M.Lee // Applied Energy. – 2013. – № 111. – 1018- 1031 p.

76. Mark Pillarella. The C₃MR liquefaction cycle versatility for a fast growing, ever changing LNG industry/ Mark Pillarella, Yu-Nan Liu, J. Petrowski, R. Bower// Air Products and Chemicals, Inc. Allentown, Pennsylvania. – 2010. – 14 p.

77. Muhammad A. Q. An innovative vortex-tube turbo-expander refrigeration cycle for performance enhancement of nitrogen-based natural-gas liquefaction process/ A. Q. Muhammad, Feng Wei, Arif Hussain, Adnan Aslam Noon, Moonyong Lee// Applied Thermal Engineering. – 2018. - 2-31 p.

78. Price B. Developing small-scale LNG plants / B.Price, S.Hoffart // Gas Today. – 2010. – № 10. – 6 p.

79. Qin Wang. Experimental studies on a natural gas liquefaction process operating with mixed refrigerants and a rectifying column/Qin Wang, Qi Song, Jingpeng Zhang, Rui Liu, Shaozhi Zhang// Cryogenics. – 2019. –691-682 p.

80. Wensheng Lin. Optimization and thermodynamic analysis of a cascade PLNG (pressurized liquefied natural gas) process with CO₂ cryogenic removal/ Wensheng Lin, Xiaojun Xiong, Anzhong Gu// Energy. – 2018. - №161. – 870-877 p.

81. Xiaojun Xiong. Design and optimization of offshore natural gas liquefaction processes adopting PLNG (pressurized liquefied natural gas) technology/ Xiaojun Xiong, Wensheng Lin, Anzhong Gu// Journal of Natural Gas Science and Engineering. - 2016. – 1-23 c.

82. LNG World Shipping - 2018/ URL: https://issuu.com/rivieramaritimemedia/docs/lng_mar18_issuu (дата обращения 20.05.19 г.)