

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

На правах рукописи



Лебедев Михаил Сергеевич

Исследование процесса низкотемпературной сепарации углеводородов на объектах малотоннажного производства сжиженного природного газа

2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2023

**Работа выполнена** на кафедре «Теплоэнергетика и теплотехника» Уральского энергетического института ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,  
**Муңц Владимир Александрович**

Официальные оппоненты: **Федорова Елена Борисовна**,  
доктор технических наук, доцент, ФГАОУ  
ВО «Российский государственный  
университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени  
И. М. Губкина», г. Москва, заведующий  
кафедрой оборудования  
нефтегазопереработки;

**Медведева Оксана Николаевна**,  
доктор технических наук, доцент, ФГБОУ  
ВО «Саратовский государственный  
технический университет имени Гагарина  
Ю.А.», профессор кафедры  
теплогазоснабжения и нефтегазового дела  
института Урбанистики, архитектуры и  
строительства;

**Белоусов Артём Евгеньевич**,  
кандидат технических наук,  
ООО «Цифровая индустриальная  
платформа», г. Санкт-Петербург, технолог  
Департамента предиктивной аналитики

Защита состоится «20» декабря 2023 г. в «12.00» на заседании диссертационного совета УрФУ 2.4.07.17 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д.19, ауд. И-420 (зал Ученого совета)

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»,  
<https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?id=12&rid=5378>

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 года

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Ташлыков Олег  
Леонидович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** Производство и использование в качестве энергоресурса сжиженного природного газа (СПГ) – одно из наиболее перспективных направлений мировой энергетики. СПГ-технологии все заметнее теснят традиционный для России сегмент трубопроводных поставок.

Развитию рынка СПГ нефтегазовые компании уделяют повышенное внимание. Малотоннажное производство на базе газораспределительных станций (ГРС) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) – не исключение. На сегодняшний день в России эксплуатируются не более 20 мини-заводов (комплексов) СПГ, однако, государственные и корпоративные программы развития отрасли предусматривают многократное увеличение количества таких объектов.

Одними из основных этапов подготовки природного газа перед сжижением является его осушка, очистка от диоксида углерода, отделение тяжелых фракций в процессе охлаждения с целью получения СПГ повышенного качества для последующего низко эмиссионного сжигания в двигателях внутреннего сгорания и на объектах беструбопроводной газификации. Исследование мероприятий повышения качества СПГ, снижения его себестоимости, улучшения эксплуатационных характеристик оборудования для его производства является актуальной научной проблемой, имеющей важное практическое значение.

В условиях постепенного изменения состава природного газа на установках сжижения природного газа необходимо внедрять более современные методы переработки, особенно при сжижении газа по циклу высокого давления. Метод сепарации сконденсированных компонентов при охлаждении основного потока природного газа представляется менее затратным по сравнению с адсорбционным и абсорбционным методами, что делает его привлекательным для применения на современных установках сжижения.

Другим наиболее актуальным направлением для газовой отрасли является внедрение ресурсосберегающих технологий при проведении ремонтных и диагностических работ газотранспортной системы, а именно – магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. Ремонтные работы на газопроводах приходится проводить со стравливанием межкранового участка газопровода (до 30 км), работы по внутритрубной диагностике также сопровождаются стравливанием газа для поддержания требуемого перепада давления на участке. Существующие способы ресурсосбережения при стравливании газа не всегда могут быть экономически эффективны или технически реализованы, что говорит о необходимости разработки иных способов.

**Степень разработанности темы исследования.** Исследованиями в области повышения эффективности объектов малотоннажного производства СПГ за счет повышения его качества и снижения себестоимости занимались следующие российские ученые: Д. В. Безруков, А. Л. Довбиш, В. А. Передельский, Д. В. Люгай, С. В. Люгай, С.П. Горбачев, И. С. Медведков, С.А. Бурцев, А.П. Карпенко, А. И. Леонтьев, Ю. В. Горбатский, Г. С Широкова, А. М. Архаров, В. Ю. Семенов. Опытными-конструкторскими и исследовательскими работами в области повышения эффективности использования газа, опорожняемого из участка газопровода перед ремонтными работами, занимались следующие представители нефтегазовой отрасли: Г.А. Глебов, М.Г. Хабибуллин, И.М. Хабибуллин, В.Г. Цегельский, П. Н. Завальный, Л. В. Степанов, А. Г. Пимкин.

**Объектом исследования** являются объекты малотоннажного производства сжиженного природного газа, а также объекты газотранспортной системы.

**Предметом исследования** является процесс низкотемпературной сепарации углеводородов на указанных объектах.

**Цель исследования** – разработка технологической схемы установки, позволяющей повысить качество СПГ, производимого на АГНКС, выполнение анализа применимости и обоснования эффективности разработанной схемы для других объектов газотранспортной системы, на примере одного из газотранспортных предприятий, в целях экономии углеводородных ресурсов.

**Задачи исследования:**

1. Анализ эффективности процесса низкотемпературной сепарации компонентов природного газа на газораспределительной станции для дальнейшего получения на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции СПГ с уменьшенным содержанием тяжелых углеводородов и повышенным содержанием метана.

2. Практическое исследование процесса низкотемпературной сепарации углеводородов на действующем объекте сжижения природного газа на базе ГРС по циклу внутреннего охлаждения с применением турбодетандера, сравнение предложенной и действующей схем сжижения.

3. Анализ возможности извлечения сжиженных компонентов природного газа при его стравливании из газотранспортной системы.

**Научная новизна.** На основе выполненных расчетов проанализирована и доказана эффективность технологии низкотемпературной сепарации компонентов природного газа в схеме предварительного получения сжиженного углеводородного газа (СУГ) на ГРС с последующим сжижением природного газа на АГНКС, получены зависимости основных характеристик получаемой сжиженной фракции от давления и состава магистрального газа, а также температуры окружающей среды.

В рамках проведенных опытных работ дополнительно исследован и запатентован «Растворитель на основе тяжелых углеводородов», предложен метод его внедрения в производственной деятельности.

Доказана эффективность предложенной схемы извлечения пропан-бутана не только на ГРС, но и на линейной части магистральных газопроводов при проведении ремонтных и диагностических работ в сравнении с существующими методами: установка получения СУГ может быть мобильной, без использования холодильной машины, требующей затрат на электроэнергию, и использоваться при стравливании природного газа с участка магистрального газопровода с целью извлечения полезного продукта.

**Теоретическая значимость.** Приведены зависимости основных характеристик получаемой сжиженной фракции от давления, состава магистрального газа и температуры окружающей среды, которые могут использоваться при проектировании последующих объектов редуцирования газа (ГРС и комплексы СПГ) с линией получения пропан-бутана.

**Практическая значимость.** В рамках обоснования предложенной схемы в сравнении с технологией на действующем объекте производства СПГ описаны отклонения характеристик теплообменного оборудования данного объекта от проектных. Предложено и аргументировано техническое решение, основанное на рассмотренном влиянии марки турбинного масла на процесс теплообмена, позволяющее приблизить значение холодильной мощности теплообменного аппарата к

проектному методом снижения перепада давления потока с одновременным увеличением производительности по конечному продукту.

Запатентованный растворитель, являющийся накопительным остатком при продолжительном использовании отделяемой пропан-бутановой фракции, уже внедрен на газотранспортном предприятии и широко используется в качестве обезжиривателя поверхностей, в том числе перед нанесением антикоррозионного покрытия.

**Методология и методы исследований.** При выполнении работы использовались методы компьютерного моделирования для теоретического описания технологического процесса низкотемпературной сепарации углеводородов на исследуемых производственных объектах и определения необходимых физических величин процесса на базе построенной модели.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Схема отделения сжиженных тяжелых фракций при дросселировании потока на ГРС, дополненная оборудованием низкотемпературной сепарации, с последующим сжижением потока природного газа, поступающего на АГНКС.

2. Способ уменьшения себестоимости производства СПГ за счет одновременного получения и реализации сжиженного углеводородного газа.

3. Метод использования конденсата природного газа, полученного в рамках исследования низкотемпературной сепарации газа при производстве СПГ на ГРС.

4. Технические рекомендации по повышению эффективности теплообменного оборудования на действующем объекте производства СПГ на ГРС.

5. Метод ресурсосбережения при стравливании природного газа с линейной части газопроводов, технологическая схема мобильной установки для его реализации.

6. Алгоритм расчета количества извлекаемого из магистрального газа пропан-бутана в зависимости от различных факторов.

**Степень достоверности результатов работы.** Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и результатов работы базируется на использовании известных положений термодинамики, теплообмена, методов моделирования с применением ЭВМ и подтверждается результатами экспериментального исследования.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы представлены на научно-технических конференциях:

- XVIII научно-техническая конференция молодых руководителей и специалистов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» «Инновационные молодежные проекты – вектор развития профессиональной культуры» (10-14 апреля 2017)

- XIX научно-техническая конференция молодых руководителей и специалистов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» «Перспективный диалог: решение актуальных задач оптимизации технологических процессов и повышения надежности транспорта газа» (21-25 мая 2018)

- 73-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ-2019» (22-25 апреля 2019)

- XXI научно-техническая конференция молодых руководителей и специалистов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (11-13 августа 2020)

**Внедрение результатов исследования.** Полученные результаты исследования приняты к использованию в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», что подтверждается справкой о практическом использовании результатов диссертационного исследования от 14.10.2022 №01-007/200-555.

**Публикации.** Основные результаты работы по теме диссертации опубликованы в 8 печатных работах, в том числе 4 статьи в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ, из них 1 статья в издании,

входящем в международные реферативные базы данных Scopus и WoS; 1 патент РФ на изобретение.

**Личный вклад автора.** Автор участвовал в определении цели работы и постановке задач исследования, активно принимал участие в обсуждении результатов диссертации, написании статей и тезисов докладов. Кроме этого, автором проводилась подготовка образцов к лабораторным другим исследованиям. Все основные результаты работы получены лично автором. Автором самостоятельно проведены структурные исследования, расчеты и анализ. Результаты, приведенные в данной диссертационной работе, неоднократно докладывались автором на научно-технических конференциях.

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и приложения, изложенных на 107 страницах машинописного текста, содержит 47 рисунков, 21 таблицу, список использованной литературы из 106 наименований.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

**Во введении** обоснованы актуальность работы, определены научная новизна, теоретическая и практическая значимость полученных результатов.

**Первая глава** работы посвящена обзору существующих процессов малотоннажного производства СПГ – на АГНКС и ГРС, особое внимание акцентировано на концентрации более тяжелых, чем метан, компонентов (этан, пропан, бутан и др.) (далее-тяжелые углеводороды). Приведены основные технологические схемы объектов малотоннажного сжижения природного газа. Анализ литературных источников показал, что данные методы сжижения природного газа не предусматривают предварительную очистку природного газа от тяжелых углеводородов, которые снижают качество продукта по определенным причинам: увеличение концентрации тяжелых углеводородов в СПГ способствует нарушению работы криогенного оборудования при снижении давления жидкости в следствие уменьшения растворимости тяжелых компонентов в жидком метане и последующей их кристаллизации.

В работах по извлечению тяжелых фракций в основном исследуются процессы сжижения природного газа при давлении менее 5,5 МПа, поскольку природный газ при давлении выше данного значения находится в состоянии при сверхкритических параметрах, что не позволяет разделить жидкость от пара. К таким процессам относятся циклы с предварительным внешним охлаждением различными теплоносителями, самыми распространенными схемами являются С<sub>3</sub>MR (внешние охладители – пропан и смешанный хладагент), DMR (двойной смешанный хладагент), SMR (один смешанный хладагент).

Все рассмотренные схемы сжижения газа указывали на то, что наилучшим способом отделения тяжелых углеводородов является изобарное охлаждение потока, в ходе которого высококипящие компоненты конденсируются и отделяются в сепараторе от паровой фазы – метод низкотемпературной сепарации. Данный метод широко применяется в газодобывающей отрасли – на установках комплексной подготовки газа, где необходимо производить отделение основной части высококипящих компонентов газа, извлекаемого из месторождения, перед его подачей в магистральный газопровод.

Отдельный раздел в первой главе посвящен описанию технологических процессов действующих объектов малотоннажного производства СПГ одного из газотранспортных предприятий, которое осуществляет эксплуатацию магистральных газопроводов в Уральском регионе. Отмечено, что в технологии сжижения на АГНКС г. Первоуральск (рисунок 1) не предусмотрено отделения тяжелых компонентов.

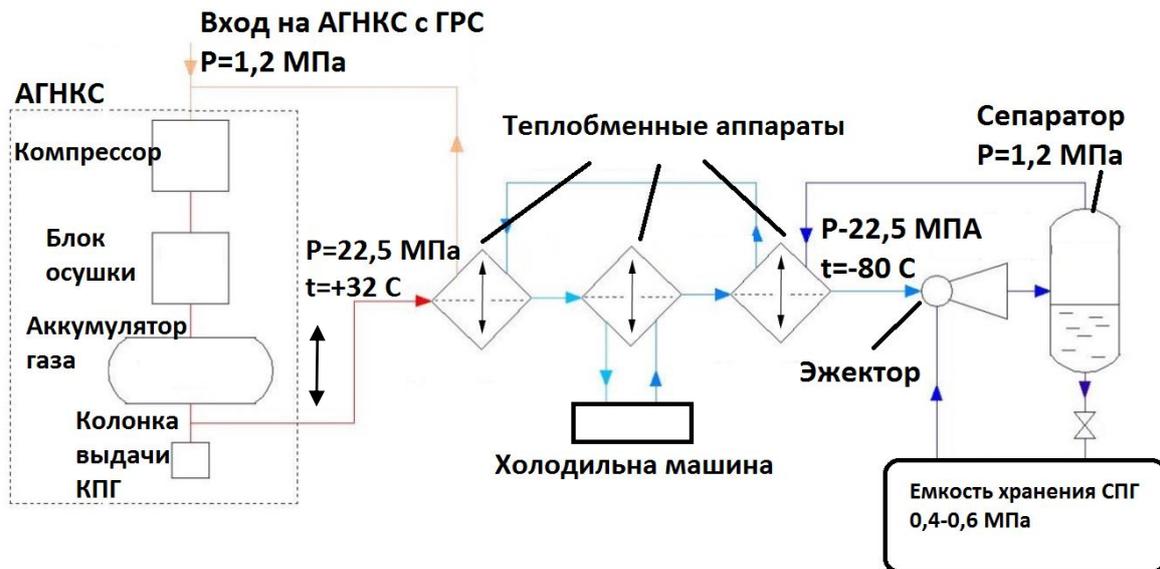


Рисунок 1 – Схема сжижения природного газа на АГНКС г. Первоуральск с предварительным охлаждением

Ввиду того, что природный газ в процессе изобарного охлаждения имеет сверхкритические параметры, при которых отсутствует граница между паровой и жидкой фазой, отделение тяжелых компонентов в процессе охлаждения не представляется возможным. Для отделения этих компонентов необходимо, чтобы газ находился в области докритических параметров. Следует отметить, что газ поступает на АГНКС после редуцирования на ГРС, где он еще находится в области докритических параметров.

Для решения поставленных в данном исследовании задач предлагается рассмотреть возможность и эффективность предварительного снижения концентрации тяжелых углеводородов в потоке природного газа до его входа на АГНКС, а именно – на ГРС, анализ возможности получения готового продукта, отделяемого на ГРС в цикле дросселирования. Решение первой задачи для сжижения на АГНКС позволит увеличить концентрацию метана в готовом продукте и снизить концентрации тяжелых углеводородов при одновременном получении вторичного продукта с полезными свойствами.

**Вторая глава** посвящена разработке схемы для отделения тяжелых фракций в процессе снижения давления потока на ГРС, при этом без применения холодильного оборудования и расширительной турбомшины, которые требуют высоких капитальных и амортизационных затрат, должного обслуживания и затрат электроэнергии, но с эффективной утилизацией холода, получаемого при дросселировании газа. Наиболее подходящим методом отделения тяжелых фракций является метод низкотемпературной сепарации. В данном методе конденсация и отделение компонентов осуществляется путем охлаждения потока более высокого давления за счет этого же потока, но уже прошедшего редуцирование и ставшего более холодным. При охлаждении потока более высокого давления часть компонентов переходит в состояние капельной влаги и легко поддается сепарации.

Для дальнейшего исследования был проведен анализ изменения компонентного состава природного газа в течение трех лет, что позволило определить возможные составы газа с наибольшей, наименьшей и средней концентрацией метана (таблица 1).

Таблица 1 – Составы входного газа с верхними, нижними и средними значениями концентраций тяжелых углеводородов

	Метан	Этан	Пропан	изо-Бутан	н-Бутан	изопентан	н-Пентан
Верхние значения концентраций тяжелых, %	94,69	2,24	0,860	0,113	0,143	0,0306	0,0261
Средние значения концентраций тяжелых, %	95,91	1,83	0,530	0,087	0,090	0,0231	0,0155
Нижние значения концентраций тяжелых, %	97,34	1,22	0,372	0,059	0,058	0,0126	0,0072

Продолжение  
таблицы 1

Гексаны+	Азот	Кислород	Диоксид углерода	Гелий	Водород
0,0187	1,44	0,0165	0,408	0,0184	0,0014
0,0168	1,23	0,0078	0,241	0,0175	0,0011
0,0110	0,82	0,0064	0,079	-	-

Рассмотрен диапазон температур, в котором компоненты природного газа при давлении магистрального газопровода от 2,5 до 5,4 МПа могут переходить в жидкое состояние; определено, что большинство тяжелых компонентов (начиная с пропана и далее по увеличению количества атомов углерода – C<sub>3+</sub>) достаточно отделять под давлением магистрального газа при температуре не ниже -74<sup>0</sup>С. Для этого необходимо предусмотреть два теплообменных аппарата (предварительный и основной), в которых холодным теплоносителем будет обратный расширенный поток низкой температуры после сепарации тяжелых компонентов. Поскольку магистральный природный газ при рабочем давлении имеет температуру точки росы не менее -20<sup>0</sup>С, потребуются предусмотреть оборудование для осушки газа. Для получения данных о расходе, компонентном составе сжиженной фракции углеводородов в зависимости от различных факторов проведены расчеты с последующим подтверждением опытным путем.

Для снижения количества допущений, выполняемых при ручном расчете, и максимального приближения расчетных параметров процесса к реальным предлагается для моделирования технологического процесса рассмотреть программный продукт GIBBS (произв. РФ).

Имеющиеся в данной программе термодинамические пакеты позволяют пользователю получить свойства самых различных смесей – от легких углеводородов до сложных нефтяных и газовых смесей, также имеются расширенные уравнения состояния для точных расчетов углеводородных систем, полуэмпирические модели и модели упругости паров для более тяжелых углеводородных систем, корреляции для точных расчетов свойств пара и модели коэффициентов активности для химических систем. Рекомендуемым пакетом для моделирования процессов охлаждения, разделения и сжижения газов, в том числе криогенных процессов, в основе которых лежит расчет парожидкостного равновесия, является пакет с базисным уравнением Пенга-Робинсона. Уравнение является модифицированным уравнением Ван-дер-Ваальса и для многокомпонентной смеси выглядит следующим образом:

$$p = \frac{R \cdot T}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2 \cdot b \cdot V_m - b^2}$$

или в виде полинома

$$Z^3 - (1 - B) \cdot Z^2 + (A - 2B - 3B^2) \cdot Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \text{ где}$$

$$A = \sum \sum y_i y_j A_{ij}, \quad A_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{A_i A_j}, \quad B = \sum y_i B_i$$

$$A_i = \frac{a(T) \cdot P}{R^2 \cdot T^2}, \quad B_i = \frac{b(T) \cdot P}{R \cdot T}, \quad Z = \frac{P \cdot V_m}{R \cdot T}$$

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega),$$

$$b(T) = b(T_c),$$

$$a(T_c) = 0,457235 \frac{R^2 \cdot T_c^2}{P_c},$$

$$b(T_c) = 0,077796 \frac{R \cdot T_c}{P_c}$$

$$\alpha = \left(1 + \kappa \cdot (1 - T_r^{0,5})\right)^2,$$

$$\kappa = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2, \quad y_i - \text{мольное содержание компонента смеси.}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

$P$  - давление газа,

$R$  - универсальная газовая постоянная,

$V_m$  - молярный объем,

$T_c$  - критическая температура газа,

$P_c$  - критическое давление газа,

$T$  - температура газа,

$\omega$  - ацентрический фактор,

$Z$  - коэффициент сжимаемости газа,

$k_{ij}$  - коэффициент бинарного взаимодействия между  $i$ -ым и  $j$ -ым компонентом смеси,

Помимо уравнения термодинамического состояния программный пакет использует уравнения материального и теплового баланса и др.

Для подтверждения достоверности получаемых в данной программе данных моделирования проведен сравнительный анализ фактических параметров действующего оборудования с расчетными данными модели. Для этого в программе смоделирован действующий производственный процесс объекта малотоннажного производства СПГ на базе ГРС, эксплуатируемого одним газотранспортных предприятий в Уральском регионе. Параметрами схемы в модели приняты фактические параметры работы объекта в соответствии с показаниями поверенных контрольно-измерительных приборов (рисунок 2).

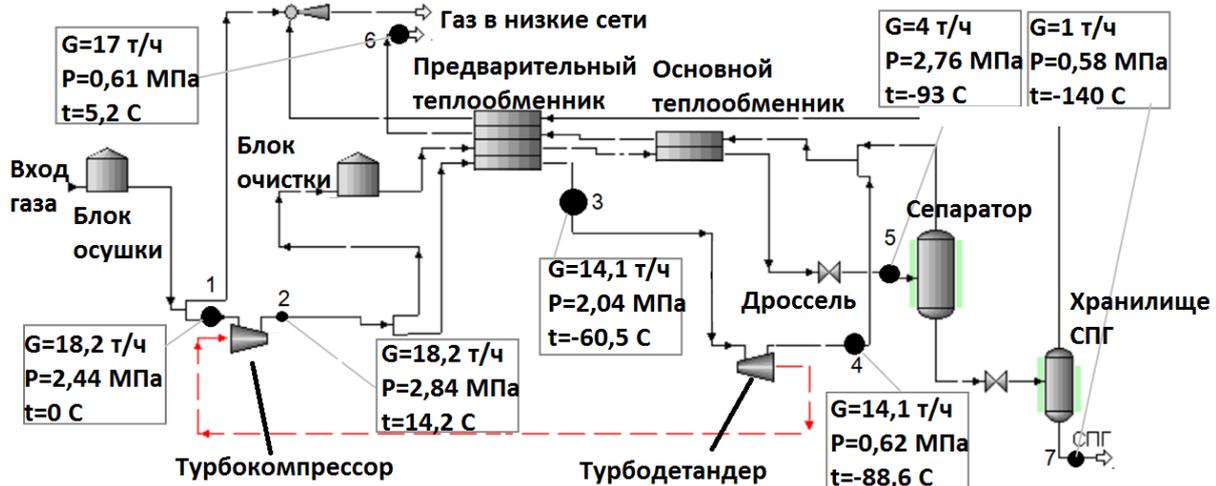


Рисунок 2 – Сформированная в программе GIBBS модель действующего объекта по производству СПГ на ГРС

В результате моделирования получены расчетные значения производительности СПГ и компонентный состав получаемого СПГ. Фактические значения производительности и компонентного состава определены по показаниям контрольно-измерительных приборов и результатов лабораторного анализа компонентного состава производимого СПГ.

В результате разность полученных расчетных и фактических значений оказалась незначительной, что говорит о возможности применения рассмотренного программного продукта для достижения целей исследования.

На рисунке 3 представлена предлагаемая модель технологии отделения тяжелых углеводородов в процессе редуцирования природного газа на ГРС, сформированная в используемой программе.

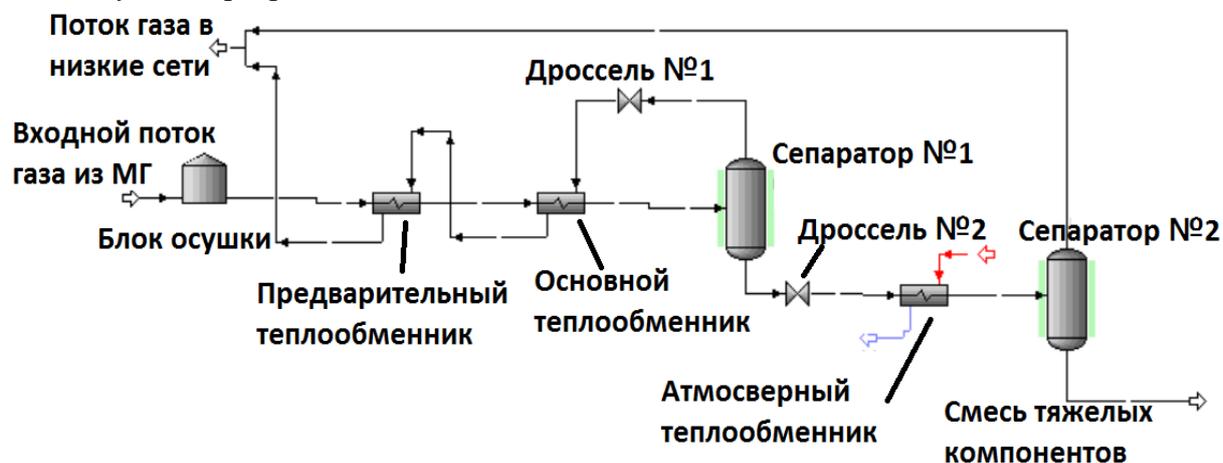


Рисунок 3 – Модель технологии отделения тяжелых углеводородов на газораспределительной станции

В данной модели поток природного газа из магистрального газопровода после предварительной осушки охлаждается в теплообменных аппаратах обратным холодным потоком до такого значения температуры, которого необходимо достичь, чтобы конденсировались алканы  $C_{3+}$ . Для отделения сжиженных компонентов, сконденсированных в процессе охлаждения потока высокого давления до состояния капельной жидкости, предусмотрен сепаратор (сепаратор №1 на рисунке 3). Паровая фаза сепаратора расширяется до выходного давления ГРС, проходя через регулятор (дроссель №1 на рисунке 3), при этом ее температура снижается, что позволяет обеспечить необходимый температурный напор в теплообменниках для охлаждения прямого потока. Пройдя оба теплообменника данный поток нагревается за счет прямого потока и выходит в распределительный коллектор ГРС. Полученная в сепараторе №1 жидкость также редуцируется до давления выходящего потока ГРС (дроссель №2) и нагревается до температуры окружающей среды при прохождении через атмосферный теплообменник, в котором источником теплоты является окружающий воздух, температура которого зависит от времени года. Отличительной чертой данной схемы является отсутствие энергозатратных подогревателей для нагрева жидкости, однако, температуру после регазификатора невозможно регулировать, поэтому требуется тщательный анализ по выбору необходимого режима работы оборудования. При изобарном нагреве часть жидкости испаряется (в основном низкокипящие компоненты), после чего пары отделяются от остатков жидкости в другом сепараторе (сепаратор №2 на рисунке 3). Доля сжиженных компонентов и состав выходящего потока газа низкого давления зависит от компонентного состава и давления входного газа, а также от значений температуры сепарируемого потока и температуры окружающей среды, расчет которых подробно представлен в исследовательской работе.

Наиболее эффективной является схема, при которой извлекаемая смесь может быть реализована как готовый коммерческий продукт. Проанализировав нормативные требования к составам жидких углеводородных продуктов, определено, что наиболее

подходящим по содержанию компонентов и технической возможности получения на ГРС является пропан-бутановый продукт.

Учитывая, что пропан-бутановые продукты реализуются под различными марками (пропан технический, пропан автомобильный, пропан бутан автомобильный, пропан бутан технический, бутан технический), в рамках проведенного исследования рассматривались характеристики, по которым оценивается отнесение продукта к определенной марке пропан-бутанового продукта: массовая доля пропана, массовая доля бутанов, давление насыщенных паров при температуре 45<sup>0</sup>С.

Для определения диапазона параметров предлагаемой схемы и выбора оптимального режима ее функционирования, обеспечивающих получение пропан-бутанового продукта, отвечающего нормативным требованиям, проведен поэтапный анализ зависимостей указанных выше характеристик пропан-бутановой фракции от давления магистрального газа и температуры окружающей среды. Дополнительно, для дальнейшей оценки экономической эффективности схемы определялась доля получаемой сжиженной фракции от общего редуцируемого потока, а также изменение концентрации метана в данном потоке.

В результате расчета модели получены графики указанных зависимостей, отражающие возможность отнесения отделяемой пропан-бутановой фракции к марке «пропан-бутан технический». На рисунке 4 для примера представлен график зависимости доли (от входного потока) получаемой жидкой фракции от давления и температуры сепарации, температуры окружающей среды при максимальных концентрациях тяжелых углеводородов в магистральном газе.

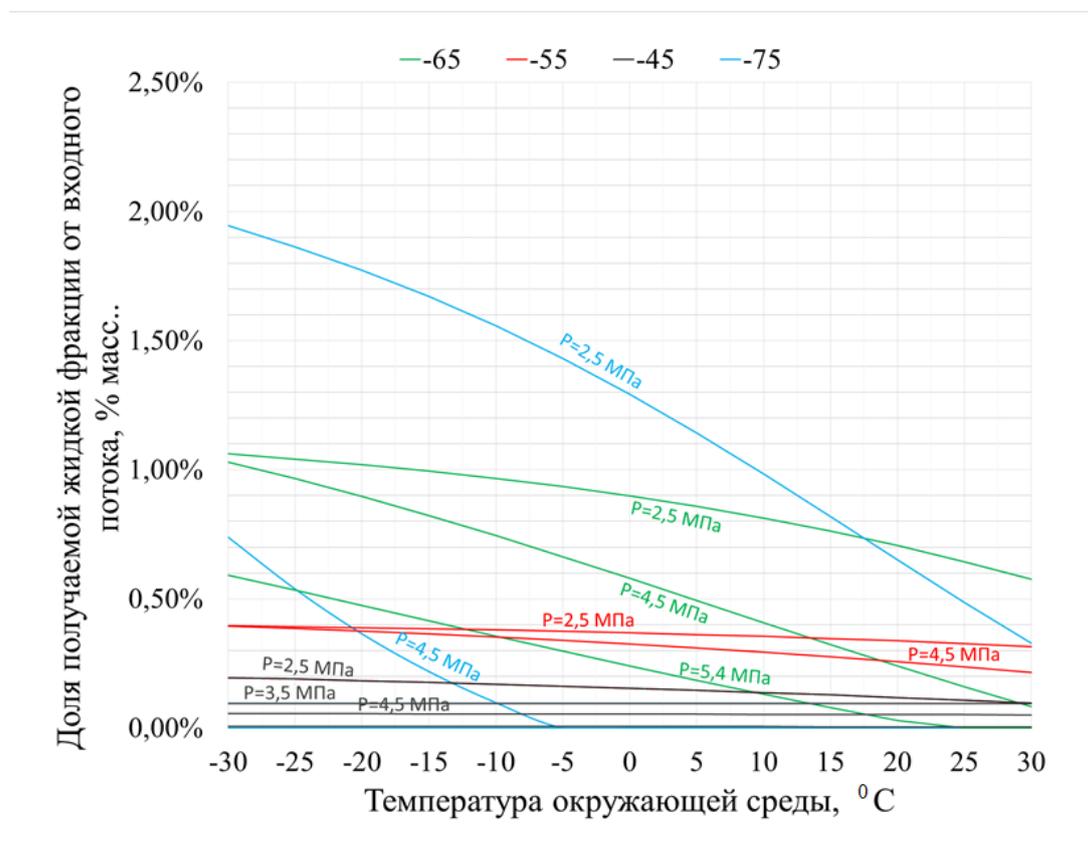


Рисунок 4 – График зависимости доли получаемой жидкой фракции (от входного потока) от давления и температуры сепарации, температуры окружающей среды (при максимальных концентрациях тяжелых углеводородов)

Анализ полученных графиков показал, что оптимальным режимом функционирования предложенной схемы (получение наибольшего количества пропан-бутана, соответствующего требованиям, и максимальной концентрации метана в редуцируемом потоке) в условиях меняющегося состава магистрального газа будет режим поддержания температуры охлаждения потока примерно от  $-75^{\circ}\text{C}$  до  $-65^{\circ}\text{C}$  при давлении магистрального газа от 2,5 до 3,5 МПа, либо примерно от  $-55^{\circ}\text{C}$  до  $-45^{\circ}\text{C}$  при давлении магистрального газа от 3,5 до 4,5 МПа. Максимальная доля получаемого пропан-бутанового продукта составляет не более 1,7% от общего расхода редуцируемого газа. При этом получение пропан-бутана при других рассмотренных режимах также возможно, но со сниженным расходом.

Подтверждением рассмотренных выше преимуществ схемы извлечения пропан-бутана является положительный экономический эффект от ее внедрения в производство. В данном случае экономическая эффективность достигалась бы в основном за счет реализации получаемого пропан-бутана. Согласно полученным расчетным экономическим показателям на  $1000 \text{ н.м}^3$  дросселируемого природного газа можно сэкономить от 156 до 506 руб. (в зависимости от сезона года и состава магистрального газа). К примеру, для ГРС со средним расходом газа  $10000 \text{ н.м}^3/\text{ч}$  при средних значениях концентраций тяжелых углеводородов в месяц возможно было бы получить дополнительную прибыль порядка 3 млн. руб. при условии сбыта всей пропан-бутановой продукции. Срок окупаемости оборудования не превысит 5 лет, что представляется выгодным инвестиционным проектом.

Необходимо отметить, что по результатам проведенных расчетов концентрация метана при отделении пропан-бутановой фракции увеличивается незначительно – не более, чем на 1%. Однако, предлагаемая схема позволяет извлечь из охлаждаемого потока газа часть тяжелых компонентов (такие как пентаны, гексаны), которые способны при больших количествах в криогенном продукте переходить в твердое состояние без растворения и препятствовать проведению сливо-наливных операций СПГ. Следовательно, предварительное отделение пропан-бутановой фракции на ГРС перед сжижением природного газа на АГНКС (рисунок 5) является эффективным способом получения дополнительной прибыли и повышения качества СПГ.

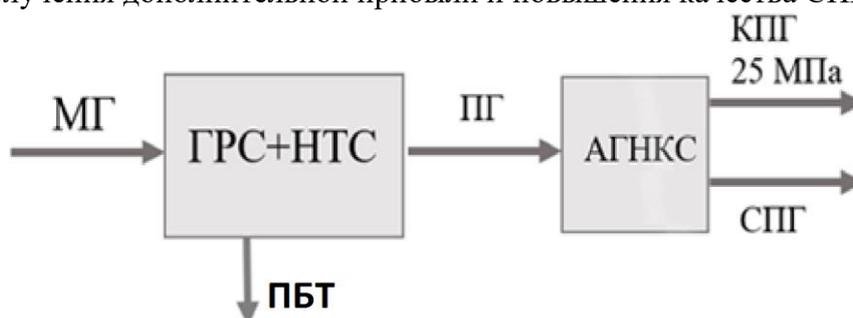


Рисунок 5 –Схема совместной работы установки получения пропан-бутана технического на ГРС, использующей процесс низкотемпературной сепарации, и установки получения СПГ на АГНКС

**Третья глава** посвящена экспериментальному подтверждению функционирования предложенной схемы отделения пропан-бутановой фракции при редуцировании газа.

Местом проведения опытных работ повторно принят действующий объект по производству СПГ на базе ГРС, поскольку на данном объекте в технологии

реализовано охлаждение потока магистрального газа с отделением тяжелых углеводородов.

Рассматривается система охлаждения и очистки газа перед входом на расширительную машину – турбодетандер, который является основным узлом по выработке холода.

На рисунке 6 представлена схема детандерной части турбоагрегата со сборником конденсата и клапанами для регулярной продувки фильтра и полости детандера с целью исключения попадания капель жидкости на лопатки рабочего колеса.

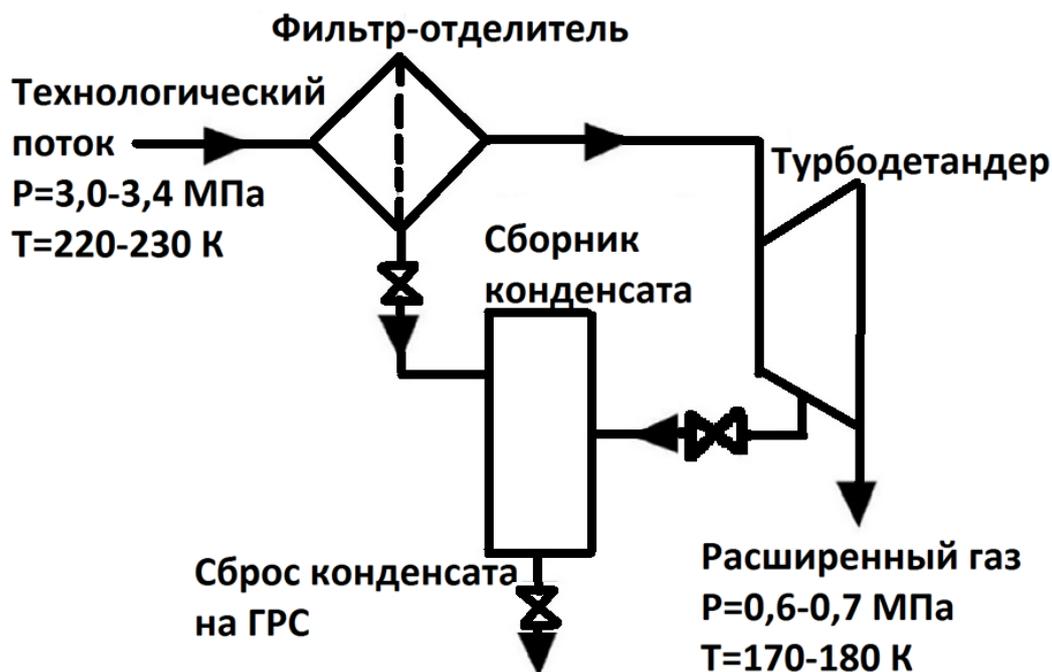


Рисунок 6 – Схема продувки фильтра и полости детандерной части

При номинальном режиме работы оборудования давление на входе в турбину составляет 3,0-3,4 МПа, а температура варьируется от 220 до 230 К в зависимости от необходимости откачки паров СПГ из емкостей хранения (откачка паров – процесс периодический, при интенсивной откачке паров температура перед детандером снижается). То есть, параметры потока на входе в турбину соответствуют параметрам потока при извлечении пропан-бутана, что позволило провести практическое подтверждение результатов расчета, отраженных в главе 2.

Экспериментальная часть исследования заключалась в отборе проб отделяемого конденсата, доведении его до температуры окружающей среды со сравнением избыточного давления, определении его состава лабораторным методом<sup>1</sup> (таблица 2), моделировании процесса в программе с определением состава конденсата расчетным методом (таблица 3), сравнении полученных лабораторных и расчетных значений.

<sup>1</sup> Определение компонентного состава образцов проводилось методом хроматографического анализа прибором «Хромато-масс-спектрометр GCMS-QP2010 Ultra» Центра коллективного пользования Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина.

Таблица 2 – Компонентный состав конденсата по результатам хроматографического анализа

Месяц отбора пробы	Октябрь	Январь	Май	
Температура окружающей среды при отборе пробы, °С	+5	-24	+14	
Давление потока перед турбиной, МПа	3,11	3,24	3,03	
Температура потока перед турбиной, °С	-48	-51	-45	
Концентрация компонентов жидкой фракции, определенная лабораторным путем, % масс.	Метан	1,62	2,15	1,42
	Этан	2,91	4,23	1,87
	Пропан	17,12	18,1	14,12
	Бутаны	22,01	21,9	19,9
	Пентаны	54,34	52,9	56,96
	Гексаны+др.	1,9	1,43	4,11

Таблица 3 – Компонентный состав конденсата по результатам расчета в модели

Температура нагрева конденсата, °С	+5	-24	+14	
Давление потока перед турбиной, МПа	3,11	3,24	3,03	
Температура потока перед турбиной, °С	-48	-51	-45	
Концентрация компонентов жидкой фракции, определенная лабораторным путем, % масс.	Метан	1,5	2,2	1,35
	Этан	3,0	4,98	1,95
	Пропан	16,5	17,8	14,7
	Бутаны	22,0	21,5	20,67
	Пентаны	54,2	52,2	57,3
	Гексаны+др.	2,8	1,3	4,03

Отклонения полученных лабораторных (таблица 2) и расчетных (таблица 3) значений концентраций компонентов оказались незначительными, что позволило далее рассчитать в модели другие характеристики жидкой фракции (таблица 4), определение которых практическим путем технически затруднительно.

Таблица 4 – Характеристики конденсата по результатам расчета в модели

Температура нагрева конденсата, °С	+5	-24	+14
Давление потока перед турбиной, МПа	3,11	3,24	3,03
Температура потока перед турбиной, °С	-48	-51	-45
Расход потока перед турбиной, кг/ч	21000		
Расход получаемой сжиженной фракции, кг/ч	138,6	201,6	102,9
Давление насыщенных паров сжиженной фракции при температуре 45°С, МПа	0,68	0,92	0,65

Согласно данным таблиц 2, 3 и 4 отделяемая сжиженная фракция по своим характеристикам не противоречит требованиям ГОСТ Р 52087-2018, и может быть реализована под маркой «пропан-бутан технический».

Таким образом, по результатам выполненной работы обоснованы предположения о возможности извлечения пропан-бутана при охлаждении магистрального газа давлением 3,0–3,5 МПа.

В рамках выполнения исследования было выявлено следующее: после продолжительной выдержки получаемой сжиженной фракции (порядка 12 часов) при условиях окружающей среды (при атмосферном давлении и температуре) часть жидкости остается в сконденсированном состоянии (в работе назван как не испаряемый конденсат). При постепенном накоплении этого конденсата в таре потребуются его дальнейшая утилизация, поэтому был дополнительно рассмотрен состав данного конденсата и его свойства.

В процессе производства было отобрано три пробы неиспарившегося конденсата, в разные сезоны года, с последующим определением их компонентного состава лабораторным методом<sup>1</sup> (таблица 5).

Таблица 5– Компонентный состав неиспарившегося конденсата по результатам хроматографического анализа

Компонент	Концентрация, %		
	Октябрь	Январь	Март
Пропан	0,42	0,35	0,38
Бутаны	4,94	2,48	2,63
Пентаны	11,63	11,44	10,06
Гексаны	18,7	16,98	17,66
Гептаны	12,05	14,8	13,84
Октаны	4,84	5,17	6,66
Нонаны	0,99	1,34	3,88
Деканы	0,61	0,82	0
Циклопентаны	14,49	12,82	10,58
Циклогексаны	25,17	23,53	24,45
Ароматические углеводороды	2,22	3,41	2,11
Бициклические углеводороды	2,42	3,77	3,29
Другие (эфир, адамантаны)	1,52	2,09	3,53

Известно, что подобная смесь может применяться в качестве средства для обезжиривания поверхностей, свойства аналога которого регламентированы документом «Эфир петролейный ТУ 6-02-1244-83». Согласно данному документу пентано-гексановая фракция (по-другому – петролейный эфир) может применяться как растворитель жиров, масел, смол и т.д.

Для определения эффективности обезжиривания поверхности данным конденсатом от масла проведено несколько простых экспериментов по методике, соответствующей требованиям нормативных документов.

Подтвержденные обезжиривающие свойства конденсата в дальнейшем позволили его запатентовать как изобретение.

Рациональной утилизацией указанного накапливаемого конденсата является его использование в качестве обезжиривателя в хозяйственной деятельности предприятия, к примеру, при подготовке к проведению работ по нанесению антикоррозионных покрытий.

Также в главе 3 представлены особенности процесса низкотемпературной сепарации рассмотренного действующего объекта по производству СПГ на ГРС.

Основную проблему при эксплуатации ожигителя на действующем объекте производства СПГ на ГРС представляет сниженная по сравнению с проектным значением мощность предварительного теплообменника, которая приводит к недоохлаждению потоков и, как следствие, к сниженной производительности по

итоговому продукту – СПГ. О сниженной мощности теплообменника свидетельствует повышенный по сравнению с проектным значением перепад давления сжатого в турбокомпрессоре потока на входе и выходе предварительного теплообменника. Предполагается, что повышенный перепад связан с попаданием паров турбинного масла в газовую полость турбокомпрессора, что подтверждается несколькими фактами:

- выявленным слоем полимеризованного (затвердевшего) масла на вскрытых фильтрах блока адсорбционной очистки газа от диоксида углерода после их нагрева;
- постепенным снижением уровня масла в маслобаке в процессе эксплуатации.

В соответствии с результатами проведенного анализа выдвинуто предположение об основных причинах возникновения и постепенного увеличения перепада давления в потоке:

- конденсация паров масла в трубках теплообменника и его кристаллизация в процессе охлаждения при температуре 243 К, а также налет из полимеризованной масляной пленки, образовавшейся в результате периодического отогрева кристаллизованного масла природным газом с температурой 100 – 200 С° (рисунок 7);

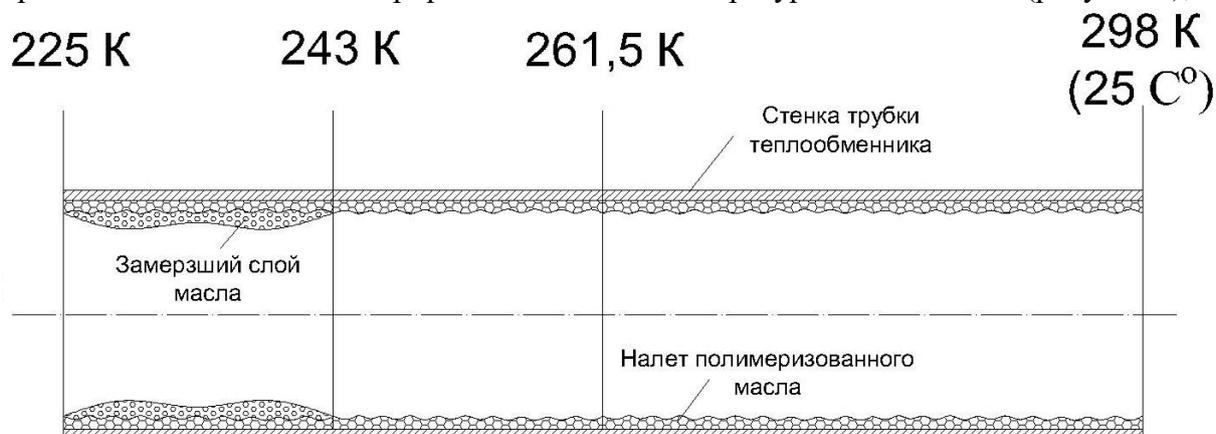


Рисунок 7 – Сечение медной трубки предварительного теплообменника с предполагаемым слоем полимеризованного и замерзшего масла TurbwayGT

- смещение границы замерзания масляной пленки (до температуры 258 К) после перехода на отечественный аналог масла, что привело к увеличению участка замерзающего масла и увеличению перепада давления в 2 раза (рисунок 8);

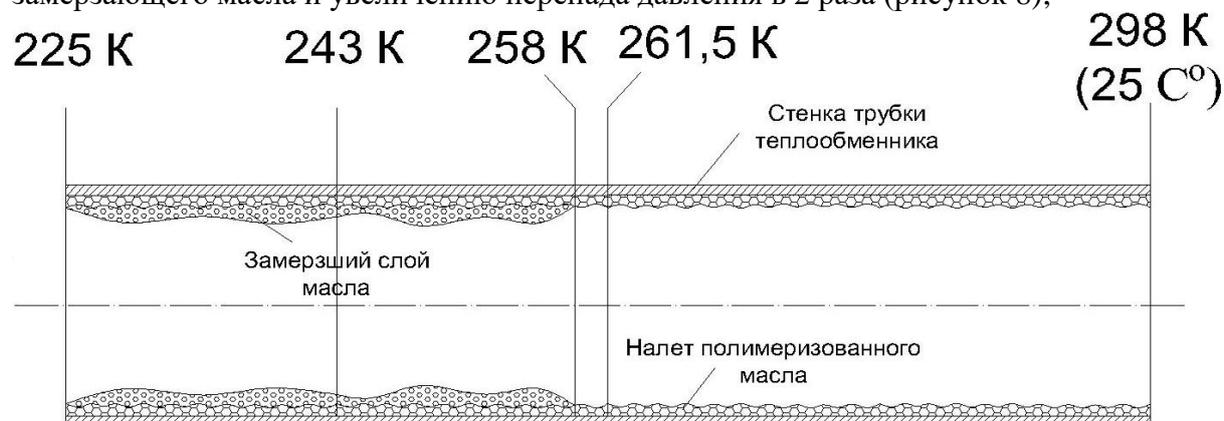


Рисунок 8 – Сечение медной трубки предварительного теплообменника с предполагаемым слоем полимеризованного и замерзшего масла ТП-22С

Для подтверждения данных предположений был проведен эксперимент, не повлиявший на производственный процесс.

Постепенно увеличивая давление технологического потока на входе в теплообменник (таким образом увеличивая расход газа) от 3,8 до 4,05 МПа, необходимо было добиться увеличения температуры потока на выходе из теплообменника. Результаты измерения температуры потока на выходе в зависимости от давления потока на входе представлены на рисунке 9.

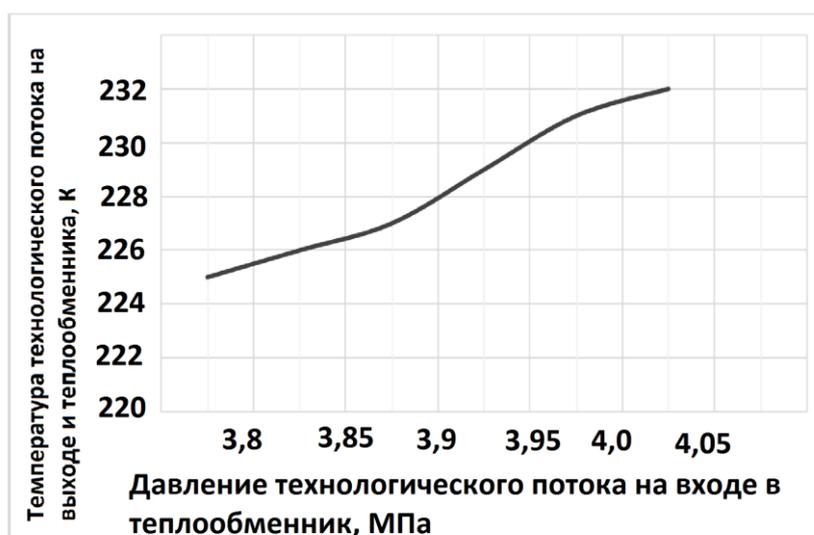


Рисунок 9 – График зависимости давления технологического потока на выходе из предварительного теплообменника от его температуры

В процессе эксперимента наблюдалось снижение перепада давления потока на 26%, которое может быть связано со смещением границы замерзания масла (рисунок 10). Изменение перепада давления позволило увеличить производительность комплекса на 4,1% от фактического значения.

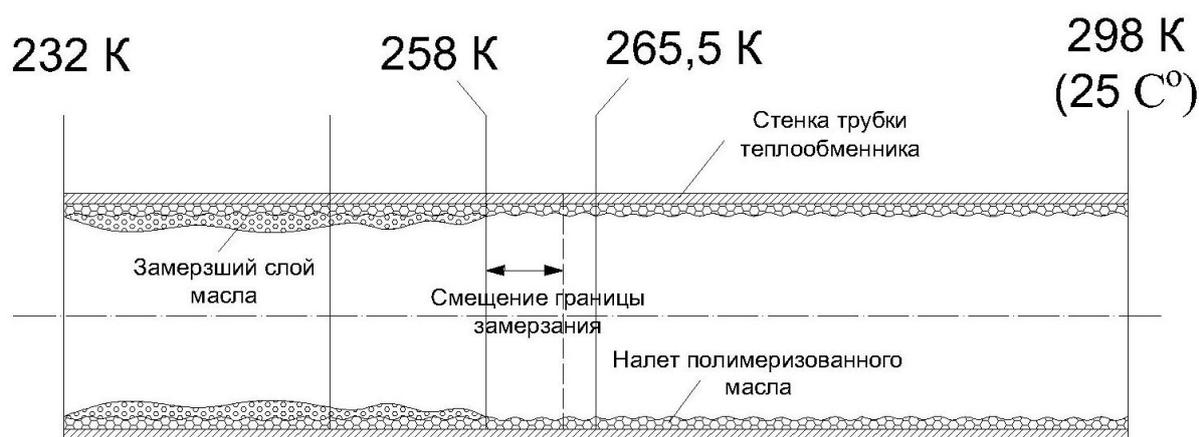


Рисунок 10 – Смещение границы замерзания масла при увеличении расхода потока

Таким образом, предложены технические решения по улучшению работы оборудования без значительных капитальных затрат и необходимости внесения изменения в конструкцию: поддержание максимального давления потока на входе в

теплообменник и максимальной температуры данного потока на выходе из теплообменника (к примеру, за счет отключения охладителя компримированного газа), замена турбинного масла на аналог с наименьшей температурой кристаллизации, периодическая промывка трубок теплообменника обезжиривателем (к примеру, запатентованным растворителем на основе тяжелых углеводородов).

**В главе 4** представлен анализ эффективности применения процесса низкотемпературной сепарации потока газа, стравливаемого в атмосферу при проведении ремонтных и диагностических работ на линейной части магистральных газопроводов.

Известно, что для сбережения части стравливаемого перед ремонтом газа могут проводиться такие различные мероприятия, как:

- срабатывание газа на ГРС, питаемую с данного участка газопровода;
- перекачка газа из ремонтируемого участка в смежный с применением мобильных компрессорных станций;
- сжижение части стравливаемого природного газа с применением мобильных установок сжижения.

Применение указанных выше способов сохранения газа может быть неэффективным, поскольку для их реализации может потребоваться значительное количество времени ресурсов, либо технически нереализуемым.

Для рассмотрения альтернативного, более экономически эффективного варианта стравливания газа проведен анализ эффективности метода низкотемпературной сепарации углеводородов для получения пропан-бутановой фракции из стравливаемого газа.

По результатам анализа предложен метод извлечения пропан-бутана из стравливаемого газа с использованием мобильной установки извлечения пропан-бутана. Основываясь на габаритах транспортируемого оборудования, в сравнении с оборудованием действующего производства СПГ на ГРС, проведена оценка максимально возможного расхода стравливаемого газа через данную установку, а также вариант ее подключения к линейной части и схема стравливания (рисунок 11).

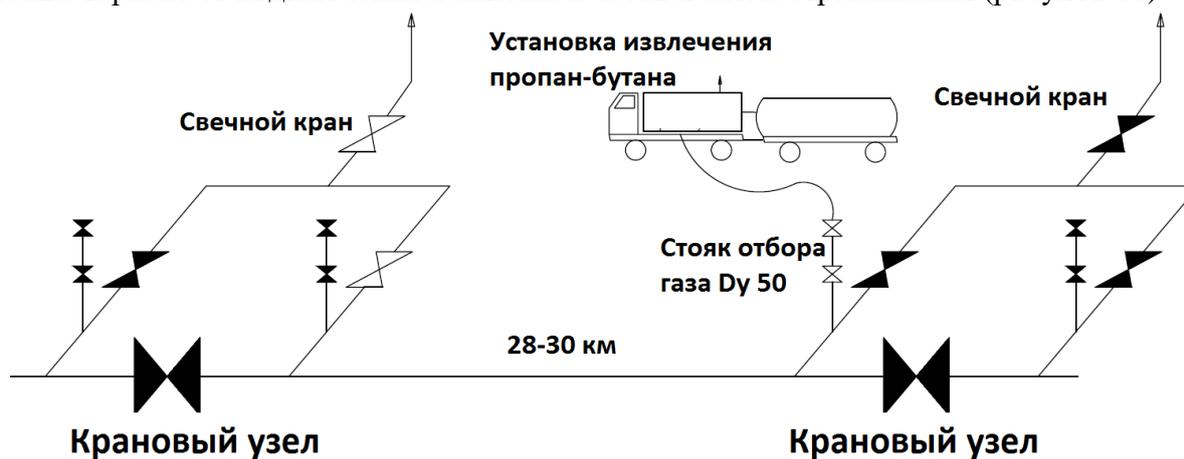


Рисунок 11 – Схема стравливания газа с газопровода через один свечной трубопровод при одновременном извлечении пропан-бутана

Для определения экономической эффективности применения такой установки был разработан алгоритм расчета объема получаемой сжиженной фракции от времени стравливания при различных параметрах работы оборудования.

По полученному значению объема извлекаемой пропан-бутановой фракции, а также его примерной стоимости реализации, и прогнозируемым затратам на

реализацию иных способов ресурсосбережения оценивается разность в экономической эффективности и определяется наименее затратный способ стравливания.

Предлагаемый метод представляется более эффективным по сравнению с другими в случае проведения внутритрубной диагностики (ВТД), сопровождающейся стравливанием газа, которое обусловлено необходимостью поддержания требуемого перепада давления в начале и конце диагностируемого участка для обеспечения требуемой скорости снаряда-дефектоскопа (рисунок 12).

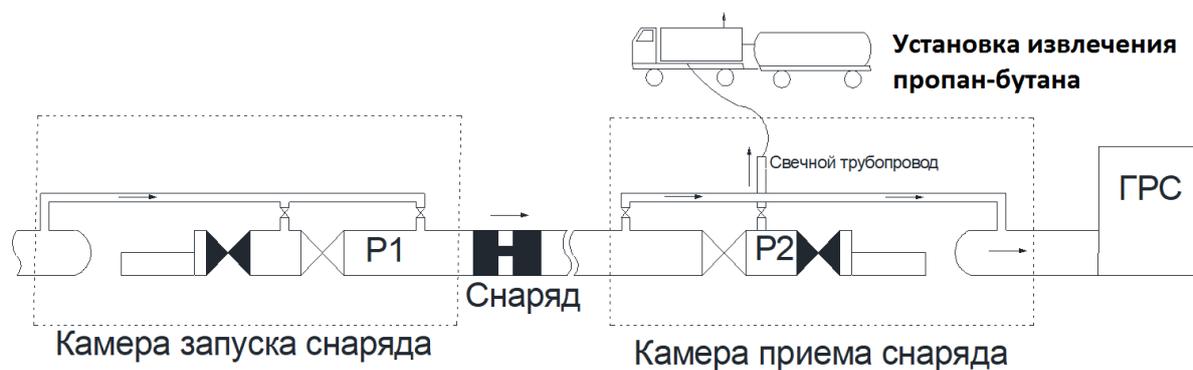


Рисунок 12 – Схема проведения ВТД газопровода со стравливанием газа и одновременном извлечении пропан-бутана

Объемы получаемого пропан-бутана при стравливании газа в период ВТД будут прямо пропорциональны времени стравливания. К примеру, для установки с входным расходом порядка 30 000 кг/ч за 5 дней проведения ВТД со стравливанием газа возможно извлечь порядка 40 тонн технического пропан-бутана, которые в дальнейшем возможно вовлечь в производственную деятельность предприятия. Это говорит о целесообразности рассмотренного альтернативного варианта сбережения ресурсов при стравливании природного газа в атмосферу.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**Итоги** по проведенному исследованию:

1. Предложена модель процесса редуцирования газа на газораспределительной станции с использованием теплообменного и сепарационного оборудования, позволяющая извлекать пользу из газового потока сжиженный углеводородный газ. Применение такого процесса на ГРС перед сжижением природного газа на АГНКС позволяет повысить качество производимого СПГ за счет увеличения концентрации метана и снижения концентрации тяжелых углеводородов.

2. Экспериментальным путем доказана возможность и эффективность применения предложенной схемы на действующем объекте производства СПГ, проведены лабораторные анализы составов получаемой сжиженной фракции в различные сезоны года.

3. Выдвинуты предположения по основным причинам работы теплообменного оборудования на непроектных характеристиках на действующем объекте производства СПГ, аргументированные теоретическим анализом и опытным путем. Предложены и обоснованы технические решения, исключающие необходимость проведения дорогостоящей модернизации действующего оборудования, реконструкции и технического перевооружения.

4. В процессе проведения отбора проб для лабораторных анализов был обнаружен накапливаемый конденсат, который при продолжительной выдержке

остается в жидком состоянии при температуре окружающей среды и атмосферном давлении. Опытным путем подтверждены свойства конденсата как растворителя масла, что позволило бы использовать его в производственной деятельности. Полученный растворитель запатентован.

5. Используя разработанную модель извлечения пропан-бутановой фракции на газораспределительной станции, рассмотрена возможность получения пропан-бутана из природного газа, стравливаемого при ремонтных и диагностических работах на магистральном газопроводе, представлены и обоснованы расчетами преимущества предложенного метода ресурсосбережения по сравнению с существующими. Разработан алгоритм расчета объема получаемой пропан-бутановой фракции из стравливаемого газа различного давления из газопровода различного диаметра.

**Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы:** для подтверждения работоспособности предлагаемой установки на базе смоделированного процесса получения пропан-бутановой фракции рекомендуется изготовить опытный образец мобильной установки извлечения пропан-бутана из природного газа. Подтверждение работоспособности и эффективности такой установки позволило бы внедрить разработанную схему извлечения пропан-бутана на многих объектах транспортировки природного газа.

## СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

*Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ*

1. Лебедев М. С. Повышение эффективности процесса производства сжиженного природного газа на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции за счет предварительного извлечения пропан-бутановой фракции / **М. С. Лебедев**, В. А. Мунц // Проблемы региональной энергетики. – 2023. – № 1 (57). – С. 82–98; 1,96 п.л./1,8 п.л.

**Lebedev M.S**, Munts V.A. Efficiency Increase in Liquefied Natural Gas at Motor Gas Filling Compressor Station Using Propane-Butane Fraction pre- Extraction / **M.S. Lebedev**, V.A. Munts // Problems of the Regional Energetics. – 2023. – № 1 (57). – р. 82–98; 1,96 п.л./1,8 п.л. (Scopus, WoS).

2. Лебедев М. С. Исследование процесса низкотемпературной сепарации тяжелых углеводородов на объектах малотоннажного производства сжиженного природного газа / **М. С. Лебедев**, В. А. Мунц // Энергетик. – 2022. – № 9. – С. 55–59; 0,58 п.л./0,4 п.л.

3. Лебедев М. С. Анализ особенностей функционирования системы детандер-компрессорного агрегата на объекте производства СПГ / **М. С. Лебедев** // Транспорт на альтернативном топливе. – 2022. – № 5 (89). – С. 72–77; 1,15 п.л.

4. Лебедев М. С. Получение пропан-бутана при стравливании природного газа с участка магистрального газопровода / **М. С. Лебедев** // Энергосбережение и водоподготовка. – 2020. – № 5 (127). – С. 47–55, 1,39 п.л.

*Патенты:*

5. Патент РФ на изобретение № 2714310 Растворитель на основе тяжелых углеводородов / **Лебедев М. С.**, Мишин О. Л., Арсентьева Л. В. Заявка № 2019114098, заявл. 06.05.2019, опубл. 14.02.2020, бюл. № 5. Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

*Другие публикации:*

6. Лебедев М. С. Исследование свойств конденсата-растворителя, получаемого при производстве СПГ на ГРС / **М. С. Лебедев**, Д. О. Быков // АвтоГазоЗаправочный комплекс + Альтернативное топливо. – 2018. – Т. 17, № 5. – С. 226–230; 0,57 п.л./0,4 п.л.

7. Лебедев М. С. Влияние уноса масла из маслосистемы турбодетандерного агрегата на процесс сжижения природного газа на ГРС Новосвердловской ТЭЦ / **М. С. Лебедев**, Д. О. Быков // АвтоГазоЗаправочный комплекс + Альтернативное топливо. – 2018. – Т. 17, № 6. – С. 271–273; 0,34 п.л./0,3 п.л.

8. Лебедев М. С. Технология получения конденсата-растворителя из магистрального природного газа / **М. С. Лебедев**, Д. О. Быков // АвтоГазоЗаправочный комплекс + Альтернативное топливо. – 2018. – Т. 17, № 8. – С. 377, 0,1 п.л./0,1 п.л.