

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Российский университет транспорта»
РУТ (МИИТ)



На правах рукописи

ПЕРШИН НИКИТА ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННОГО
ПРИРОДНОГО ГАЗА МОРСКИМ ТРАНСПОРТОМ**

2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами и
производствами

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Баранов Леонид Аврамович

Москва – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В МИРЕ И В РОССИИ.....	11
1.1 Текущее состояние и перспективы развития отрасли по производству и транспортировке сжиженного природного газа в мире.....	11
1.1.1. Баланс спроса и предложения на сжиженный природный газ.....	13
1.1.2. Формирование цены на сжиженный природный газ	21
1.1.3. Анализ транспортировки сжиженного природного газа.....	35
1.2 Состояние отечественной отрасли по сжижению природного газа и его транспортировке современном этапе.....	57
1.2.1. Анализ рынка сжиженного природного газа в России.....	57
1.2.2. Анализ транспортировки сжиженного природного газа в России на современном этапе.....	64
Выводы по главе 1	70
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ МОЩНОСТЕЙ ЗАВОДОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И ТЕРМИНАЛОВ ПО РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА	72
2.1 Анализ мощностей заводов по производству сжиженного природного газа.....	72
2.2 Анализ работы терминалов по регазификации сжиженного природного газа в Европе и ее связь с морским транспортным комплексом.....	88
2.3 Обеспечение согласованности производства и потребления сжиженного природного газа с географией расположения заводов по производству и терминалов по регазификации сжиженного природного газа с морским транспортным комплексом.....	103
Выводы по главе 2	112

ГЛАВА 3. ПЛАНИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ПОДХОДА ТАНКЕРА-ГАЗОВОЗА НА ВХОД В СТЕСНЕННЫЕ ВОДЫ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ УБЫТКОВ.....	114
3.1 Описание процедур прохождения танкером-газовозом стесненных вод.....	114
3.2 Анализ работы системы транспортировки сжиженного природного газа морским транспортом.....	117
3.3 Решение задачи оптимизации времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по заданным критериям.....	127
Выводы по главе 3	144
ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА МОРСКИМ ТРАНСПОРТОМ.....	146
4.1 Автоматизированная система управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом.....	146
4.2 Алгоритм прогнозирования прибытия танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды с учетом фактической информации.....	153
Выводы по главе 4	162
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	163
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	166
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное).....	180
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акты внедрения результатов диссертационного исследования.....	185

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Арктическая зона, богатая природным газом, нуждается в создании эффективных транспортно-логистических систем по безопасному, бесперебойному и экономически рациональному вывозу углеводородного сырья. Развитие Северного морского пути как исторически сложившейся национальной единой транспортной коммуникации Российской Федерации в Арктике, а также возрастающая добыча, переработка и транспортировка природного газа в данном регионе требует создания автоматизированной системы управления, обеспечивающей экономически эффективную и безопасную перевозку сжиженного природного газа (далее – СПГ), что определяет актуальность данного исследования.

Степень разработанности темы. Вопросам создания логистических систем перевозки СПГ, техники и технологии его производства, построения инфраструктурных проектов СПГ посвящены работы АО «Центральный Орден трудового красного знамени научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт морского флота», ФГУП «Крыловский государственный научный центр», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина», ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана (национальный исследовательский университет)». В этих работах построены логистические схемы перевозки СПГ, определены факторы, влияющие на длительность перевозок в различных погодных условиях, построены графики перевозок СПГ, технологии для его производства и транспортировки, обоснован выбор вида транспорта для перевозки СПГ, проведен анализ экономически обоснованного способа транспортировки СПГ из районов с суровыми климатическими условиями. Эти работы являются фундаментом для создания автоматизированной системы перевозки СПГ морским транспортом, чему посвящена представленная диссертационная работа.

Цель исследования. Разработка принципов построения автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом, обеспечивающей безопасную и экономически эффективную доставку природного газа.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи:**

– провести анализ существующих методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом с целью формирования требований к автоматизированной системе управления;

– провести статистические исследования производительности заводов по производству СПГ и определить ее влияние на построение системы управления перевозками СПГ морским транспортом;

– провести статистические исследования динамики изменения потребности потребления СПГ в мировой практике для формирования направлений развития автоматизированных систем управления перевозками СПГ морским транспортом;

– разработать математические модели позволяющие анализировать функционирование системы управления движения танкеров-газовозов;

– исследовать динамику функционирования системы управления перевозками СПГ морским транспортом при наличии возмущений;

– провести анализ движения танкеров-газовозов в стесненных водах при различных погодных условиях. Обосновать критерий и выбрать способ управления временами подходов танкеров-газовозов на вход в стесненные воды;

– разработать принципы построения и обосновать структуру, алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом

Объект исследования. Процесс транспортировки СПГ морским транспортом.

Предмет исследования. Автоматизированная система управления процессом перевозки СПГ морским транспортом.

Методы исследования. Использованы методы системного анализа, теории управления, теории вероятности, исследования операций и математической статистики, теории оптимизации.

Научная новизна диссертации.

– на основании анализа существующих методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом показана экономическая целесообразность создания автоматизированной системы управления;

– впервые показана и обоснована на базе обработки статистических данных зависимость производительности завода по производству СПГ от метеорологического фактора;

– необходимость разработки и развития автоматизированных систем управления перевозками СПГ морским транспортом впервые обоснована результатами обработки статистических данных объемов потребления СПГ;

– впервые разработана математическая модель, позволяющая анализировать временные потери при взаимодействии заводов-изготовителей и погрузочных операций танкеров-газовозов;

– для анализа динамики функционирования системы управления перевозками СПГ морским транспортом при наличии возмущений определены вероятности нахождения танкеров-газовозов у завода по производству СПГ в условиях возможности их полной загрузки и отсутствия временных потерь, позволяющие вырабатывать соответствующие управления в автоматизированной системе;

– на основе проведенного анализа движения танкеров-газовозов в стесненных водах, производительности заводов по производству СПГ, стоимости СПГ, ежесуточной фрахтовой ставки танкеров-газовозов поставлена и решена оптимизационная задача выбора времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды, обеспечивающего минимизацию экономических затрат;

– разработаны и обоснованы принципы построения автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом, включающие алгоритмы планирования и способы реализации выполнения графика движения

танкеров-газовозов для вывоза СПГ в режиме реального времени за счет поступления оперативной информации от объектов перевозочного процесса.

Теоретическая и практическая значимость работы.

– разработанная математическая модель позволяет определить вероятность нахождения танкера-газовоза в точке загрузки СПГ при различных погодных условиях и вероятность наличия СПГ на заводе по его производству.

– автоматизированная система управления перевозками СПГ морским транспортом позволяет обеспечить бесперебойную и экономически эффективную перевозку природного газа;

– разработанные принципы построения системы, алгоритмы ее функционирования, проведенные исследования являются основой для выбора технических средств, разработки математического и программного обеспечения автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом.

Положения, выносимые на защиту:

– обоснование на базе изучения и исследования существующих методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом актуальности и экономической целесообразности создания автоматизированной системы управления;

– результаты исследования влияния метеорологического фактора на производительность завода по производству СПГ для построения системы управления перевозками СПГ морским транспортом;

– обоснование эффективной разработки автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом на базе статистического анализа потребности в СПГ, зависимости ценообразования СПГ от внешних факторов;

– результаты разработки математической модели «Танкер-газовоз – Завод по производству сжиженного природного газа», позволяющей определить вероятность наличия (отсутствия) танкера-газовоза у завода по производству СПГ

и наличия (отсутствия) необходимого количества СПГ в резервуарах данного завода;

– исследования движения танкера-газовоза в стесненных водах к заводу по производству СПГ позволяющие выявить факторы влияющие на оценки вероятности наличия (отсутствия) его у завода по производству СПГ и наличия (отсутствия) необходимого количества СПГ в резервуарах данного завода;

– решение задачи выбора времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по экономическому критерию методом оптимума номинала;

– принципы построения и алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом.

Степень достоверности полученных результатов подтверждается:

– корректностью использования математического аппарата;

– практической обоснованностью принятых допущений;

– сравнением результатов выбора времени движения танкера-газовоза в стесненных водах с экспериментальными данными реальной эксплуатации;

– результатами обсуждения предложенных принципов создания автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом со специалистами в области управления перевозками и построения автоматизированных систем управления.

Реализация работы. Результаты диссертации внедрены:

1. В производственную деятельность ПАО «Газпром» в рамках реализации СПГ-проектов компаниями Группы Газпром в части создания требований к системе автоматизированного управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом и ее структуры;

2. В учебный процесс кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»;

3. В учебный процесс кафедры Оборудования нефтегазопереработки ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»;

4. В учебный процесс кафедры Морских информационных систем ФГБОУ ВО «Российский государственный гидрометеорологический университет»;

Акты внедрения приведены в приложении диссертационной работы.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и двух приложений.

Во введении показана актуальность проблем автоматизации управления морскими перевозками СПГ, сформированы цель работы и задачи, требующие решения для выполнения поставленной цели.

В первой главе диссертации проведен анализ современного состояния управления перевозками СПГ в мире, и в Российской Федерации. Проанализированы научные работы, посвященные вопросам техники и технологии производства СПГ, стоимости транспортировки СПГ различными видами транспорта, использования отечественной импортозамещающей техники для отрасли СПГ, выбора технологии сжижения природного газа в зависимости от климатического пояса, конструкции танкеров-газовозов, разработки морских логистических транспортных систем для перевозки СПГ в суровых климатических условиях, построения инфраструктуры СПГ с учетом внешних факторов.

Во второй главе проведена оценка влияния метеорологического фактора на производительность завода по производству СПГ. Рассмотрены имеющиеся и вводимые мощности заводов по производству и регазификации СПГ в мире и в Российской Федерации. Проведен анализ потребления энергии от СПГ в Европе.

В третьей главе диссертации разработана модель «Танкер-газовоз — Завод по производству СПГ», позволяющая рассмотреть влияние гидрометеорологического фактора на загрузку и вывоз СПГ с заводов по производству СПГ с помощью танкеров-газовозов. Представлена методика транспортировки СПГ с завода по производству СПГ с помощью танкеров-газовозов, учитывающая комплекс

основных действующих факторов. Расчет изменения запаса СПГ в резервуарах хранения позволяет фиксировать минимальные затраты на транспортирование и сохранность СПГ с учетом сезонности спроса, характеристик танкеров-газовозов, задержек и частоты отгрузки.

В четвертой главе на основе проведенных исследований разработаны принципы построения автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом (АСУ ПСПГМТ).

В заключении обобщаются результаты и выводы, полученные в ходе диссертационной работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В МИРЕ И В РОССИИ

1.1. Текущее состояние и перспективы развития отрасли по производству и транспортировке сжиженного природного газа в мире

Вопросам техники и технологии производства СПГ, его транспортировки с учетом введения новых экологических требований, экономического фактора, развития внешнеторговых отношений, а также совершенствования новых образцов транспорта уделено особое внимание в научной сфере. Разработаны практические алгоритмы оценки стоимости транспортировки СПГ для бункеровки судов с учетом особенностей интермодальной логистики [1].

С учетом анализа накопленного опыта научно-исследовательских организаций по созданию, научно-техническому сопровождению и непосредственному участию в разработке проектной документации отмечается, что отечественные компании способны обеспечить разработку и реализацию проектов СПГ различной производительности и назначения на основе использования отечественных технологий, материалов и оборудования [2]. При этом стоит отметить, что вопрос реализации новейших технологий производства и транспорта СПГ с учетом особенностей отечественной импортозамещающей техники является одной из первостепенных задач для Российской Федерации. Анализ работ по технологии производства СПГ выявил существенные различия в выборе и эксплуатации технологии сжижения между северными и южными заводами по производству СПГ, климат и место расположения заводов — факторы, которые влияют на существующие и станут факторами влияния на будущие арктические проекты СПГ [3].

Особое внимание уделено морским технологиям СПГ, описывающим последовательность от производства до доставки сырья конечному потребителю с помощью танкеров-газовозов. Большой интерес в научных работах проявлен к танкерному флоту, включая малотоннажный флот и бункеровщики, а также

к конструкциям криогенных танков, способам швартовки, отгрузки при перевозке СПГ морским транспортом [4]. Разработаны морские логистические транспортные системы для перевозки СПГ в суровых климатических условиях, включающие применение современных методов имитационного моделирования для оптимизации характеристик и состава судов, входящих в состав данных систем [5, 6]. Кроме того, предложены логистические модели функционирования комплекса по сжижению природного газа на основе выбора технологических параметров систем хранения и транспортировки СПГ [7]. Разработаны алгоритмы построения инфраструктуры СПГ с учетом социально-экономического, климатического, географического и промышленного состояния регионов [8].

Указанные работы являются фундаментом для создания автоматизированной системы управления перевозки СПГ морским транспортом, чему посвящена данная диссертационная работа.

Анализ существующих методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом представлен в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 – Анализ существующих методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом

Сильные стороны	Слабые стороны
<p>наличие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработанных логистических схем перевозки СПГ; – методологии построения графиков перевозок СПГ; – экономически обоснованного способа транспортировки СПГ из районов с суровыми климатическими условиями; – данных по экспорту и импорту СПГ; – технологий по сжижению газа; – конструкций танкеров-газовозов для транспортировки СПГ 	<p>отсутствие автоматизированных системы планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом</p>

Возможности	Угрозы
разработка принципов построения, структуры, алгоритмов функционирования автоматизированной системы управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом	– развитие альтернативной энергетики; – внешнеполитические риски (санкционные, военные, экономические)

1.1.1. Баланс спроса и предложения на сжиженный природный газ

Под сжиженным природным газом (СПГ) понимается природный газ, переведенный после специальной подготовки в жидкое состояние с целью его транспортирования, хранения и использования [9].

Развитие мирового рынка СПГ предварительно можно разделить на три основных этапа:

1. Первая коммерческая поставка СПГ Алжиром (середина 1960 годов) и по 2010 год. Данный период характеризуется плановым увеличением производителей и покупателей СПГ, но на сопоставимом уровне — 20 экспортеров и импортеров СПГ на 2010 год [10].

2. 2010–2020 гг. Увеличение количества покупателей СПГ при стабильном количестве производителей СПГ.

3. 2020–2030 гг. В перспективе ожидается существенное увеличение количества покупателей СПГ и числа производителей СПГ [11].

Рынки природного газа переходят от локальных к региональным и глобальным рынкам с ростом конкуренции и разнообразия между поставщиками и потребителями. СПГ является движущей силой дальнейшего усиления конкуренции и рыночной интеграции на международных рынках природного газа. Его развитию способствует состояние хорошо обеспеченного рынка, который, как предполагается, продолжится в течение следующих пяти лет.

Глобальный рынок СПГ расширяется благодаря инвестиционным решениям, принятым в течение предыдущего десятилетия. США и Китай влияют на динамику рынка СПГ из-за их размера и впечатляющего потенциала роста. США приобретают все большее значение со стороны предложения, став

четвертой страной по величине экспорта СПГ в 2018 году после Катара, Австралии и Малайзии (Рисунок 1.1.1.1) [12].

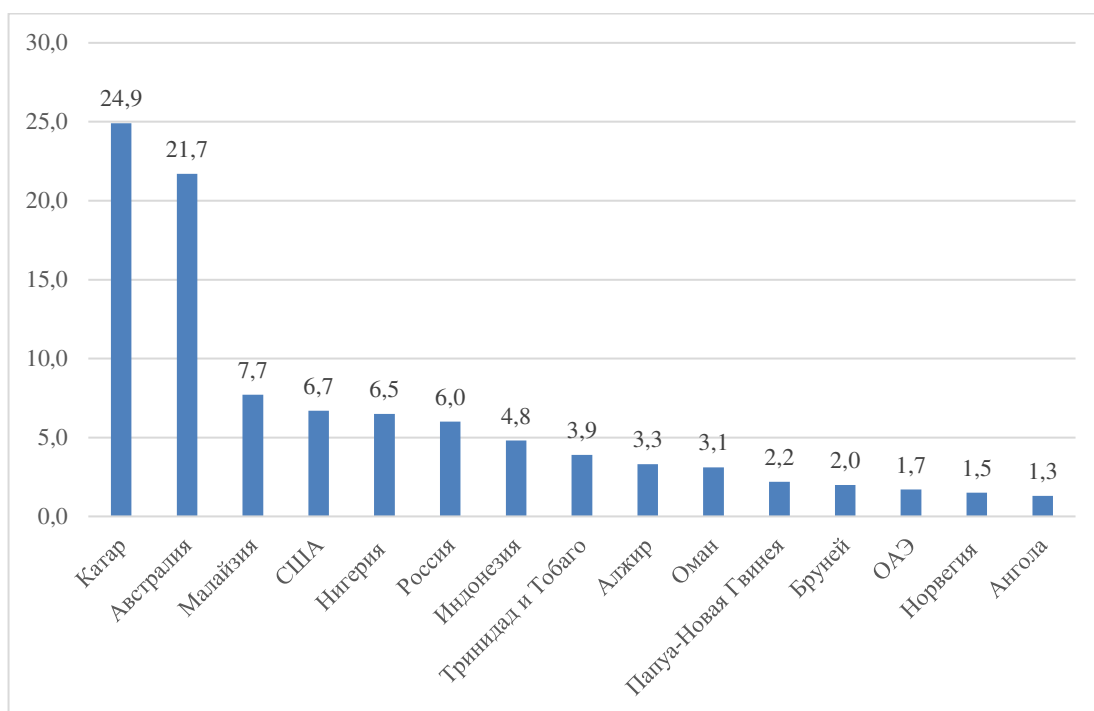


Рисунок 1.1.1.1 – Основные экспортеры СПГ, доля (%) в общемировом экспорте (2018 г.) [12]

Катар остается крупнейшим производителем СПГ. Экспорт СПГ в 2018 году составил 24,9 % доли общемирового экспорта. При этом ожидается, что лидирующие позиции Катара сохранятся и до 2030 года.

В Австралии, по состоянию на октябрь 2019 года, действует десять заводов по производству СПГ (СПГ-завод), включая плавучий завод по производству СПГ (ПЗ СПГ) *Prelude* [13]. На указанный ПЗ СПГ, с помощью которого ведется разработка месторождения Прелюдия, 25.12.2018 начал поступать газ из подводных скважин [14]. Строительство ПЗ СПГ обусловлено снижением стоимости получения СПГ за счет исключения трубопровода, так как сам ПЗ СПГ размещается непосредственно над месторождением. В последние годы проекты ПЗ СПГ получили в мире большое распространение - число разрабатываемых проектов на сегодняшний день составляет десятки [15]. Несмотря на дефицит газа

в отдельных регионах страны, Австралия в перспективе до 2030 года останется одним из мировых лидеров по экспорту СПГ.

Малайзии соответствует 6,5 % доли общемирового экспорта. На прочие страны-экспортеры приходится чуть более 32,5 % доли общемирового экспорта. Таким образом, в долгосрочной перспективе ожидается «концентрация» производства СПГ.

Доля общемирового экспорта США в 2018 году составила 6,7 %, что позволило им обогнать Нигерию (6,5 % доли общемирового экспорта). По состоянию на декабрь 2019 года, в стране действуют семь СПГ-заводов [13]. С учетом возможных низких цен и недостаточного спроса на СПГ на мировом рынке следует ожидать недозагрузку СПГ-заводов в 2030 году. При этом большая часть мощностей по сжижению газа в США расположена на побережье Мексиканского залива. Строящиеся проекты США соединят глобальный рынок СПГ с американским сланцевым газом и повлияют на динамику мирового рынка. Основные направления экспорта СПГ из США — это Азиатско-Тихоокеанский регион, Европа и Латинская Америка. Стоит отметить, что объем экспорта СПГ из США за 2017–2018 годы вырос в 5,8 раза и составил 30,6 куб. м, при этом за I полугодие 2019 года поставки СПГ в Европу вдвое превысили результаты за 2018 год — с 12 до 30 % в структуре американских поставок СПГ [16].

Кроме того, следует отметить, что Мозамбик, в настоящее время не осуществляющий экспорт СПГ, объявил о принятии окончательного инвестиционного решения по строительству СПГ-завода *Mozambique LNG*. Данную страну следует рассматривать как возможного претендента в пятерку лидеров экспортеров СПГ к 2030 году [14].

Изменения пятерки основных поставщиков СПГ в 2018 году, по сравнению с 2017 годом, обусловлены наращиванием мощностей США и Россией. Нигерия и Индонезия, занимавшие 4 и 5 позиции в 2017 году с 27,5 и 21,9 млрд куб. м в год соответственно, потеряли свои позиции (Рисунок 1.1.1.2) [17].

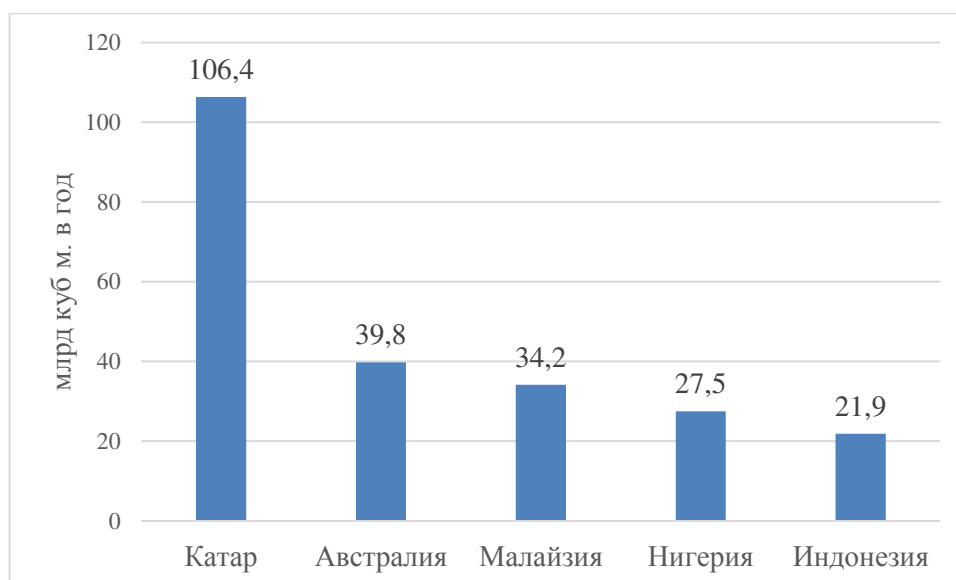


Рисунок 1.1.1.2 – Основные экспортеры СПГ в 2017 г. [17]

Обобщенный прирост и уменьшение экспорта СПГ по странам в 2018 году по отношению к 2017-му приведен на Рисунке 1.1.1.3 [18].

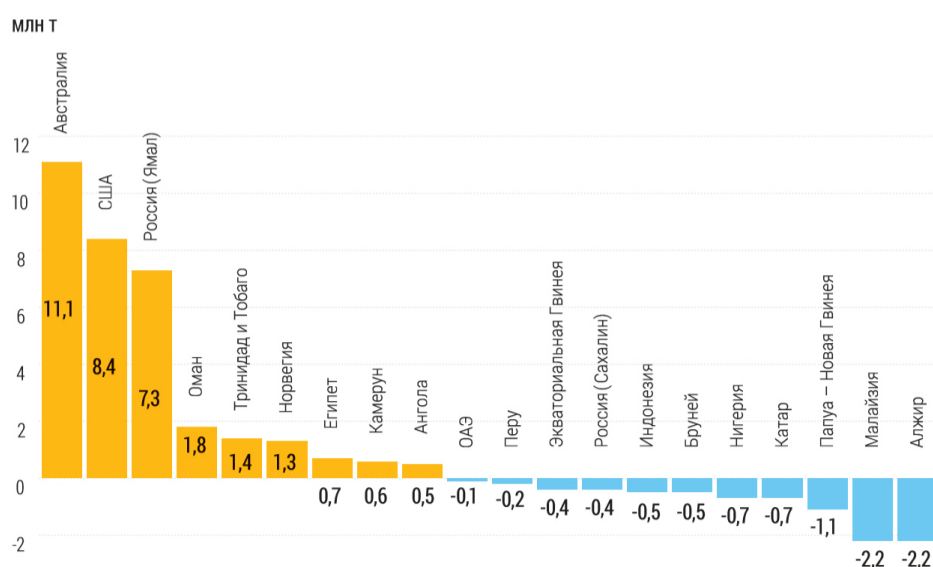


Рисунок 1.1.1.3 – Прирост и уменьшение экспорта СПГ по странам в 2018 г. по отношению к 2017 г. [18]

Из Рисунка 1.1.1.3 видно, что в 2018 году количество стран, сокративших экспорт СПГ, превысило половину. Основной прирост торговли СПГ остается

за Австралией, в сочетании с США и Россией. Фактически только эти три страны обеспечивают положительную динамику торговли СПГ [18].

Конъюнктура объемов импортеров СПГ значительно не меняется в течение последних лет. Были примечательны в этом отношении 2017–2018 годы, так как Китай сейчас является вторым по величине импортером СПГ после Японии (Рисунок 1.1.1.4). По прогнозам, пятерка лидеров по импорту СПГ к 2030 году не изменится по сравнению с 2018 годом. [12].

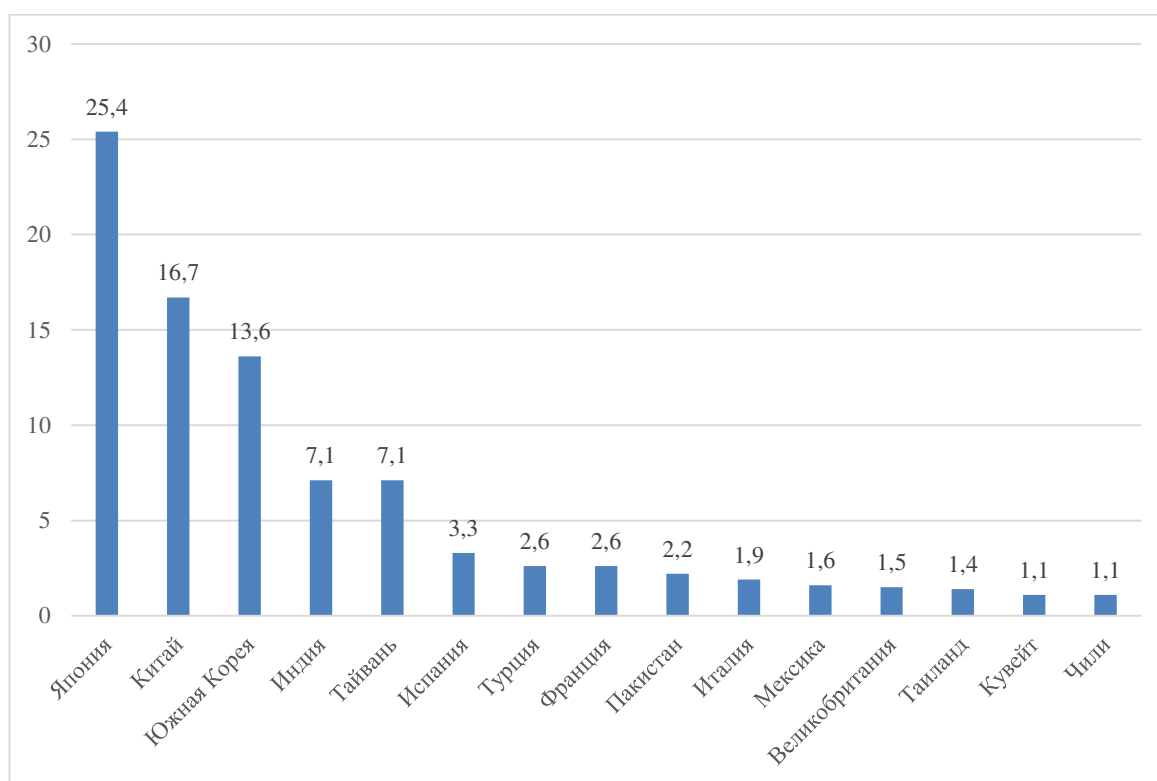


Рисунок 1.1.1.4 – Основные импортеры СПГ, доля (%) в общемировом импорте (2018 г.) [12]

Текущий спрос на СПГ подтверждает прогноз 2003 года компании «Эрнст энд Янг» (Рисунок 1.1.1.5) [19]. Где ЯКТ — страны Япония, Южная Корея и Тайвань

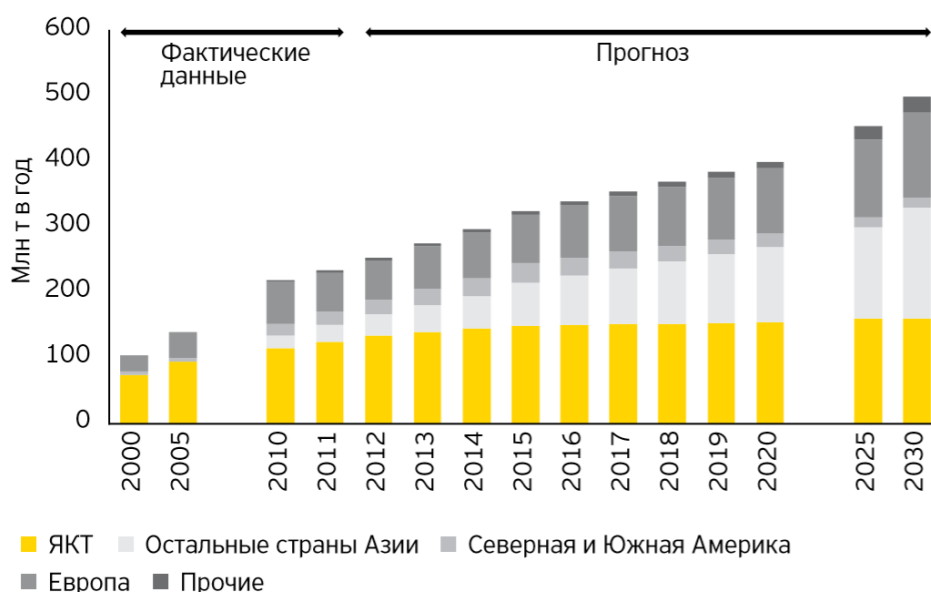


Рисунок 1.1.1.5 – Мировой спрос на СПГ [19]

На ЯКТ приходится половина мирового спроса на СПГ ввиду того, что они являются промышленно развитыми странами с ограниченными внутренними источниками энергии [19]. Кроме того, спрос в азиатском регионе на СПГ особенно обусловлен потребностями Японии и Республики Кореи, у которых нет альтернативных вариантов импорта газа. Отключение атомных электростанций способствовало выработке электроэнергии на газе, что привело к увеличению потребления газа намного выше обычного уровня с существенным негативным воздействием на цены СПГ. Торговые потоки и долгосрочные договорные обязательства по покупке СПГ затронули обе страны.

Повышение Китая в качестве основного импортера СПГ усилит господство азиатского региона в сфере спроса. Но увеличение экспорта СПГ из США приведет к диверсификации ситуации с поставками, повышению глобальной безопасности поставок газа благодаря большему разнообразию экспортеров СПГ.

В связи с этим представляется целесообразным провести анализ импортеров СПГ по макрорегионам. Как видно из Рисунка 1.1.1.5, традиционные импортеры в Азии (Япония, Республика Корея и Тайвань) на протяжении последних десятилетий являлись лидирующим регионом по импорту СПГ. К 2030 году указанный показатель может сохраниться на уровне 2018 года (около 200 млрд

куб. м), что позволит этой группе стран удержать статус лидера. Новые импортеры в Азии (Индия, Пакистан, Бангладеш, Мьянма, Таиланд, Вьетнам, Филиппины и пр.) могут существенным образом изменить текущие мировые потоки СПГ за счет более чем трехкратного роста импорта. Европа в 2018 году являлась третьим по объемам импорта СПГ рынком (69 млрд куб. м). За 10 месяцев 2019 года Европа продемонстрировала существенный рост импорта СПГ и уже импортировала 98 млрд куб. м. Согласно прогнозам, импорт региона в 2030 году составит 136 млрд куб. м. Китай, являясь вторым в мире импортером СПГ, может стать крупнейшей страной мира по этому показателю. В 2018 году Китай импортировал 76 млрд куб. м СПГ. Согласно прогнозам, импорт СПГ данной страной в 2030 году составит 134 млрд куб. м. Важным фактором, который в перспективе будет существенно сдерживать потенциал роста спроса на импортный СПГ, станут поставки российского трубопроводного газа в КНР [11]. Рост импорта природного газа в Китае поддерживается политикой улучшения качества воздуха в крупных городах. Таким образом, природный газ играет важную роль, позволяя Китаю сократить свою долю угля в производстве тепла и электроэнергии, главным образом для промышленного и жилого секторов. Признаки диверсификации на стороне предложения уже видны.

Среди прочих импортеров СПГ стоит отметить возрастающую роль стран Латинской Америки и Ближнего Востока, однако объемы импорта СПГ этими регионами в масштабах мирового рынка останутся относительно небольшими, по сравнению с вышеописанными регионами.

Обобщенный прирост и уменьшение импорта СПГ по странам в 2018 году по отношению к 2017-му показан на Рисунке 1.1.1.6 [18].

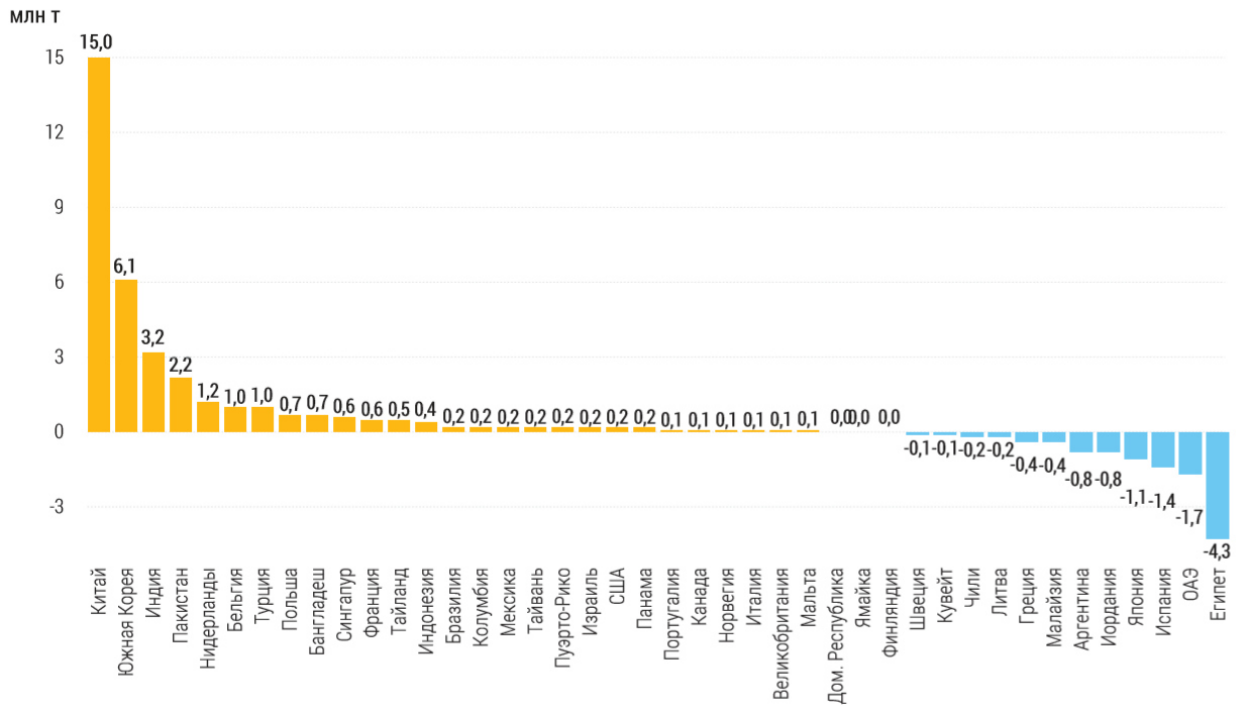


Рисунок 1.1.1.6 – Прирост и уменьшение импорта СПГ по странам в 2018 г. по отношению к 2017 г. [18]

Китай занимает первую позицию по приросту импорта СПГ, обогнав в три раза Южную Корею, что обуславливается проведением полномасштабной государственной реформы по переводу теплоэнергетики страны с угля на СПГ в целях повышения экологии [20].

Рассматривая текущую ситуацию по экспорту и импорту СПГ, можно констатировать:

1. Концентрация производства СПГ будет усиливаться, более 80 % мирового прироста экспорта СПГ приходится на три страны — Австралию, США и Россию. Катар остается основным экспортером, Мозамбик может войти в пятерку главных экспортеров СПГ к 2030 году.

2. В 2018–2019 годах был зафиксирован рекордный показатель по принятию окончательных инвестиционных решений по проектам СПГ (семь новых проектов СПГ в Северной Америке, России и Африке), что, в свою очередь, повлечет повышение мощностей по производству СПГ [21].

3. Рост спроса на СПГ в основном сконцентрирован в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Основные страны-лидеры по приросту импорта СПГ находятся именно в этом регионе — Китай, Республика Корея и Индия.

1.1.2. Формирование цены на сжиженный природный газ

Расширение на рынках СПГ будет продолжаться, и, как ожидается, мировой спрос на СПГ к 2035 году удвоится и составит 600 млн тонн, основными импортерами останутся страны Азиатско-Тихоокеанского региона, Китай и Индия в частности [22].

В 2019 году рынок природного газа развивался быстрыми темпами, чему способствовали быстрорастущие внутренние рынки в Китае и США и расширение мировой торговли СПГ для обслуживания Тихоокеанского региона. СПГ будет сохранять позиции роста и далее, по сравнению с нефтью и углем, поскольку он является экологически чистым источником энергии и оправдывает стремление мирового сообщества к переходу к низкоуглеродной энергетике. Снижение потребности в угле, начавшееся в 2013 году, будет продолжаться из-за снижения спроса на данный энергоноситель в Китае. Спрос на потребление нефти, имеющий на текущий момент положительную динамику, будет снижаться с 2020-2030 годов [23].

По прогнозу транснациональной нефтегазовой компании British Petroleum, доля природного газа в мировом энергетическом секторе будет расти и составит 25 % в 2040 году, при том что доля угля и нефти снизится до 30 % в 2030 году и 20 % в 2040 году, соответственно [23–24].

С учетом возрастания роли СПГ в мировой торговле представляется целесообразным провести анализ одной из частей современного состояния конъюнктуры рынка СПГ, а именно ценообразования.

Цены на природный газ, как правило, рассматриваются в международном и внутреннем сегментах, которые, в свою очередь, подразделяются на розничный и оптовый. В работе рассматривается ценообразование на международных рынках.

Международный газовый союз привязывает ценообразование СПГ на мировых рынках по следующим критериям:

– цена на нефть: привязка цен к конкурентным видам топлива — обычно к сырой нефти;

– конкуренция внутри газовой отрасли: цена зависит от соотношения спроса и предложения — конкуренции внутри газовой отрасли. При этом торговля осуществляется в различных газовых хабах. Под газовым хабом понимается «узел» газораспределительной сети, в которой осуществляется продажа газа. При заключении долгосрочных контрактов цена определяется с помощью индексов газовых цен. В эту категорию также входит спотовый рынок СПГ [25].

Рынок, на котором предполагается немедленное исполнение сделок, то есть в день ее заключения, называется спотовым [26]. Примерами газовых хабов являются *Henry Hub*, находящийся на пересечении газопроводов в штате Луизиана (США), в Европейском Союзе — в Великобритании хаб *National Balancing Point (NBP)*, на котором в 2017 году было заключено около 90 % краткосрочных контрактов. Также стоит отметить хабы *ZEE* в Бельгии, *TTF* в Нидерландах, *TIGF* во Франции, *CEGH* в Австрии и *NCG* в Германии. Доля спотовой торговли газом в Европейском Союзе в 2015 году составила 61 % [27].

При этом установление цены на СПГ к привязке на стоимость нефти, по сравнению с конкуренцией источников газа, на 2014 год в процентном соотношении составляла 76 % к 24 % (Рисунок 1.1.2.1) [28].



Рисунок 1.1.2.1 – Доли по установлению цены на СПГ в 2014 г., % [28]

При этом ценообразование с помощью нефтяной привязки формируется с помощью долгосрочных контрактов на поставку СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона — Японию, Республику Корею, Тайвань, а также в ряд европейских стран, таких как Испания. Ценообразование на основе конкуренции источников газа характерна для импорта в США, Мексику, а также во все страны, импортирующие СПГ на основе спотовых сделок или краткосрочных контрактов [28].

Для подтверждения указанной гипотезы проведем анализ, базирующийся на определении корреляционной связи между среднемесячными ценами на импорт или экспорт СПГ в долларах США (\$) за миллион британских тепловых единиц (*MMBTU*) и ценой на нефть марки *Henry Hub* в \$ за баррель (bbls), а также импортом или экспортом СПГ в \$ за *MMBTU* и ценой на газ хаба *Henry Hub* в \$ за *MMBTU* для стран США, Япония, Республика Корея, Тайвань, Испания, Мексика, Катар, Австралия. Указанные величины будут приниматься за случайную величину (СВ).

Один нефтяной баррель равен 158,988 литра [29]. *BTU* является единицей измерения тепловой энергии, равной 1,055 кДж [30].

Математические оценки вычисляются за период с января 2005 года по декабрь 2019 года ($k=180$) следующим образом [31]:

$$MO_{Иk}^C = \frac{1}{180} \sum_{k=1}^{k=180} \bar{Y}_{cij} \quad (1)$$

$$MO_{Эk}^C = \frac{1}{180} \sum_{k=1}^{k=180} \bar{\Xi}_{cij}, \quad (2)$$

$$MO_{Hk} = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^{k=180} \bar{H}_{Brij}, \quad (3)$$

$$MO_{Hhk} = \frac{1}{180} \sum_{k=1}^{k=180} \bar{H}_{ij}, \quad (4)$$

где \bar{Y}_{cij} — среднемесячная импортная цена на СПГ рассматриваемой страны, взятая за i -й месяц j -го года в $\$/MMBTU$;

$\bar{\Xi}_{cij}$ — среднемесячная экспортная цена на СПГ рассматриваемой страны, взятая за i -й месяц j -го года в $\$/MMBTU$;

\bar{H}_{Brij} — среднемесячная цена на нефть марки *Brent*, взятая за i -й месяц j -го года $\$/bbls$;

\bar{H}_{ij} — среднемесячное значение цены на газ хаба *Henry Hub*, взятое за i -й месяц j -го года в $\$/MMBTU$;

$MO_{Иk}^C$ — математическое ожидание для среднемесячной импортной цены на СПГ рассматриваемой страны, взятое за k -й период наблюдения в $\$/MMBTU$;

$MO_{Эk}^C$ — математическое ожидание для среднемесячной экспортной цены на СПГ рассматриваемой страны, взятое за k -й период наблюдения в $\$/MMBTU$;

MO_{Hk} — математическое ожидание для среднемесячной цены на нефть марки *Brent*, взятое за k -й период наблюдения в $\$/ bbls$;

MO_{Hhk} — математическое ожидание для среднемесячной цены на газ хаба *Henry Hub*, взятое за k -й период наблюдения в $\$/MMBTU$.

Статистические данные по среднемесячной цене на импорт и экспорт СПГ,

нефть марки *Brent* и цене на газ хаба *Henry Hub* приведены в Приложении А [11, 32, 33]. При этом указанная информация по экспорту и импорту СПГ для США переведена из \$/1000 куб. футов в \$/ММВТУ (1000 куб. футов равны 1,028 ММВТУ).

Вычисления математических оценок по выражениям (1)–(4) приведены в Таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1 – Математические ожидания за период с января 2005 по декабрь 2019 гг.

Показатель/математическая оценка		МО _{Ик} ^С	МО _{Эк} ^С	МО _{Нк}	МО _{ННк}
Страна	Республика Корея	10,41	-	-	-
	Тайвань	10,03	-	-	-
	Япония	10,96	-	-	-
	Испания	7,65	-	-	-
	Мексика	4,92	-	-	-
	США	6,06	8,04	-	-
Нефть марки <i>Brent</i>		-	-	76,56	-
Хаб <i>Henry Hub</i>		-	-	-	4,54

Оценки коэффициентов корреляции для определения линейной статистической связи между СВ произведем по следующим выражениям [31]:

$$Rk_{\bar{Y}_{cij}\bar{H}_{Brj}} = \frac{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{Y}_{cij} - MO_{Ик}^C) (\bar{H}_{Brj} - MO_{Нк})}{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{Y}_{cij} - MO_{Ик}^C)^2 \sum_{k=1}^{k=180} (\bar{H}_{Brj} - MO_{Нк})^2}, \quad (5)$$

$$Rk_{\bar{Y}_{cij}\bar{H}_j} = \frac{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{Y}_{cij} - MO_{Ик}^C) (\bar{H}_j - MO_{ННк})}{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{Y}_{cij} - MO_{Ик}^C)^2 \sum_{k=1}^{k=180} (\bar{H}_j - MO_{ННк})^2}, \quad (6)$$

$$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_{Brj}} = \frac{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{\mathcal{E}}_{cij} - MO_{\mathcal{E}k}^c) (\bar{H}_{Brij} - MO_{Hk})}{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{\mathcal{E}}_{cij} - MO_{\mathcal{E}k}^c)^2 \sum_{k=1}^{k=12} (\bar{H}_{Brij} - MO_{Hk})^2}, \quad (7)$$

$$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_j} = \frac{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{\mathcal{E}}_{cij} - MO_{\mathcal{E}k}^c) (\bar{H}_{ij} - MO_{Hk})}{\sum_{k=1}^{k=180} (\bar{\mathcal{E}}_{cij} - MO_{\mathcal{E}k}^c)^2 \sum_{k=1}^{k=12} (\bar{H}_{ij} - MO_{Hk})^2}, \quad (8)$$

где $Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$ — коэффициент корреляции между среднемесячной импортной ценой на СПГ рассматриваемой страны и среднемесячной ценой на нефть марки *Brent* за k -й период наблюдения;

$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_j}$ — коэффициент корреляции между среднемесячной импортной ценой на СПГ рассматриваемой страны и среднемесячной ценой на газ хаба *Henry Hub* за k -й период наблюдения;

$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$ — коэффициент корреляции между среднемесячной экспортной ценой на СПГ рассматриваемой страны и среднемесячной ценой на нефть марки *Brent* за k -й период наблюдения;

$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_j}$ — коэффициент корреляции между среднемесячной экспортной ценой на СПГ рассматриваемой страны и среднемесячной ценой на газ хаба *Henry Hub* за k -й период наблюдения.

Значения коэффициентов корреляции, вычисленные по выражениям (5)–(8) по имеющимся статистическим данным, приведены в Таблице 1.1.2.2.

Таблица 1.1.2.2 – Оценки коэффициентов корреляции по странам (среднемесячные данные)

№ п.п.	Страна	$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$	$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_j}$	$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$	$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{cj}\bar{H}_j}$
1	Республика Корея	0,72	–0,06	–	–
2	Тайвань	0,85	0,11	–	–
3	Япония	0,74	–0,27	–	–
5	Испания	0,79	0,02	–	–

№ п.п.	Страна	$Rk_{\bar{Y}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$	$Rk_{\bar{Y}_{cj}\bar{H}_j}$	$Rk_{\bar{Y}_{cj}\bar{H}_{Brj}}$	$Rk_{\bar{Y}_{cj}\bar{H}_j}$
6	Мексика	0,18	0,96	–	–
7	США	0,16	0,58	0,55	–0,15

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наблюдается линейная статистическая связь между СВ;
- основное влияние на цену импорта СПГ оказывает цена на нефть марки *Brent*, об этом свидетельствуют близкие к «1» величины коэффициентов корреляции рассматриваемых стран;
- в соответствии с Рисунком 1.1.1.4 и Таблицей 1.1.2.2 значения коэффициентов корреляции между среднемесячной импортной ценой на СПГ и среднемесячной ценой на нефть марки *Brent* для основных стран-импортеров составляют: Япония (1 место) 0,74; Республика Корея (3 место) 0,72; Тайвань (4–5 место) 0,85; Испания (6 место) 0,79. Доля импорта указанных четырех стран составляла 49,4 % в общемировом импорте по состоянию на конец 2018 года;
- значительное влияние на импортную цену на СПГ для стран Северной Америки оказывает цена на газ хаба *Henry Hub*, коэффициенты корреляции составляют для Мексики 0,96 и США 0,58, соответственно;
- определенное влияние на экспортную цену на СПГ для США оказывает цена на нефть марки *Brent*, коэффициент корреляции составляет 0,55.

Графически результаты по Таблице 1.1.2.2 с учетом Приложения А представлены на Рисунках 1.1.2.2–1.1.2.4 [11, 32, 33].

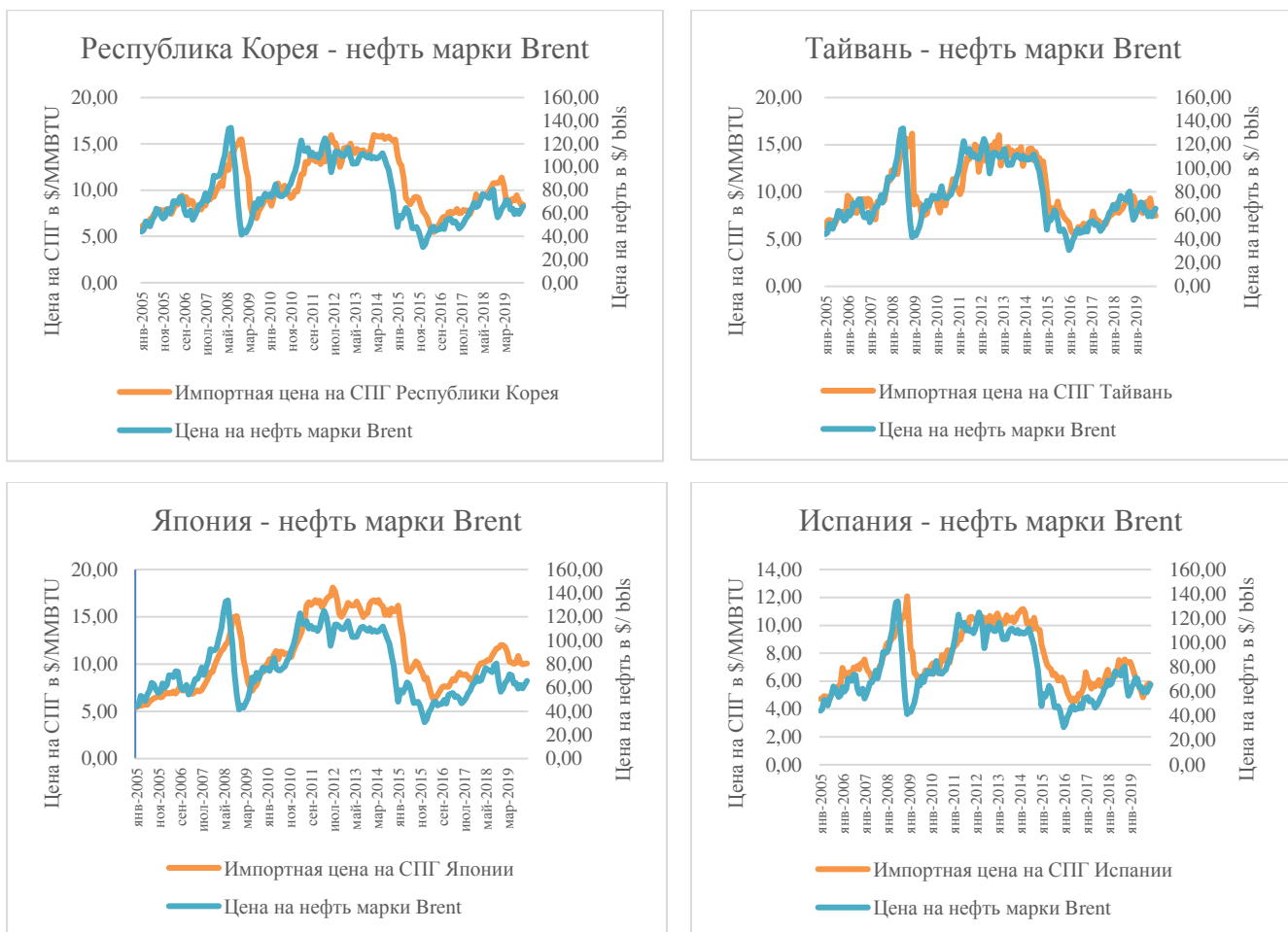


Рисунок 1.1.2.2 – Зависимость импортной цены на СПГ от цены на нефть марки *Brent*

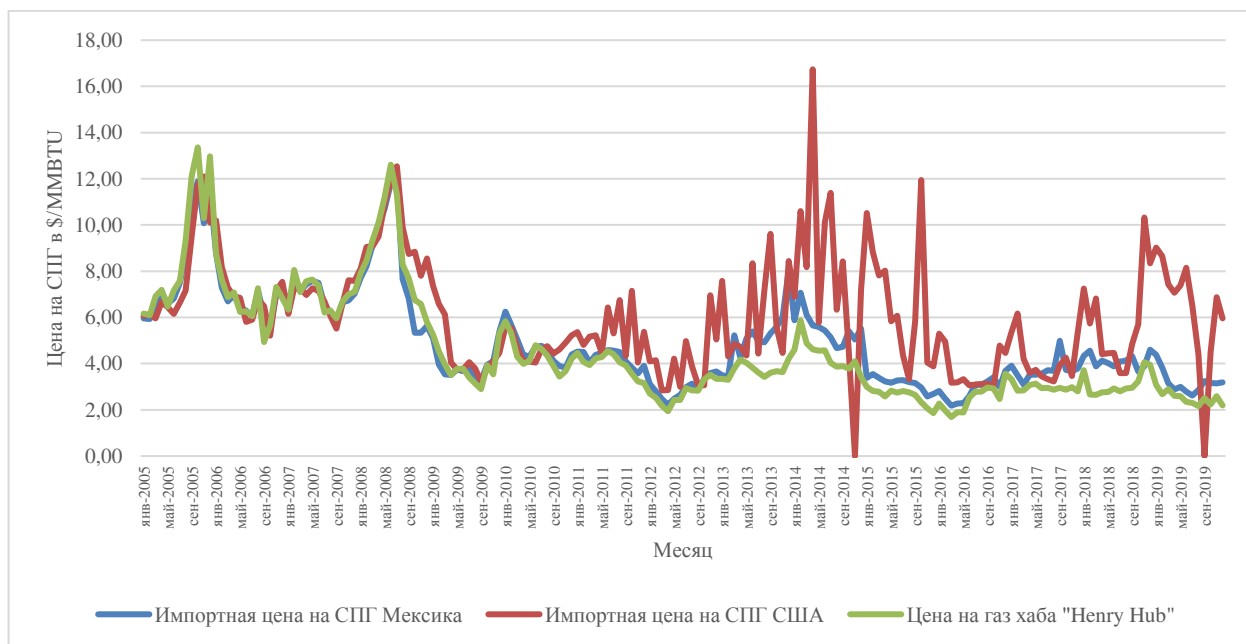


Рисунок 1.1.2.3 – Зависимость импортной цены на СПГ от цены на газ хаба *Henry Hub*

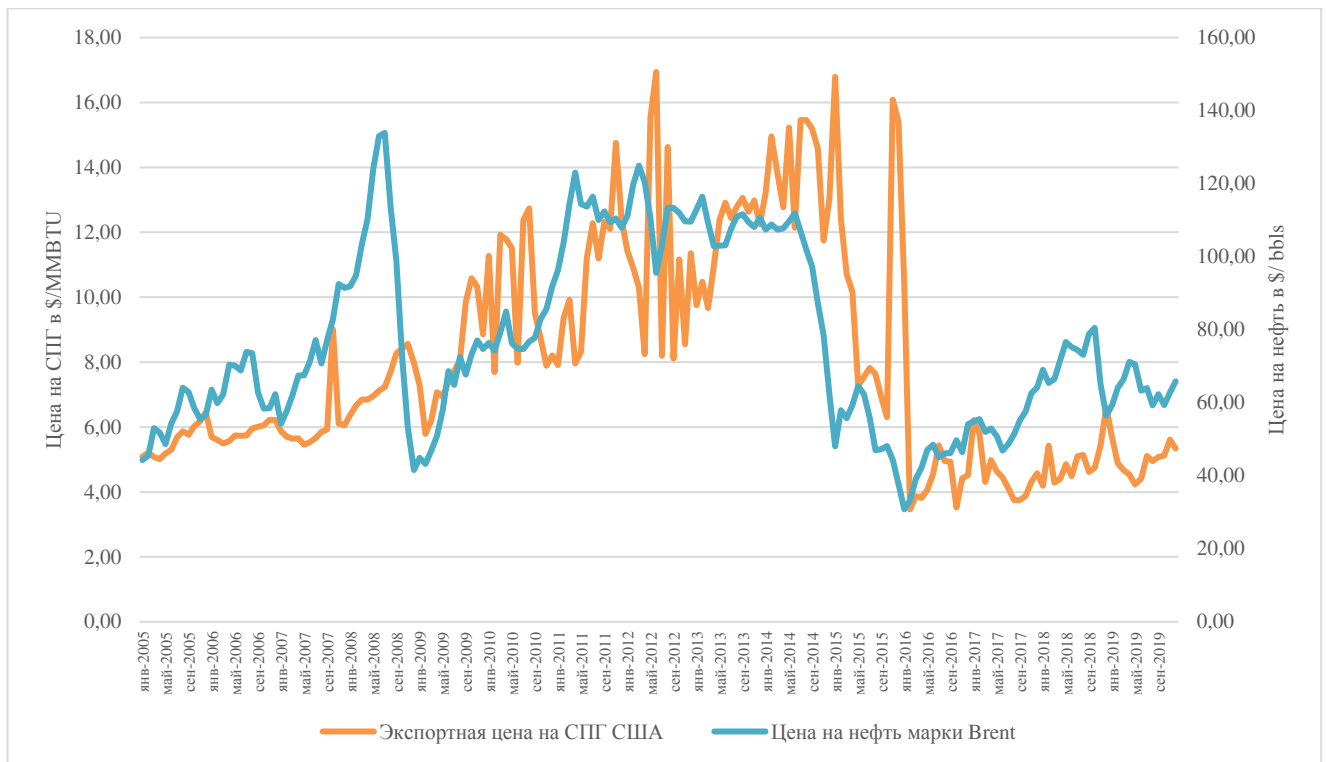


Рисунок 1.1.2.4 – Зависимость экспортной цены на СПГ США от цены на нефть марки *Brent*

Кроме того, в соответствии с Рисунком 1.1.1.1, представляется целесообразным рассмотреть зависимость экспортной цены на СПГ от нефти марки *Brent*, а также от цены на газ хаба *Henry Hub* для первой тройки крупнейших экспортеров СПГ — Катара, Австралии и Малайзии [12].

Статистические данные с 2009 по 2019 годы по экспортной цене в $\$/MMBTU$ указанных стран приведены в Таблице 1.1.2.3. Также с учетом данных Приложения А дополним Таблицу 1.1.2.3 среднегодовой ценой на нефть марки *Brent* в $\$/bbls$ и среднегодовой ценой на газ хаба *Henry Hub*, вычисленными по следующим выражениям [11]:

$$\bar{H}_{Brij}^r = \frac{\sum \bar{H}_{Brij}}{12}, \quad (9)$$

$$\bar{H}_{ij}^r = \frac{\sum \bar{H}_{ij}}{12}, \quad (10)$$

где \bar{H}_{Brij}^r — среднегодовая цена на нефть марки *Brent* в $\$/bbls$;

$\Sigma \bar{H}_{Brij}$ — сумма среднемесячной цены на нефть марки *Brent* за i -й месяцев j -го года в $\$/bbls$;

\bar{H}_{ij}^r — среднегодовая цена на газ хаба *Henry Hub* в $\$/MMBTU$;

$\Sigma \bar{H}_{ij}$ — сумма среднемесячной цены на газ хаба *Henry Hub* за i -й месяцев j -го года в $\$/MMBTU$.

Таблица 1.1.2.3 – Статистические данные по среднегодовой экспортной цене на СПГ ($\$/MMBTU$), среднегодовой цене нефти марки *Brent* ($\$/bbls$) и среднегодовой цене на газ хаба *Henry Hub* ($\$/MMBTU$) [11]

№ п.п.	Страна экспортер	Страна-импортер	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Катар	Япония	10,55	11,90	15,12	16,65	16,09	16,10	10,22	6,04	7,29	9,63	10,78
2		Республика Корея	12,06	12,25	15,38	17,45	16,64	17,01	11,24	6,85	8,17	10,29	11,11
3		Тайвань	3,84	5,43	7,46	10,91	11,57	11,11	7,07	5,44	5,54	6,99	7,00
4	Австралия	Япония	8,55	10,80	13,94	14,84	13,97	14,74	9,50	6,80	7,67	9,56	10,89
5		Республика Корея	7,09	8,10	10,54	13,26	13,14	13,41	8,90	6,86	7,53	9,76	8,70
6		Тайвань	8,86	10,98	12,07	16,03	16,41	17,12	8,74	5,89	7,08	9,21	8,32
7	Малайзия	Япония	9,13	11,31	14,87	17,04	16,39	16,31	10,32	6,45	7,56	9,06	8,91
8		Республика Корея	7,61	8,09	9,28	10,43	12,60	16,00	10,66	6,70	7,13	8,76	8,05
9		Тайвань	8,05	11,72	16,16	17,40	16,40	16,14	9,15	6,76	7,70	9,67	9,46
10	\bar{H}_{Brij}^r		61,86	79,64	111,07	111,96	108,85	98,94	52,37	44,05	54,39	71,07	64,03
11	\bar{H}_{ij}^r		3,92	4,38	3,99	2,75	3,72	4,35	2,60	2,48	2,96	3,12	2,52

Произведем расчеты математических оценок, вычисленных за период с 2009–2019 годов ($n=11$), по следующим выражениям [31]:

$$MO_{игn}^э = \frac{1}{11} \sum_{n=1}^{n=11} \bar{Э}_{иг}^э, \quad (11)$$

$$MO_{Brijn}^r = \frac{1}{11} \sum_{n=1}^{n=11} \bar{H}_{Brij}^r, \quad (12)$$

$$MO_{ijn}^r = \frac{1}{11} \sum_{n=1}^{n=11} \bar{H}_{ij}^r, \quad (13)$$

где $\bar{\Xi}_{иг}^э$ — среднегодовая экспортная цена на СПГ страны-экспортера в страну-импортер за j -й год в $\$/MMBTU$;

$MO_{игn}^э$ — математическое ожидание для среднегодовой экспортной цены на СПГ страны-экспортера в страну-импортер, взятое за n -й период наблюдения в $\$/MMBTU$;

$MO_{Brijn}^г$ — математическое ожидание для среднегодовой цены на нефть марки *Brent* за n -й период наблюдения в $\$/bbls$;

$MO_{ijn}^г$ — математическое ожидание для среднегодовой цены на газ хаба *Henry Hub* за n -й период наблюдения в $\$/MMBTU$;

Результаты вычислений по выражениям (11)–(13) приведены в Таблице 1.1.2.4.

Таблица 1.1.2.4 – Математические ожидания среднегодовой экспортной цены на СПГ, среднегодовой цены нефти марки *Brent* и среднегодовой цены на газ хаба *Henry Hub*

№ п.п.	Страна-экспортер	Страна-импортер	$MO_{игn}^э$	$MO_{Brijn}^г$	$MO_{ijn}^г$
1	Катар	Япония	11,85	–	–
2		Республика Корея	12,59	–	–
3		Тайвань	7,49	–	–
4	Австралия	Япония	11,02	–	–
5		Республика Корея	9,75	–	–
6		Тайвань	10,97	–	–
7	Малайзия	Япония	11,58	–	–
8		Республика Корея	9,57	–	–
9		Тайвань	11,69	–	–
10	Нефти марки <i>Brent</i>		–	78,02	–
11	Цены на газ хаба <i>Henry Hub</i>		–	–	3,34

Произведем расчет оценок коэффициентов корреляции зависимости экспортной цены на СПГ рассматриваемых стран от нефти марки *Brent*, а также от цены на газ хаба *Henry Hub* в целях определения линейной статистической связи между СВ. Указанные вычисления будем производить по следующим выражениям [31]:

$$Rn_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} \bar{H}_{Brij}^{\Gamma}} = \frac{\sum_{n=1}^{11} (\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} - MO_{игn}^{\mathcal{E}}) (\bar{H}_{Brij}^{\Gamma} - MO_{Brijn}^{\Gamma})}{\sum_{n=1}^{11} (\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} - MO_{игn}^{\mathcal{E}})^2 \sum_{k=1}^{180} (\bar{H}_{Brij}^{\Gamma} - MO_{Brijn}^{\Gamma})^2}, \quad (14)$$

$$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} MO_{ijn}^{\Gamma}} = \frac{\sum_{n=1}^{11} (\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} - MO_{игn}^{\mathcal{E}}) (\bar{H}_{ij}^{\Gamma} - MO_{ijn}^{\Gamma})}{\sum_{n=1}^{11} (\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} - MO_{игn}^{\mathcal{E}})^2 \sum_{k=1}^{180} (\bar{H}_{ij}^{\Gamma} - MO_{ijn}^{\Gamma})^2}, \quad (15)$$

где $Rn_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} \bar{H}_{Brij}^{\Gamma}}$ — коэффициент корреляции между среднегодовой импортной ценой на СПГ страны-экспортера в страну-импортер и среднегодовой ценой на нефть марки *Brent* за n -й период наблюдения;

$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} MO_{ijn}^{\Gamma}}$ — коэффициент корреляции между среднегодовой импортной ценой на СПГ страны-экспортера в страну-импортер и среднегодовой ценой на газ хаба *Henry Hub* за n -й период наблюдения.

Результаты вычислений по выражениям (14)–(15) приведены в Таблице 1.1.2.5.

Таблица 1.1.2.5 – Оценки коэффициентов корреляции для Катара, Австралии и Малайзии

№ п.п.	Страна-экспортер	Страна-импортер	$Rn_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} \bar{H}_{Brij}^{\Gamma}}$	$Rk_{\bar{\mathcal{E}}_{иг}^{\mathcal{E}} MO_{ijn}^{\Gamma}}$
1	Катар	Япония	0,95	0,51
2		Республика Корея	0,93	0,51
3		Тайвань	0,77	0,12
4	Австралия	Япония	0,95	0,43
5		Республика Корея	0,87	0,27
6		Тайвань	0,91	0,51

№ п.п.	Страна-экспортер	Страна-импортер	$Rn_{\text{иг}}^{\text{ЭЭ}} \bar{H}_{Brij}^r$	$Rk_{\text{иг}}^{\text{ЭЭ}} \text{MO}_{ijn}^r$
7	Малайзия	Япония	0,95	0,47
8		Республика Корея	0,61	0,41
9		Тайвань	0,98	0,45

Полученные результаты позволяют сделать вывод о наличии линейной статистической связи между экспортной ценой на СПГ основных стран-экспортеров и ценой на нефть марки *Brent*, о чем свидетельствует близкий к «1» коэффициент корреляции.

Графически результаты по Таблицам 1.1.2.2 и 1.1.2.4 представлены на Рисунках 1.1.2.5–1.1.2.7 [11, 32, 33].



Рисунок 1.1.2.5 – Зависимость экспортной цены на СПГ Катара в страны-импортеры от цены на нефть марки *Brent*

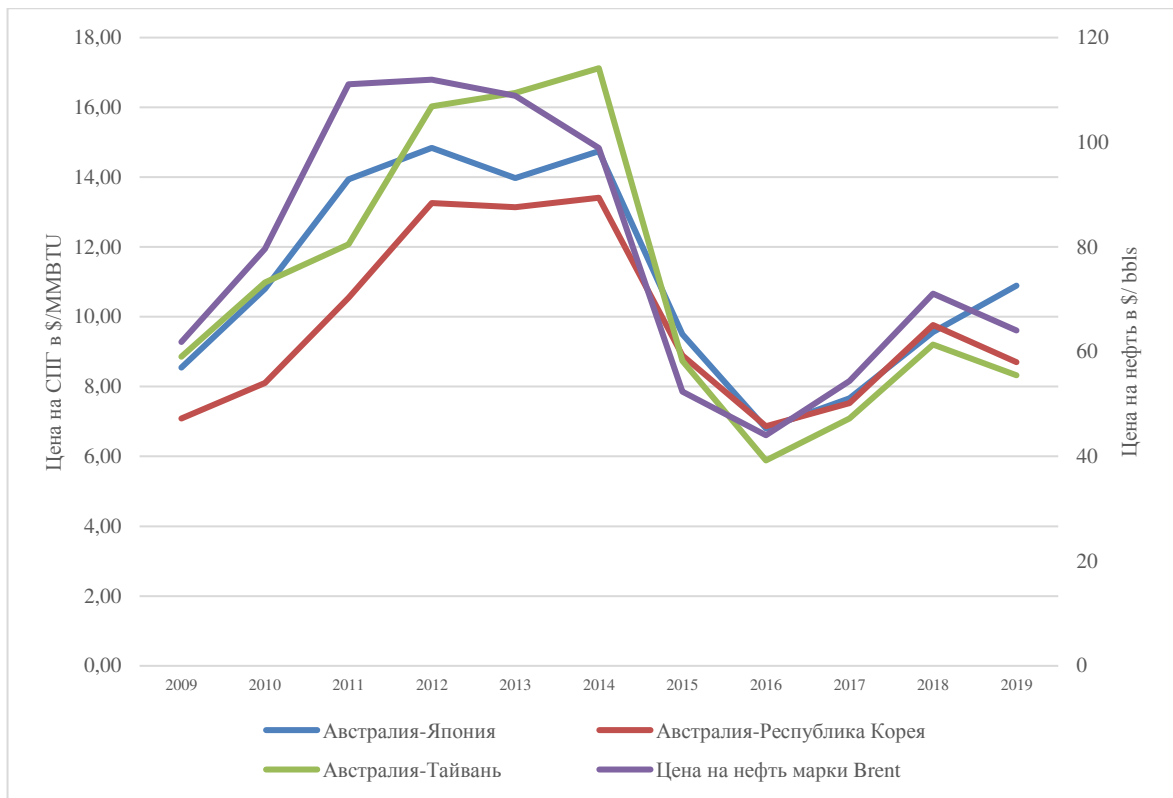


Рисунок 1.1.2.6 – Зависимость экспортной цены на СПГ Австралии в страны-импортеры от цены на нефть марки *Brent*

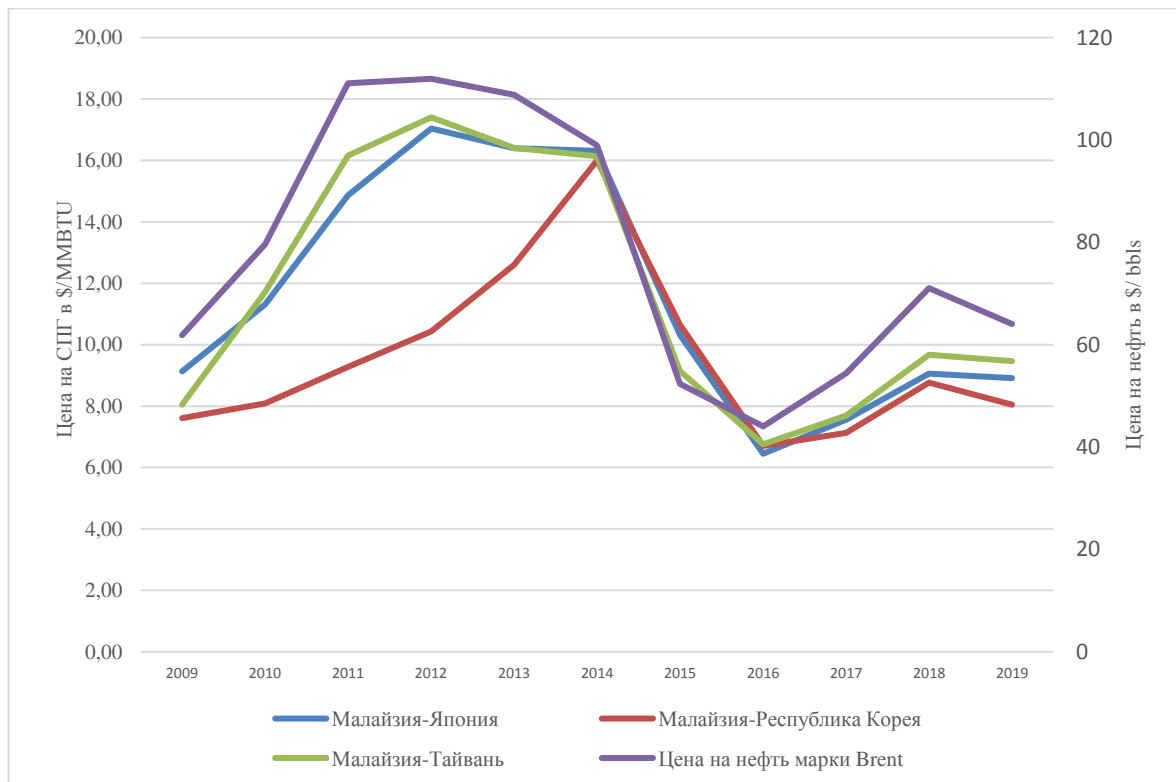


Рисунок 1.1.2.7 – Зависимость экспортной цены на СПГ Малайзии в страны-импортеры от цены на нефть марки *Brent*

С учетом проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Ценообразование на импорт СПГ для основных стран-импортеров (Япония, Республика Корея, Тайвань и Испания) зависит от цены на нефть марки *Brent*, о чем свидетельствует коэффициент корреляции, находящийся в диапазоне от 0,72 до 0,85 для указанных стран.

2. Цена на экспорт СПГ для основных стран-экспортеров (Катар, Австралия и Малайзия) имеет линейную статистическую зависимость с ценой на нефть марки *Brent*, в связи с близким к «1» коэффициентом корреляции.

3. Ценообразование на импорт СПГ для стран Северной Америки (США, Мексика) имеет высокую степень тесноты линейной зависимости с ценой на газ хаба *Henry Hub*.

4. Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о превалирующем воздействии к привязке на стоимость нефти для установления цены на импорт или экспорт СПГ, по сравнению с конкуренцией источников газа.

1.1.3. Анализ транспортировки сжиженного природного газа

В настоящее время транспортировка СПГ до потребителей, как правило, осуществляется с помощью наземного (автомобильный, железнодорожный) и водного транспорта (с помощью танкеров-газовозов) (Рисунок 1.1.3.1).

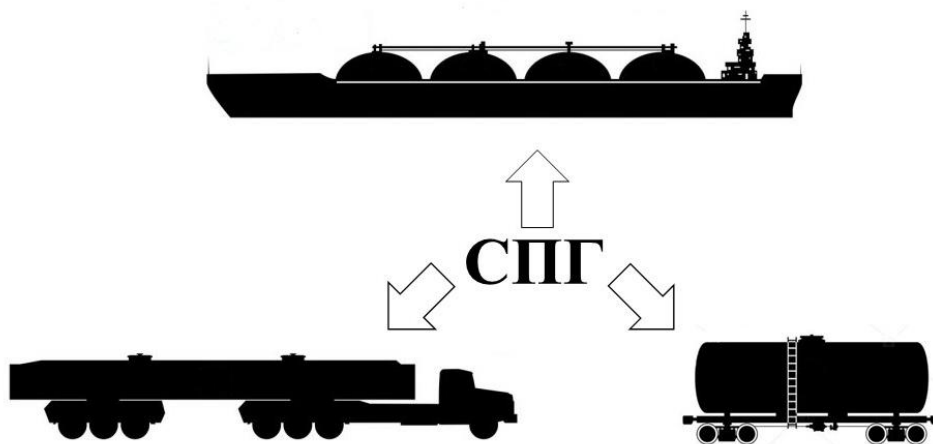


Рисунок 1.1.3.1 – Варианты транспортировки сжиженного природного газа

Российская Федерация устанавливает требования к качеству и транспортировке СПГ в соответствии с ГОСТ Р 56021–2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия».

Указанный ГОСТ предъявляет требования к СПГ, используемому в качестве моторного топлива для двигателей внутреннего сгорания, а также топлива для энергетических установок промышленного и коммунально-бытового назначения, и подразделяет качество СПГ в соответствии со следующими марками:

- марка А — сжиженный природный горючий газ высокой чистоты, обладающий постоянной теплотой сгорания, используемый в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок с узкими пределами регулирования;
- марка Б — сжиженный природный горючий газ, используемый в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания;
- марка В — сжиженный природный горючий газ, используемый в качестве топлива для энергетических установок.

При этом, в соответствии с разделом IX данного ГОСТ, СПГ транспортируют всеми видами транспорта в криогенных резервуарах в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта [34].

Резервуар, предназначенный для накопления, хранения под избыточным давлением, транспортировки и выдачи потребителю криогенной жидкости (СПГ), называется криогенным [35].

Принимая во внимание изложенное, транспортное средство для транспортировки СПГ должно обладать криогенным резервуаром, изготовленным в соответствии с нормами и стандартами, в целях безопасной доставки СПГ потребителю. Для анализа транспортировки СПГ представляется целесообразным рассмотреть специфику и технологию перевозки СПГ наземным и водным транспортом.

Автомобильный и железнодорожный транспорт для перевозки СПГ используется для небольших расстояний в целях проведения бункеровки морских или речных судов или для снабжения автозаправочных станций. Под бункеровкой понимается погрузка на морское или речное судно запасов топлива [36].

Автомобильная транспортировка СПГ

По своим свойствам СПГ относится к опасным грузам. Соответственно, при транспортировке СПГ любым видом транспорта к нему должны предъявляться повышенные требования.

Требования безопасности при автомобильной транспортировке СПГ изложены в Европейском соглашении о международной дорожной перевозке опасных грузов (ДОПОГ), подписанном в Женеве 30.09.1057. Согласно ДОПОГ, СПГ относится к классу 2. Газы, подклассу 2.1. Легковоспламеняющиеся газы.

Под легковоспламеняющимися газами понимаются те, которые при температуре 20 °С и нормальном давлении 101,3 кПа:

- являются воспламеняющимися в смеси с воздухом при их концентрации не более 13 % по объему;
- имеют диапазон концентрационных пределов воспламеняемости в смеси с воздухом не менее 12 процентных пунктов, независимо от величины нижнего концентрационного предела воспламеняемости [37].

Номер ООН для перевозки СПГ, согласно ДОПОГ, — 1972, классификатор 3 F (метан охлажденный жидкий или газ природный охлажденный жидкий с высоким содержанием метана) [38, 39].

В Российской Федерации перевозка СПГ регламентируется приказом Минтранса России от 05.09.2016 № 262 «О внесении изменений в Правила обеспечения безопасности перевозок пассажиров и грузов автомобильным транспортом и городским наземным электрическим транспортом, утвержденные приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 15 января 2014 года № 7, и признании утратившими силу некоторых нормативных правовых актов Министерства транспорта Российской Федерации» [40]. Согласно

указанному приказу, требования в отношении транспортировки СПГ автомобильным транспортом в Российской Федерации аналогичны ДОПОГ.

СПГ перевозится автомобильным транспортом с помощью автомобильных криогенных цистерн или танк-контейнеров. Вид автомобильных криогенных цистерн показан на Рисунке 1.1.3.2 [41].



Рисунок 1.1.3.2 – Автомобильные криогенные цистерны [41]

Данный автомобильный способ транспортировки СПГ распространен, но при этом предъявляет требования к безопасному хранению СПГ в криогенных цистернах. Кроме того, автомобильные криогенные цистерны значительно увеличивают себестоимость доставки груза, а также требуют дополнительной обработки и перелива, что увеличивает возможность потери продукта [1].

Криогенные танк-контейнеры используются для транспортировки жидких газов. Преимущество использования танк-контейнеров, по сравнению с автомобильными криогенными цистернами, состоит в возможности их более оперативной перевалки с одного вида транспорта на другой, без использования наливных терминалов.

Конструктивно танк-контейнер представляет из себя стальную цистерну, обрамленную в горизонтальном положении прямоугольным металлическим каркасом или имеющую специальные элементы, адаптирующие ее к установке и

креплению на транспортное средство, а также обеспечивающие штабелирование (Рисунок 1.1.3.3) [42, 43].



Рисунок 1.1.3.3 – Танк-контейнер для транспортировки СПГ [42]

Танк-контейнер является одновременно и транспортным средством, и транспортной тарой, что позволяет не производить операции слива/налива и, как следствие, ограничить потери груза [1].

Танк-контейнеры, как правило, подразделяются на 20-футовые и 40-футовые. При этом 40-футовые танк-контейнеры чаще применяются для транспортировки сжиженных или сжатых газов.

Пример технических характеристик танк-контейнера приведен в Таблице 1.1.3.1 [44].

Таблица 1.1.3.1 – Технические характеристики танк-контейнера [44]

Тип продукции	Сжиженные газы
Объем	от 17500 до 35000 литров
Тара	От 5,5 тонн
Максимальный вес	От 24 до 30 тонн

Скорость загрузки	Примерно 18,5 тонн
Максимальное давление	16,89 Бар
Минимальная толщина цистерны из нержавеющей стали	от 3 до 6 мм
Вес пустого контейнера	от 2700 до 4700 кг

Железнодорожная транспортировка СПГ

Транспортировка СПГ с помощью железнодорожного транспорта осуществляется с помощью специальных криогенных вагонов-цистерн и контейнеров-цистерн (Рисунок 1.1.3.4) [45].



Рисунок 1.1.3.4 – Криогенный вагон-цистерна для транспортировки СПГ [45]

Пример технических характеристик криогенного вагона-цистерны приведен в Таблице 1.1.3.2 [45].

Таблица 1.1.3.2 – Технические характеристики криогенного вагона-цистерны [45]

Вместимость	65,4 куб. м
Вес перевозимого СПГ	23,5 т
Вес порожнего криогенного вагона-цистерны	41,9 т
Максимальное рабочее давление	0,5 МПа

Транспортировка СПГ с помощью водного транспорта

СПГ водным транспортом перевозится при помощи танкеров-газовозов. Под танкером-газовозом понимается судно, предназначенное для перевозки наливом сжиженных газов [46].

Эксплуатация первого в мире танкера-газовоза для транспортировки СПГ (танкер-газовоз) Methane Pioneer началась 25.01.1959. Указанный танкер-газовоз был переоборудован из сухогруза типа «Либерти» времен Второй мировой войны и совершил рейс из порта Луизиана (США) на остров Конвей (Великобритания) с грузом 5000 куб. м СПГ (Рисунок 1.1.3.5) [47, 48].



Рисунок 1.1.3.5 – Внешний вид танкера-газовоза Methane Pioneer [48]

К концу 2018 года мировой флот танкеров-газовозов насчитывал 525 единиц, включая плавучие регазификационные установки (ПРГУ) [49].

Под ПРГУ понимается танкер-газовоз, который используется для приема, хранения СПГ в танках корпуса, регазификации и дальнейшей передачи регазифицированного природного газа потребителям через сеть газопроводов. К концу 2018 года мировой флот ПРГУ насчитывал 31 единицу [4]. По состоянию на апрель 2020 года единственной российской ПРГУ является «Маршал Василевский», ее длина — 294,7 м, ширина — 46,4 м, вместимость грузовых танков (емкостей для перевозки СПГ) — 174 тыс. куб. м (Рисунок 1.1.3.6) [50].



Рисунок 1.1.3.6 – Плавучая регазификационная установка «Маршал Василевский» [50]

При этом основная торговля СПГ с помощью танкеров-газовозов в 2018 году осуществлялась между основными экспортерами и импортерами, согласно подразделу 1.1.1. (Рисунок 1.1.3.7) [49].



Рисунок 1.1.3.7 – Основные торговые пути СПГ в 2018 г. [49]

Принимая во внимание Рисунок 1.1.3.7 под терминалом по регазификации СПГ (СПГ-терминал) понимается специальный регазификационный терминал, который состоит из причала, сливной эстакады, резервуаров для хранения, испарительной системы, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учета [14].

Требования по безопасной перевозке СПГ на танкерах-газовозах изложены в следующих нормативах:

- Глава VII «Перевозка опасных грузов», Часть С «Конструкция и оборудование судов, перевозящих сжиженные газы наливом» Международной конвенции по охране человеческой жизни на море 1974 года;
- Международный кодекс постройки и оборудования судов, перевозящих сжиженные газы наливом (*IGS Code*), применяется к новым танкерам-газовозам, построенным после 01.07.1986;
- Кодекс постройки и оборудования судов, перевозящих сжиженные газы наливом (*Gas Code*), применяется к танкерам-газовозам, построенным в период между декабрем 1976 г. — июлем 1986 г.;
- Кодекс для существующих судов, перевозящих сжиженные газы наливом (*EGC*), применяется для судов, построенных до декабря 1976 г. [47, 51–54].

Указанные документы разработаны и приняты Международной морской организацией (ИМО). Данная организация является специализированным учреждением Организации Объединенных Наций по вопросам, связанным с торговым мореплаванием. Российская Федерация как правопреемница Союза Советских Социалистических Республик является членом ИМО с 1959 года. Кроме международных документов требования к танкерам-газовозам предъявляются в документах, разработанных надзорными органами, в частности для Российской Федерации — ФАУ «Российский морской регистр судоходства» [55, 56].

В соответствии со своей грузоподъемностью танкера-газовозы подразделяются на:

– *Conventional* — объем транспортируемого СПГ от 125000 до 170000 куб. м (пример указанного танкера-газовоза *Al Marrouna* вместимостью 149539 куб. м приведен на Рисунке 1.1.3.8);

– *Q-Flex* — объем транспортируемого СПГ от 210000 до 217000 куб. м (пример указанного танкера-газовоза *Fraiha* вместимостью 210100 куб. м приведен на Рисунке 1.1.3.9);

– *Q-Max* — объем транспортируемого СПГ свыше 250000 куб. м, всего в мире существует 14 танкеров-газовозов данного размера, и все они принадлежат компании *Qatar Gas Transport Company (Nakilat)* (пример указанного танкера-газовоза *Zarga* вместимостью 266000 куб. м приведен на Рисунке 1.1.3.10) [57–59].

В отдельную группу выделяют танкеры-газовозы *Yamalmax*, имеющие габариты, позволяющие им пройти через подходной канал к порту Сабетта (полуостров Ямал) [54]. Пример указанного танкера-газовоза *Christophe de Margerie* вместимостью 172600 куб. м приведен на Рисунке 1.1.3.11 [60].



Рисунок 1.1.3.8 – Танкер-газовоз *Al Marrouna* (типоразмер Conventional) [59]



Рисунок 1.1.3.9 – Танкер-газовоз *Fraiha* (типоразмер Q-Flex) [59]



Рисунок 1.1.3.10 – Танкер-газовоз *Zarga* (типоразмер Q-max) [59]



Рисунок 1.1.3.11 – Танкер-газовоз *Christophe de Margerie* (типоразмер Yamalmax) [59]

Кроме грузоподъемности, представляется целесообразным провести классификацию танкеров-газовозов по конструкции танков.

В соответствии с *IGS Code* типы танков танкеров-газовозов приведены в Таблице 1.1.3.3 [52].

Таблица 1.1.3.3 – Типы танков согласно *IGS Code* [52]

Автономные	Мембранные	Полумембранные	Встроенные
Тип А			
Тип В			
Тип С			

Автономными танками являются самонесущие танки, которые не являются частью корпуса судна и не участвуют в обеспечении его прочности [52]. Под прочностью судна понимается его способность противостоять, не разрушаясь, действию сил веса, сил плавучести, сил сопротивления воды и сил инерции [61].

Автономными танками типа А являются танки, выполненные в соответствии с нормами и стандартами, признанными в торговом мореплавании, а также если они выполнены с использованием плоских поверхностей, то расчетное давление паров в них должно составлять менее 0,07 МПа. Дополнительно, если температура СПГ в процессе транспортировки при нормальном атмосферном давлении ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, необходимо предусмотреть полный дополнительный барьер.

Под расчетным давлением паров понимается максимальное манометрическое давление в верхней части танка, используемое для целей расчета танка.

Дополнительный барьер — внешний элемент системы удержания груза, не пропускающий жидкость, предназначенный для временного удержания любой возможной утечки жидкого груза через основной барьер и для предотвращения понижения температуры корпусных конструкций до небезопасного уровня

Признанные нормы и стандарты — применимые международные или национальные стандарты, приемлемые для правительства государства, под флагом которого танкер-газовоз имеет право плавания, либо стандарты, установленные и поддерживаемые признанной организацией [52].

Автономные танки типа А представляют из себя призматический грузовой танки, изготовленные из термостойкого алюминия или стали с содержанием никеля 9 % [47].

Автономными танками типа В являются танки, спроектированные с использованием модельных испытаний, уточненных способов анализа и аналитических методов определения уровней напряжений и характеристик усталостной долговечности и трещинообразования. При этом если данные танки выполнены с использованием плоских поверхностей (призматические танки), расчетное давление паров должно составлять менее 0,07 Мпа. Дополнительно, если температура СПГ в процессе транспортировки при нормальном атмосферном давлении ниже -10 °С, должен быть предусмотрен частичный дополнительный барьер с системой защиты от незначительных утечек [52].

В части надзора за данными танками требования к ним предъявляются как к сосудам под давлением, за исключением того, что именно вес груза, а не давление его паров является преобладающим проектным параметром. Частичный дополнительный барьер с системой защиты от незначительных утечек в общем виде представляет собой большой поддон [47].

Представителями указанного типа являются танки типа *Moss* и *IHI SPB*.

Грузовые емкости типа *Moss* считаются одними из лучших криогенных резервуаров для транспортировки СПГ, поскольку их сферическая форма обеспечивает минимальную площадь поверхности танков при заданном объеме [4].

Указанные танки изготавливаются из хладостойкого алюминиевого сплава. Их диаметр находится в диапазоне от 37 до 44 м, масса танка составляет порядка 700 т и более. Указанный выше частичный дополнительный барьер в виде поддона изготавливается из нержавеющей стали либо алюминиевого сплава и

должен удерживать максимально возможную расчетную течь в течение 15 дней [62].

Поперечный разрез танкера-газовоза с танками типа Moss представлен на Рисунке 1.1.3.12 [63].

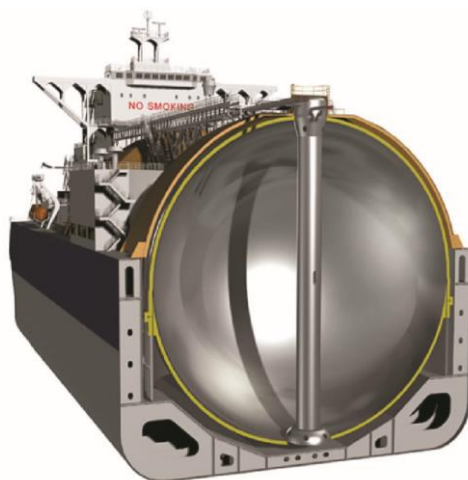


Рисунок 1.1.3.12 – Поперечный разрез танкера-газовоза с танками типа Moss [63]

Крупнейший в мире танкер-газовоз *Pacific Breeze* с танками типа *Moss* компании *Kawasaki Heavy Industries* обладает вместимостью 182000 куб. м СПГ (Рисунок 1.1.3.13). Кроме того, указанная компания разработала танки типа *Moss* несферического типа. Данная конструкция при той же надежности увеличивает вместимость на 15 %. Данные танки установлены на танкере-газовозе *Seri Camellia* (Рисунок 1.1.3.14) [4, 59].



Рисунок 1.1.3.13 – Крупнейший танкер-газовоз *Pacific Breeze* с танками типа *Moss* [59]



Рисунок 1.1.3.14 –Танкер-газовоз *Seri Camellia* с несферическими танками типа *Moss* [59]

К основным преимуществам использования танков типа Moss стоит отнести то, что они работают как сосуд под давлением, и, как следствие, допускается большое избыточное давление при их использовании, а также отсутствие ограничений по уровню заполнения танков. К недостаткам стоит отнести большие размеры и массу танков, что влечет за собой ухудшение маневренности судна [4, 62]. Под маневренностью судна понимается совокупность навигационных свойств судна, обеспечивающая его перемещение в нужном направлении с требуемой скоростью за необходимый отрезок времени [61].

Грузовые танки типа *IHI SPB* были разработаны в Японии и были впервые установлены на танкерах-газовозах *Arctic Sun* и *Polar Eagle*.

Указанные танки, как правило, изготавливаются из алюминиевого сплава или нержавеющей стали. Их преимуществами являются надежная конструкция, простота обслуживания, компактное расположение, что, в свою очередь, обеспечивает незагроможденную палубу (по сравнению с танками типа *Moss*), высокая остойчивость, удобное использование указанных танков для ПЗ СПГ [4, 62]. Под остойчивостью понимается способность судна, выведенного

наклонением какими-либо силами из положения равновесия, возвращаться к нему после устранения причины, вызвавшей наклонение [61].

Основным недостатком данных танков является высокая цена их изготовления [62]. Конструкция танка *IHI SPB* представлена на Рисунке 1.1.3.15 [64].

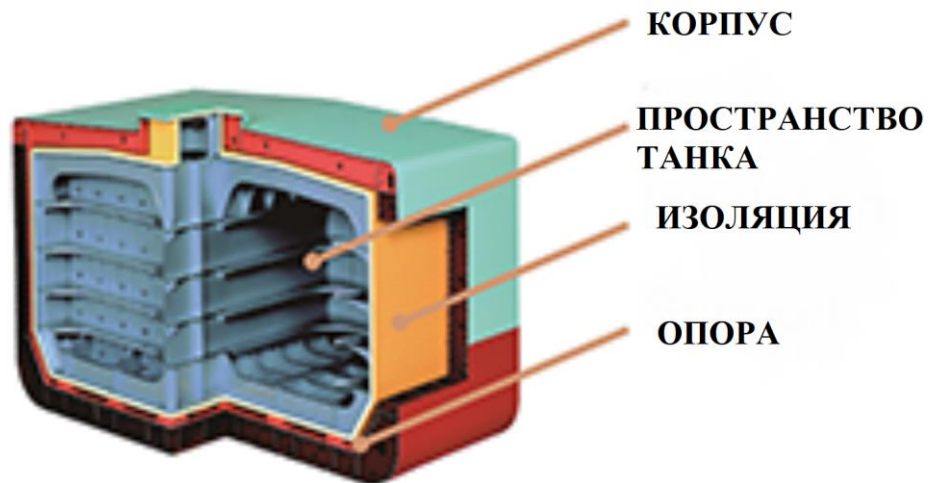


Рисунок 1.1.3.15 – Конструкция танка IHI SPB [64]

Данные танки не нашли широкого применения, однако их модернизированная версия была установлена на недавно построенных танкерах-газовозах *Energy Liberty* и *Energy Glory*, Рисунок 1.1.3.16 [4, 59].



Рисунок 1.1.3.16 – Танкер-газовоз *Energy Glory* [59]

Автономными танками типа С являются танки, сконструированные в соответствии с критериями для сосудов под давлением [52]. Поскольку требования к безопасности и надежности конструкций сосудов под давлением высоки, то наличие вторичного барьера при использовании данных танков не требуется [47].

Указанные танки используются для танкеров-газовозов малых размеров, применяемых для каботажного плавания [62]. Каботажным плаванием является судоходство между портами одной страны [65]. На Рисунке 1.1.3.17 представлен танкер-газовоз *Pioneer Knutsen* с автономными танками типа С [59].



Рисунок 1.1.3.17 – Танкер-газовоз *Pioneer Knutsen* [59]

Мембранные танки являются не самонесущими танками и представляют собой тонкую оболочку (мембрану), непроницаемую для жидкостей и газов, поддерживаемую через изоляцию прилегающими конструкциями корпуса [52].

Данная система впервые была использована в 1969 году, рабочее давление мембранных танков составляет около 0,25 бара [47].

Существует три основных типа мембранных танков, разработанных компанией *Gaztransport et Technigas of France (GTT)* [4]:

1. *GTT Mark III*.

Мембрана в указанных танках сделана из листовой нержавеющей стали толщиной около 1,2 мм с гофрами для компенсации термоусадки при захлаживании танка [62].

Устройство мембранного танка типа *GTT Mark III* представлено на Рисунке 1.1.3.18 [66].

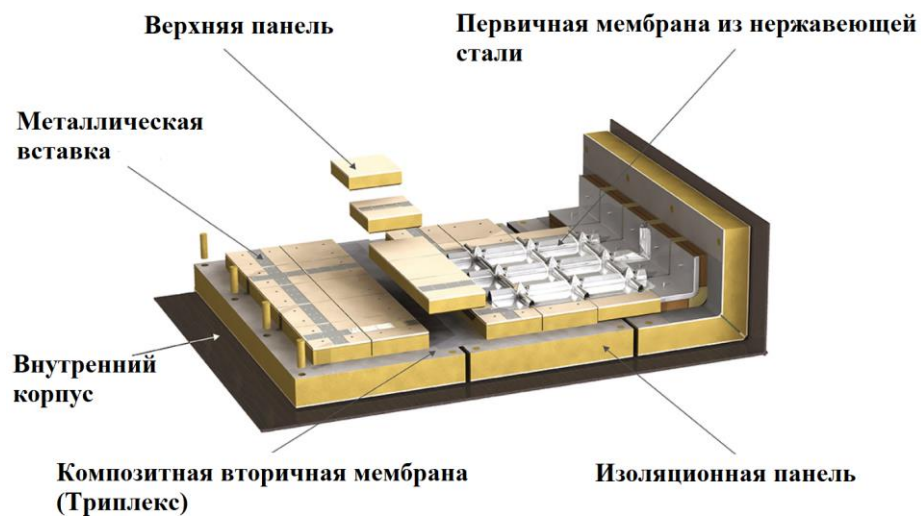


Рисунок 1.1.3.18 – Устройство мембранного танка типа *GTT Mark III* [66]

2. *GTT № 96*.

Танки указанной конструкции имеют первичную и вторичные мембраны толщиной около 0,7 мм, изготовленные из инвара (сталь с высоким содержанием никеля) с очень малым коэффициентом температурного расширения. Особенности указанной конструкции влекут отсутствие напряжения и деформации мембраны при охлаждении [62].

Устройство мембранного танка типа *GTT № 96* представлено на Рисунке 1.1.3.19 [66].



Рисунок 1.1.3.19 – Устройство мембранного танка типа *GTT* № 96 [66]

3. *CS1*.

Данный тип является одним из самых новых, применяемых для мембранных танков. Он создан как комбинация *GTT Mark III* и *GTT* № 96. Первичный барьер взят у типа *GTT* № 96, а вторичный барьер из триплекса и изоляционный слой взяты у типа *GTT Mark III* [4].

Преимуществами мембранных танков являются максимальное использование корпуса судна для СПГ, плоская свободная палуба для размещения оборудования, повышенный навигационный обзор по сравнению с танками типа *Moss*. К недостаткам стоит отнести стоимость строительства данных танков [4, 62].

Полумембранными танками являются не самонесущие танки, которые состоят из плотной оболочки, части которой поддерживаются через изоляцию прилегающими конструкциями корпуса [52].

Основное отличие данных танков от мембранных состоит в том, что в порожнем состоянии они способны выдержать свой вес. Однако в груженом состоянии основой несущей конструкции является корпус судна (как у мембранных танков) [47].

Встроенные танками являются танки, которые образуют общую часть конструкций корпуса судна и испытывают те же нагрузки, что и вызывающие напряжения в прилегающих конструкциях корпуса судна [52].

Помимо транспортировки СПГ водным транспортом с помощью танкеро-газовозов, стоит отметить увеличивающиеся темпы перевода морской техники на СПГ.

Рост числа судов, использующих СПГ в качестве топлива, обусловлен введением жестких экологических требований *ИМО* в части контроля выбросов окислов азота (*NECA*) и серы (*SECA*) и созданием особых районов морских акваторий, где осуществляется контроль данных выбросов. Так, с 1 января 2020 года содержание серы в судовом топливе не должно превышать 0,5 % [67]. Динамика пополнения газотопливного флота по годам представлена на Рисунке 1.1.3.20 [68]. При этом под газотопливным понимается судно, энергетическая установка которого использует природный газ в качестве топлива, а также судно оборудовано топливной системой, способной обеспечить использование данного вида топлива.

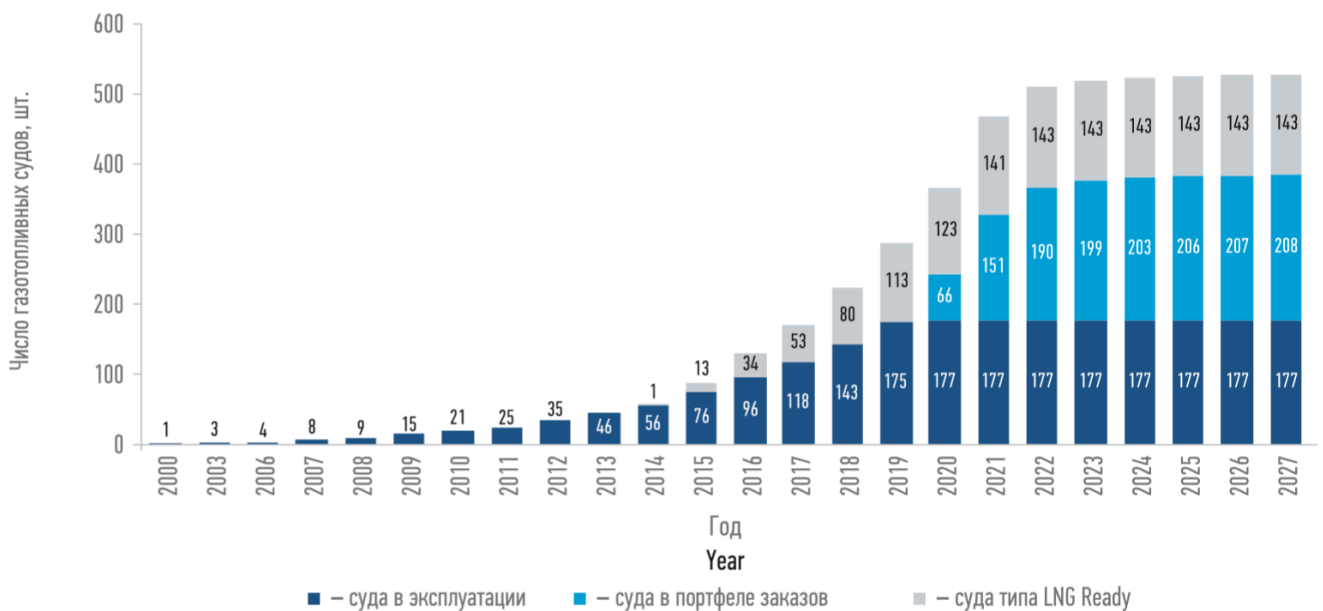


Рисунок 1.1.3.20 – Динамика пополнения газотопливного флота по годам [68]

Кроме требований *ИМО*, общемировой правовой основой действий по ограничению воздействия на окружающую среду является Рамочная конвенция ООН об изменении климата 1992 года [69]. Кроме указанной

конвенции, существенными нормативно-правовыми документами являются Киотский протокол 1997 года [70] и Парижское соглашение 2015 года об изменении климата, которое регулирует объемы выбросов парниковых газов начиная с 2020 года [71].

Мировой объем грузов, перевозимых в результате международных торговых операций, составляет около 12 млрд тонн, из которых около 60 % приходится на перевозки водным транспортом, 22 % на перевозки железнодорожным транспортом, 8–10 % на автомобильный и воздушный транспорт вместе [72]. При этом, согласно статистике ООН, доля мирового судоходства в общем объеме выбросов углекислого газа, являющегося основным парниковым газом, составляет около 2,2 %, что в абсолютном исчислении равно примерно 800 миллионам тонн CO₂ в год [73].

К основным преимуществам СПГ в качестве судового топлива стоит отнести:

- низкую стоимость;
- выбросы загрязняющих веществ значительно ниже, по сравнению с традиционным судовым топливом;
- упрощение ликвидации аварийных разливов, по сравнению с судовым топливом, так как СПГ в конечном счете практически полностью испаряется. Данное обстоятельство особенно важно при работах в покрытых льдами водах.

Основными факторами, замедляющими внедрение СПГ, являются:

- нежелание судовладельцев менять судовые энергетические установки, работающие на остаточном нефтяном и (или) дизельном топливе;
- высокие цены на двухтопливные судовые энергетические установки;
- отсутствие инфраструктуры для бункеровки судов;
- снижение полезного тоннажа судна за счет топливных цистерн СПГ.

Кроме того, важным фактором, препятствующим более активному внедрению СПГ как судового топлива, является неоднозначная ситуация с наличием нормативной базы различного уровня в Российской Федерации. Принимая во внимание изложенное, необходима разработка нормативных

документов по следующим технологическим операциям: грузовые операции судна-бункеровщика СПГ и бункеровка судов СПГ, включая бункеровку из стационарных береговых и мобильных хранилищ (криогенных авто- и железнодорожных цистерн и танк-контейнеров), а также при использовании иной инфраструктуры и оборудования [74].

С учетом проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Для трансконтинентальной транспортировки СПГ используются танкеры-газовозы. При этом критерий выбора типа танка зависит от конкретного назначения танкера-газовоза и географии его работы.

2. Крупнейшим флотом танкеров-газовозов обладает компания *Qatar Gas Transport Company (Nakilat)*, что обусловлено позицией Катара как главного мирового экспортера СПГ.

3. Автомобильная и железнодорожная транспортировка СПГ используется для небольших расстояний в целях проведения бункеровки морских или речных судов или для снабжения автозаправочных станций.

4. Использование танк-контейнеров, по сравнению с криогенными цистернами, при автомобильной транспортировке СПГ экономически более целесообразно.

5. С учетом ужесточения мер экологического характера по использованию судовых энергетических установок, работающих на остаточном нефтяном и (или) дизельном топливе, возрастает тенденция по установке на вновь строящихся судах энергетических установок, использующих СПГ в качестве основного вида топлива.

1.2. Состояние отечественной отрасли по сжижению природного газа и его транспортировке на современном этапе

1.2.1. Анализ рынка сжиженного природного газа в России

На текущий момент в Российской Федерации реализуется пять крупных СПГ-проектов:

- «Арктик СПГ 2» (потенциальная мощность производства — до 19,8 млн тонн СПГ в год);
- «Ямал СПГ» (до 17,4 млн тонн СПГ в год);
- «Сахалин-2» (16,2 млн тонн СПГ в год);
- «Балтийский СПГ» (13 млн тонн СПГ в год);
- «Дальневосточный СПГ» (6,2 млн тонн СПГ в год) [75].

Проект «Сахалин-2»

Первый СПГ-завод был установлен в рамках проекта «Сахалин-2». Указанный проект начал реализовываться в 1996 году. Добыча производится на Лунском и Пильтун-Астохском месторождениях.

В проекте участвуют ПАО «Газпром» (50 % плюс одна акция), британско-нидерландская компания *Royal Dutch Shell* (27,5 %) и японские компании *Mitsui* и *Mitsubishi* (12,5 % и 10 %, соответственно). Оператором работ является компания «Сахалин Энерджи». Объем месторождения составляет 600 млн т нефти и конденсата и 700 млрд куб. м газа.

В рамках проекта «Сахалин-2» впервые в Российской Федерации установлены морские нефтегазодобывающие платформы, построен завод по производству сжиженного природного газа, который позволил российскому газу выйти на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и Северное побережье Америки [76-77]. Схема проекта «Сахалин-2» приведена на Рисунке 1.2.1.1 [21].

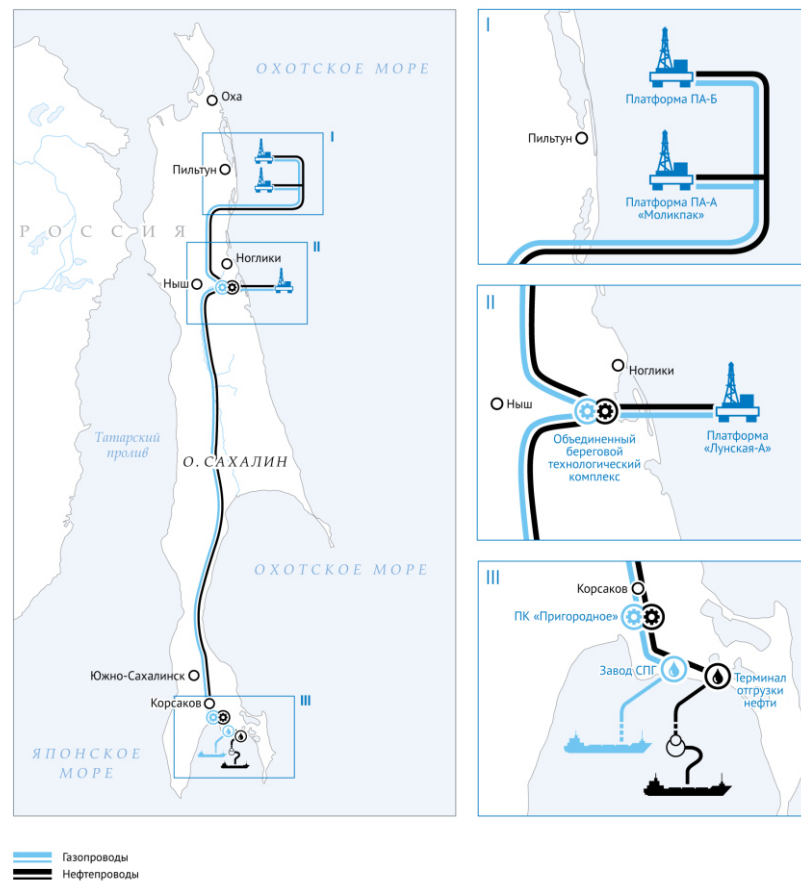


Рисунок 1.2.1.1 – Схема проекта «Сахалин-2» [21]

Основные этапы развития проекта «Сахалин-2»:

- июнь 1994 года — подписание соглашения о разделе продукции;
- июль 1999 года — начало сезонной добычи нефти;
- апрель 2007 года — вхождение ПАО «Газпром» в проект;
- декабрь 2008 года — переход на круглогодичную добычу и отгрузку нефти;
- 18 февраля 2009 года — запуск СПГ-завода;
- март 2009 года — отгрузка первой партии СПГ [21].

При этом соглашение о разделе продукции является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ,

а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск [78].

Общий объем производства СПГ с 2009 года превысил 100 млн тонн, объем добычи нефти и конденсата за аналогичный период — более 55 млн тонн.

Основными объектами реализации проекта «Сахалин-2» являются стационарные морские платформы «Моликпак» («Пильтун-Астохская-А»), «Пильтун-Астохская-Б», «Лунская-А» (ЛУН-А), СПГ-завод, входящий в производственный комплекс «Пригородное» [21].

Морская платформа, опорная часть которой зафиксирована на морском дне на все время использования платформы по назначению, называется стационарной морской платформой [79].

Проект «Ямал СПГ»

Указанный проект реализуется на полуострове Ямал на базе Южно-Тамбейского месторождения. ОАО «Ямал СПГ» является оператором проекта. В данном проекте участвуют российская компания ПАО «НОВАТЭК» (50,1 %), французский концерн *TOTAL* (20 %) и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (20 %) и Фонд Шелкового пути (9,9 %) [80].

Основными странами-импортерами СПГ с проекта «Ямал СПГ» в 2018 году стали Франция (1,4 млн тонн СПГ), Нидерланды (1,2 млн тонн СПГ), Великобритания (1,1 млн тонн СПГ) и Китай (0,9 млн тонн СПГ). Общий объем реализации СПГ составил 9,3 млн тонн [75].

СПГ-завод реализуется на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения мощностью 17,4 млн тонн СПГ в год и включает три технологические линии мощностью 5,5 млн тонн СПГ в год каждая и одну технологическую линию мощностью 900 тыс. тонн СПГ в год. Первая технологическая линия начала работу в IV квартале 2017 года, вторая и третья линии — в 2018 году [76].

Доказанные и вероятные запасы газа Южно-Тамбейского месторождения составляют порядка 926 млрд куб. м природного газа. Стоит отметить, что специально для данного проекта построен морской порт Сабетта, работающий в

штатном режиме. Возможности порта позволяют ежегодно отгружать до 17 млн тонн СПГ [75].

Проект «Арктик СПГ 2»

Данный проект предполагается разместить на Гыданском полуострове, по другую сторону Обской губы от Ямала (Рисунок 1.2.1.2) [81].



Рисунок 1.2.1.2 – Расположение проекта «Арктик СПГ 2» [81]

Проект «Арктик СПГ 2» предусматривает строительство трех технологических линий по производству сжиженного природного газа мощностью 6,6 млн тонн в год. Данный проект реализуется с помощью ресурсов Уренгоя месторождения, запасы которого составляют порядка 1582 млрд куб. м природного газа и 65 млн тонн жидких углеводородов. Пуск первой технологической линии запланирован приблизительно на 2023 год [75, 81].

Проект «Балтийский СПГ»

Данный проект планируется к реализации с 2023 года в п. Усть-Луга (Ленинградская область). Основными направлениями сбыта продукции должны стать страны Атлантического региона, Ближнего Востока, Южной Азии.

Основной резервной базой для СПГ-завода будет являться Единая система газоснабжения ПАО «Газпром» [75, 21]. Схема расположения упомянутого проекта представлена на Рисунке 1.2.1.3 [21].



Рисунок 1.2.1.3 – Схема проекта «Балтийский СПГ» [21]

Проект «Дальневосточный СПГ»

Данный проект реализуется с целью монетизации газа в рамках соглашения о разделе продукции (СРП) проекта «Сахалин-1». Основными участниками проекта являются американская компания *ExxonMobil* (30 %, оператор проекта), российская ПАО «НК «Роснефть» (20 %), индийская государственная компания *Oil and Natural Gas Corporation* (20 %) и японская *Sakhalin Oil and Gas Development Co., Ltd.* (30 %).

В рамках реализации указанного проекта предусматривается строительство СПГ-завода на Дальнем Востоке Российской Федерации производительностью 6,2 млн тонн СПГ в год, а также морского порта для отгрузки СПГ [82]. Ресурсной базой для проекта будут служить запасы месторождения «Сахалин-1» [75].

Проект «Сахалин-1» включает реализацию трех морских месторождений: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин. Объем месторождений составляет порядка 307 млн т нефти и 485 млрд куб. м газа. Указанный проект, является первым шельфовым проектом Российской Федерации на Дальнем Востоке [76]. Основным регионом поставок должны стать страны Азиатско-Тихоокеанского региона [75].

Два российских крупнотоннажных СПГ-завода позволили экспортировать в 2018 году 26,1 млрд куб. м СПГ, 15,6 млрд куб. м с проекта «Сахалин-2» и 10,5 млрд куб. м с проекта «Ямал СПГ». Объем экспорта СПГ из России к 2030 году может составить порядка 86 млрд куб. м, что позволит выйти на четвертое место в мире по экспорту СПГ.

Кроме того, необходимо отметить важность различия двух действующих крупнотоннажных проектов в Российской Федерации. СПГ с проекта «Сахалин-2» поставляется в страны, не имеющие возможности импортировать российский трубопроводный газ и обеспечивать тем самым увеличение объемов экспорта российского газа и диверсификацию его направлений. При этом СПГ с проекта «Ямал СПГ» (64 % в 2018 году и 82 % в январе-октябре 2019 года) поставлялся в страны Европы, в том числе в страны-импортеры российского трубопроводного газа.

Помимо указанных проектов, стоит также отметить реализацию единственного в Российской Федерации среднетоннажного проекта СПГ в Ленинградской области «Криогаз-Высоцк СПГ». Производительность СПГ-завода составляет 660 тыс. тонн СПГ в год. В состав комплекса входят резервуары хранения СПГ вместимостью 42 тыс. куб. м и отгрузочный причал. Собственниками проекта являются ПАО «НОВАТЭК» (51 %), АО «Газпромбанк» (41,5 %) и ООО «Статус» (7,5 %). Планируется сбыт СПГ с данного проекта на российский рынок, рынки Балтики, Скандинавии и Северо-Западной Европы и реализация СПГ как моторного топлива [83].

С учетом изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Российская Федерация имеет ряд действующих и планируемых

к реализации крупнотоннажных проектов СПГ, что означает заинтересованность нефтегазовых компаний увеличивать объемы производства и экспорта СПГ.

2. С учетом растущего рынка экспортеров СПГ в Европу, прежде всего США, существует вероятность снижения цен на трубопроводный газ.

1.2.2. Анализ транспортировки сжиженного природного газа в России на современном этапе

Транспортировка СПГ в Российской Федерации осуществляется также наземным (автомобильный, железнодорожный) и морским транспортом.

Автомобильные перевозки СПГ в России осуществляются с помощью криогенных автоцистерн. Одной из основных компаний, ведущих данную деятельность в России, является ООО «Криогаз». По состоянию на сентябрь 2019 года в компании эксплуатируются семь криогенных автоцистерн отечественного производства (Рисунок 1.2.2.1). [83].



Рисунок 1.2.2.1 – Криогенная автоцистерна ООО «Криогаз» [83]

Указанная компания поставляет СПГ для промышленных предприятий, автозаправок и бункеровки морских и речных судов [83].

Транспортировка СПГ с помощью железнодорожного транспорта в Российской Федерации осуществляется с помощью криогенных вагонов-цистерн и контейнеров-цистерн. АО «Уралкриомаш» в Российской Федерации

занимается производством указанных емкостей для СПГ. Общий вид контейнер-цистерны модели КЦМ-40/0,7, предназначенной для транспортировки автомобильным, железнодорожным и морским транспортом, показан на Рисунке 1.2.2.2.



Рисунок 1.2.2.2 – Контейнер-цистерна модели КЦМ-40/0,7 [45]

Технические характеристики данного вагона-цистерны приведены в Таблице 1.2.2.1 [45].

Таблица 1.2.2.1 – Технические характеристики вагона-цистерны [45]

Вместимость	40 куб. м
Вес перевозимого СПГ	14,28 т
Вес порожнего криогенного вагона-цистерны	30,48 т
Максимальное рабочее давление	0,7 МПа

Помимо самой транспортировки, стоит также отметить перевод указанного транспорта на СПГ в качестве основного топлива. Использование СПГ в качестве моторного топлива на железнодорожном транспорте реализуется на участке «Войновка — Сургут — Лимбей», «Обская — Карская» (Рисунок 1.2.2.3) [84].



Рисунок 1.2.2.3 – Пример развития использования СПГ в качестве моторного топлива на железнодорожном транспорте [84]

Эксплуатация ОАО «Российские железные дороги» магистрального газотурбовоза *ГТ1h* и маневренного газотепловоза ТЭМ19 подтвердили целесообразность использования СПГ тяговым подвижным составом за счет снижения затрат на топливо и стоимости жизненного цикла подвижного состава [84].

Также принимая во внимание, что в феврале 2018 года в рамках Российского инвестиционного форума в г. Сочи подписана Программа мероприятий по реализации в 2018–2020 годах положений заключенного ранее Соглашения о сотрудничестве в области использования природного газа в качестве моторного топлива между ПАО «Газпром», ОАО «Российские железные дороги», АО «Группа Синара» и ЗАО «Трансмашхолдинг», количество работающих на СПГ газотурбовозов и газотепловозов будет увеличено с трех до 22. Кроме того, указанная программа подразумевает модернизацию газомоторных локомотивов в части снижения расхода топлива, увеличения запаса хода и СПГ [85].

Транспортировка СПГ водным транспортом осуществляется посредством танкеров-газовозов. Крупнейшей российской компанией, имеющей флот

танкеров-газовозов, является ПАО «Совкомфлот». По состоянию на апрель 2020 года указанный флот состоит из 10 единиц, находящихся в эксплуатации, и семи, находящихся в постройке. Кроме того, данная компания обеспечивает технический менеджмент для единственной российской ПРГУ «Маршал Василевский». Под техническим менеджментом понимается обеспечение надлежащего технического состояния судна, обеспечивающего его безопасную и эффективную эксплуатацию в соответствии с нормативными документами, принятыми в торговом мореплавании. Два танкера-газовоза компании — *Grand Elena* и *Grand Aniva* используются для транспортировки СПГ с проекта «Сахалин-2», танкер-газовоз *Christophe de Margerie* используется на проекте «Ямал СПГ». Остальные семь танкеров-газовозов ПАО «Совкомфлот» задействованы для работы в основных регионах производства и потребления СПГ [60].

Кроме того, в рамках строительства в г. Большой Камень (Приморский край) судостроительного комплекса «Звезда», являющегося стратегически важным для Российской Федерации и, в частности, для Дальневосточного региона проектом, в срок до 2035 года на нем должны быть построены 15 танкеров-газовозов по заказу ПАО «НОВАТЭК» для проекта «Арктик СПГ 2» [75, 86]. Строительство судостроительного комплекса «Звезда» реализуется с 2009 года по поручению Президента и Правительства Российской Федерации консорциумом АО «Роснефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «Газпромбанк» [86]. Вид сверху на судостроительный комплекс «Звезда» показан на Рисунке 1.2.2.4 [87].



Рисунок 1.2.1.4 – Вид сверху на судостроительный комплекс «Звезда» [86]

В части перехода российского флота на СПГ в качестве основного топлива ПАО «Совкомфлот» эксплуатирует шесть нефтеналивных танкеров, специально спроектированных для работы на газомоторном топливе (СПГ). Еще пять нефтеналивных танкеров находятся в стадии постройки. При этом при анализе российской нормативной базы в части бункеровки судов сжиженным природным газом становится понятно, что отсутствуют нормативно-правовые акты, посвященные данной тематике. Некоторые действующие российские стандарты, посвященные вопросам СПГ, связаны с вопросами его переработки, хранения, перекачки и транспортировки.

Основной массив российского норматива по бункеровке судов посвящен только вопросам жидкого нефтяного топлива, мерам противопожарной безопасности, предотвращения загрязнения морской среды, ответственности участников процесса бункеровки и мер по контролю качества топлива.

С учетом пробела в указанном нормативе в 2018 году ПАО «Газпром» инициировало разработку трех стандартов национального уровня ГОСТ Р, устанавливающих единые требования в области бункеровки судов СПГ:

- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Термины и определения»;
- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Общие требования»;
- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Оборудование причалов».

Разработка указанного норматива позволит к моменту потребности в бункеровке СПГ морского транспорта иметь адекватную нормативно-правовую базу, обеспечивающую безопасность мореплавания и защиту окружающей среды [74].

С учетом изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Введение новых мощностей по производству СПГ на территории Российской Федерации вызывает потребность в строительстве высокотехнологических танкеров-газовозов, способных эксплуатироваться в арктических морях.

2. Основным центром по строительству танкеров-газовозов становится судостроительный комплекс «Звезда» в г. Большой Камень (Приморский край).

3. Перевозка СПГ автомобильным транспортом в Российской Федерации значительно меньше, чем в Европе, ввиду отсутствия стабильного рынка сбыта.

4. Реализация перевода железнодорожного транспорта на СПГ возрастает с учетом принятых мер государственными и коммерческими организациями в рамках развития Арктической зоны Российской Федерации.

5. Необходима разработка и актуализация нормативных документов в области бункеровки судов СПГ в морских портах Российской Федерации, что позволит к моменту ввода в эксплуатацию российских судов-бункеровщиков СПГ обеспечить нормативно правовую базу и безопасность мореплавания [74].

Выводы по главе 1

1. Концентрация производства СПГ будет усиливаться, более 80 % мирового прироста экспорта СПГ приходится на три страны — Австралию, США и Россию. Катар остается основным экспортером, Мозамбик может войти в пятерку главных экспортеров СПГ к 2030 году

2. В 2018–2019 годах был зафиксирован рекордный показатель по принятию окончательных инвестиционных решений по проектам СПГ (семь новых проектов СПГ в Северной Америке, России и Африке), что, в свою очередь, повлечет повышение мощностей по производству СПГ [21].

3. Рост спроса на СПГ в основном сконцентрирован в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Основные страны-лидеры по приросту импорта СПГ находятся именно в этом регионе — Китай, Республика Корея и Индия.

5. Ценообразование на импорт СПГ для основных стран-импортеров (Япония, Республика Корея, Тайвань и Испания) зависит от цены на нефть марки *Brent*, о чем свидетельствует коэффициент корреляции, находящийся в диапазоне от 0,72 до 0,85 для указанных стран.

6. Цена на экспорт СПГ для основных стран-экспортеров (Катар, Австралия и Малайзия) имеет линейную статистическую зависимость с ценой на нефть марки *Brent* в связи с близким к «1» коэффициентом корреляции.

7. Ценообразование на импорт СПГ для стран Северной Америки (США, Мексика) имеет высокую степень тесноты линейной зависимости с ценой на газ хаба *Henry Hub*.

8. Проведенные расчеты ценообразования на СПГ позволяют сделать вывод о превалирующем воздействии к привязке на стоимость нефти для установления цены на импорт или экспорт СПГ, по сравнению с конкуренцией источников газа.

9. Российская Федерация имеет ряд действующих и планируемых к реализации крупнотоннажных проектов СПГ, что означает заинтересованность нефтегазовых компаний увеличивать объемы производства и экспорта СПГ.

10. С учетом растущего рынка экспортеров СПГ в Европу, прежде всего

США, существует вероятность снижения цен на трубопроводный газ.

11. Введение новых мощностей по производству СПГ на территории Российской Федерации вызывает потребность в строительстве высокотехнологических танкеров-газовозов, способных эксплуатироваться в арктических морях.

12. Основным центром по строительству танкеров-газовозов становится судостроительный комплекс «Звезда» в г. Большой Камень (Приморский край).

13. Перевозка СПГ автомобильным транспортом в Российской Федерации значительно меньше, чем в Европе, ввиду отсутствия стабильного рынка сбыта.

14. Реализация перевода железнодорожного транспорта на СПГ возрастает с учетом принятых мер государственными и коммерческими организациями в рамках развития Арктической зоны Российской Федерации.

15. Необходима разработка и актуализация нормативных документов в области бункеровки судов СПГ в морских портах Российской Федерации, что позволит к моменту ввода в эксплуатацию российских судов-бункеровщиков СПГ обеспечить нормативно правовую базу и безопасность мореплавания [74].

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ МОЩНОСТЕЙ ЗАВОДОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И ТЕРМИНАЛОВ ПО РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДОГО ГАЗА

2.1. Анализ мощностей заводов по производству сжиженного природного газа

По состоянию на конец 2020 года в мире в эксплуатации находится 40 крупнотоннажных комплексов по сжижению природного газа совокупной номинальной мощностью 461,5 млн тонн СПГ в год. Прирост номинальных мощностей по крупнотоннажному производству СПГ в 2020 году составил 21 млн тонн СПГ в год. Действующие и строящиеся проекты СПГ-заводов на конец 2020 года представлены на Рисунке 2.1.1 [11].

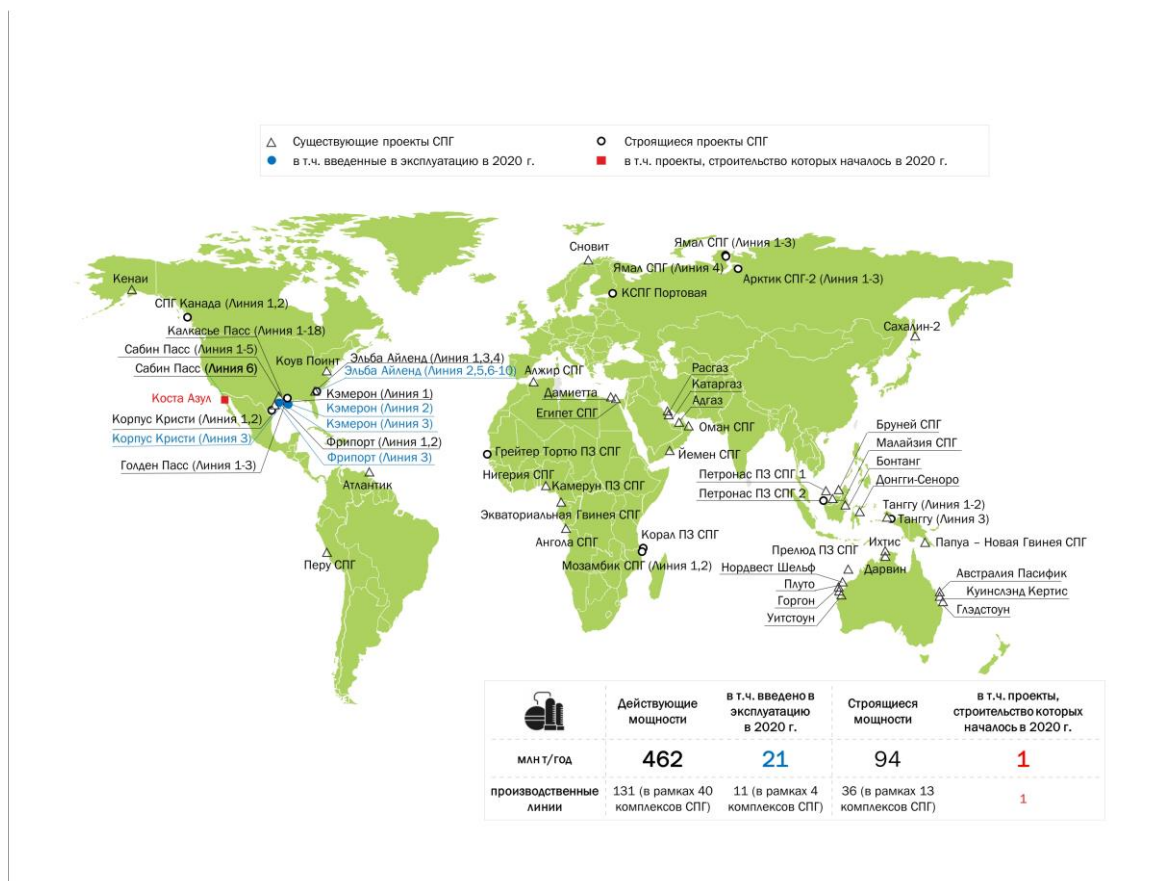


Рисунок 2.1.1 – Мощности по производству СПГ на конец 2020 г. [11]

В соответствии с данным рисунком на стадии строительства находится 36 производственных линий СПГ (в рамках 13 комплексов СПГ) совокупной номинальной мощностью около 94 млн тонн СПГ в год. В 2020 году было принято одно окончательное инвестиционное решение по проекту в Мексике — «Коста Азул» [11]. С учетом строящихся и имеющихся СПГ-заводов данная отрасль приобретает все более глобальный характер.

При этом для сжижения природного газа применяются различные технологии охлаждения и сжижения. Данные технологии на всем протяжении становления и развития отрасли СПГ претерпевали постоянные усовершенствования:

- классический каскадный цикл на трех чистых хладагентах — пропане, этилене и метане фирмы *Teal*, 1964 год;
- цикл на одном смешанном хладагенте — смеси углеводородов и азота фирмы *Teal*, 1971 год;
- каскадный цикл на двойном смешанном хладагенте с предварительным пропановым циклом фирмы *Shell*, применяемый на проекте «Сахалин-2»;
- технологии, применяемые ведущими нефтегазовыми компаниями *Shell*, *StatOil*, *Linde* и др.

Выбор конкретной технологии на определенном проекте СПГ зависит от технических возможностей машиностроения по изготовлению мощных центробежных компрессоров и приводов для них, а также от высокоэффективных крупногабаритных теплообменных аппаратов, ценообразования на СПГ, стоимости компрессорного и теплообменного оборудования на текущий момент, конъюнктуры мирового рынка природного газа [88].

Производительность СПГ-завода, как правило, определяется мощностью оборудования, объемом месторождения, транспортной схемой при добыче, мощностью оборудования, климатическими условиями. Указанные параметры, кроме климатических условий, достаточно стабильны, поэтому в дальнейшем будем принимать данный критерий при производительности СПГ-завода за СВ.

Также отдельно стоит отметить, что производительность СПГ-завода зависит и от человеческого фактора.

Эффективность функционирования СПГ-комплекса зависит от согласованности производительности СПГ-заводов и транспортно-логистической системы (ТЛС), рассматриваемых как единый комплекс — объект управления. Постоянное развитие средств электронно-вычислительной техники и связи позволяет создать автоматизированную систему планирования и управления СПГ-комплексом. При этом показатели качества управления данной системой и алгоритмы ее функционирования зависят от каждой характеристики ее составляющих, в том числе и от производительности СПГ-заводов в кубических метрах в час ($\text{м}^3/\text{ч}$) [89].

В качестве примера методики анализа производительности СПГ-завода рассмотрим производственный комплекс проекта «Сахалин-2», расположенный в п. Пригородное на острове Сахалин. Описание указанного проекта приведено в разделе 1.2.1. Данный пример выбран в связи с тем, что на острове Сахалин существует значительный разброс температуры воздуха и других климатических условий по месяцам. Последнее позволит экстраполировать эти результаты на СПГ-заводы в районе Арктической зоны Российской Федерации, статистика по которым на сегодня не имеет достаточного объема выборки.

По имеющейся статистике, по потребности в природном газе для двух технологических линий СПГ-завода проекта «Сахалин-2» можно определить его производительность по указанному количеству технологических линий. Кроме того, стоит отметить, что производительность каждой технологической линии по производству СПГ-завода при одинаковом оборудовании совпадает. Статистика по среднемесячной потребности в природном газе для двух технологических линий СПГ-завода проекта «Сахалин-2» в стандартных кубических метрах в секунду приведена в Таблице 2.1.1. При этом под стандартным кубическим метром понимается количество вещества, которое в газообразном состоянии занимает один кубический метр при условиях, называемых «стандартными условиями» [90–92].

Таблица 2.1.1 – Потребность в природном газе для СПГ-завода

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2010	580,87	625,09	610,61	561,37	543,98	518,79	473,57	487,66	535,29	570,73	579,31	580,09
2011	576,97	610,87	567,61	554,90	542,89	537,46	499,75	489,77	536,37	563,71	588,89	591,31
2012	586,48	598,55	573,07	549,82	540,57	526,73	510,85	482,10	521,44	551,04	568,39	574,63
2013	581,65	620,27	565,27	562,93	540,72	532,03	474,99	513,85	542,89	559,03	566,83	575,41
2014	576,19	603,37	569,17	559,81	546,88	529,38	494,77	509,59	534,20	549,30	572,29	577,75
2015	598,77	603,59	583,20	551,23	530,95	511,73	504,12	496,77	510,40	533,25	576,83	594,80
2016	578,53	605,79	566,05	548,60	543,98	540,72	516,52	494,43	539,63	560,59	569,95	584,07
2017	593,72	617,85	573,85	562,15	548,73	524,09	480,44	495,75	538,55	564,49	571,51	578,63

Переведенная среднемесячная потребность в природном газе для двух технологических линий по производству СПГ в среднемесячную производительность СПГ-завода в м³/ч при плотности СПГ 430 кг/м³ приведена в Таблице 2.1.2 [93, 94].

Таблица 2.1.2 – Производительность СПГ-завода [93, 94]

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2010	3523,33	3791,55	3703,72	3405,06	3299,55	3146,78	2872,46	2957,94	3246,82	3461,83	3513,87	3518,60
2011	3499,68	3705,26	3442,90	3365,79	3292,96	3260,01	3031,27	2970,76	3253,42	3419,25	3571,98	3586,62
2012	3557,34	3630,53	3476,02	3334,98	3278,85	3194,94	3098,62	2924,22	3162,84	3342,38	3447,64	3485,49
2013	3528,07	3762,28	3428,71	3414,52	3279,78	3227,05	2881,11	3116,78	3292,96	3390,86	3438,17	3490,22
2014	3494,95	3659,81	3452,37	3395,59	3317,15	3211,00	3001,05	3090,94	3240,23	3331,82	3471,29	3504,41
2015	3631,87	3661,14	3537,45	3343,51	3220,54	3103,92	3057,78	3013,18	3095,87	3234,49	3498,79	3607,81
2016	3509,14	3674,45	3433,44	3327,58	3299,55	3279,78	3132,99	2998,99	3273,19	3400,32	3457,10	3542,70
2017	3601,26	3747,64	3480,75	3409,79	3328,39	3178,89	2914,15	3007,01	3266,60	3423,98	3466,56	3509,75

Для определения показателей, характеризующих работу указанного СПГ-завода, по имеющейся статистике выберем следующее:

1. Максимальный и минимальный объем производства СПГ в месяц за заданный период рассмотрения.

2. Оценки математического ожидания (МО), дисперсии (Д), среднеквадратического отклонения (СКО), коэффициента вариации (v) при усреднении месячного объема производства СПГ. Оценки вычисляются:

- внутри года для каждого года, в котором имеются данные;
- по N годам в каждом месяце;

– по всему периоду наблюдений.

При усреднении внутри года вычисления производятся по следующим выражениям [31, 89]:

$$MO_{\Gamma} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{i=12} \Pi_{i\Gamma}, \quad (16)$$

$$D_{\Gamma} = \frac{1}{12-1} \sum_{i=1}^{i=12} (\Pi_{i\Gamma} - MO_{\Gamma})^2, \quad (17)$$

$$CKO_{\Gamma} = \sqrt{D_{\Gamma}}, \quad (18)$$

$$v_{\Gamma} = \frac{\sqrt{D_{\Gamma}}}{MO_{\Gamma}}, \quad (19)$$

где $\Pi_{i\Gamma}$ — объем производства СПГ за i -й месяц рассматриваемого года. Оценки рассчитываются за каждый из N рассматриваемых годов.

При усреднении для i -го месяца по N годам вычисления производятся по следующим выражениями [31, 89]:

$$MO_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{j=N} \Pi_{ij}, \quad (20)$$

$$D_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^{j=N} (\Pi_{ij} - MO_i)^2, \quad (21)$$

$$CKO_i = \sqrt{D_i}, \quad (22)$$

$$v_i = \frac{\sqrt{D_i}}{MO_i}, \quad (23)$$

где Π_{ij} — объем производства СПГ в i -м месяце j -го года. Оценки

рассчитываются за каждый из 12 месяцев.

В соответствии с данными Таблицы 2.1.2 диапазон изменения СВ составляет от 2872,457 м³/ч до 3791,554 м³/ч.

Оценки СВ годовой производительности СПГ-завода проекта «Сахалин-2» в соответствии с выражениями (16)–(19) приведены в Таблице 2.1.3 и графически изображены на Рисунке 2.1.2 [31]:

Таблица 2.1.3 – МО, дисперсия и СКО по времени за каждый из рассматриваемых годов

	МО _Г	Д _Г	СКО _Г	υ _Г
2010	3370,13	71028,08	266,51	0,08
2011	3366,66	44193,01	210,22	0,06
2012	3327,82	39038,16	197,58	0,06
2013	3354,21	44873,37	211,83	0,06
2014	3347,55	32474,37	180,21	0,05
2015	3333,86	54249,64	232,92	0,07
2016	3360,77	30956,80	175,95	0,05
2017	3361,23	52441,33	229,00	0,07

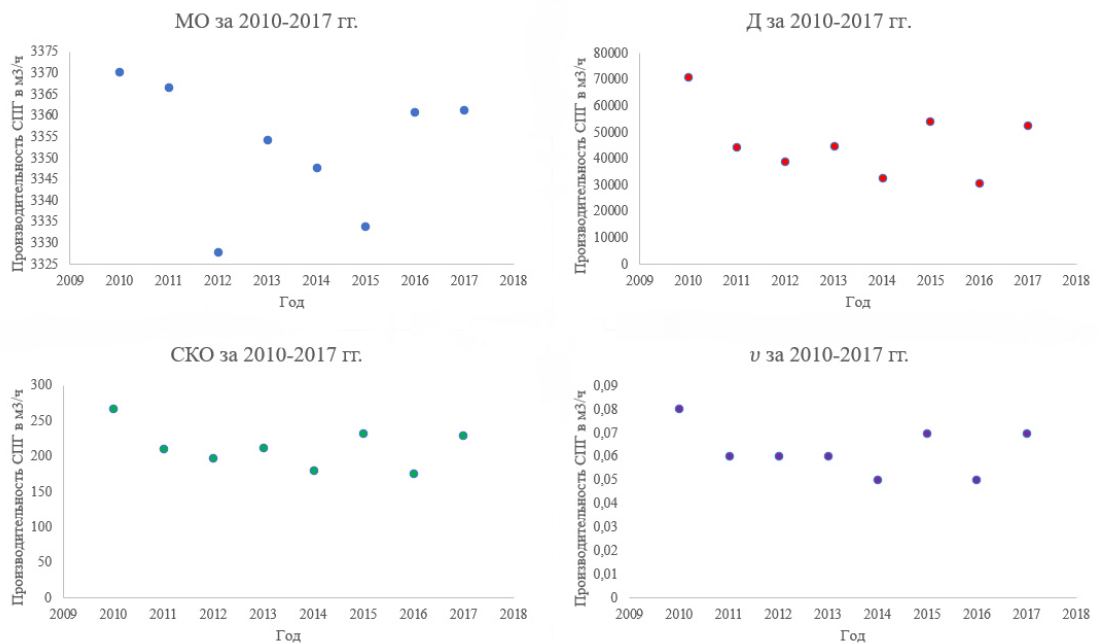


Рисунок 2.1.2 – МО, Д и СКО по времени за каждый из рассматриваемых годов

Результаты расчета свидетельствуют о том, что ν по годам, за восемь лет наблюдений, находится в диапазоне 5–8 %. Указанные данные свидетельствуют о нестационарности рассматриваемых временных рядов. Неравенство средних по множеству и по времени значений оценок свидетельствует о том, что гипотеза эргодичности процесса не может быть принята [89].

При рассмотрении СВ как добычи газа в i -месяц оценки MO , D , CKO и ν для каждого i -месяца по всем $N=8$ наблюдений вычислены по выражениям (20)–(23) и приведены в Таблице 2.1.4, а также графически изображены на Рисунке 2.1.3 [31].

Таблица 2.1.4 – MO , D , CKO и ν по месяцам за восемь лет

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
MO_i	3543,20	3704,08	3494,42	3374,60	3289,60	3200,30	2998,68	3009,98	3228,99	3375,62	3483,18	3530,70
D_i	2491,25	3289,72	8377,60	1289,28	1064,83	3336,08	9927,12	4243,13	4371,18	5065,33	1922,56	2025,20
CKO_i	49,91	57,36	91,53	35,91	32,63	57,76	99,63	65,14	66,11	71,17	43,85	45,00
ν_i	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01

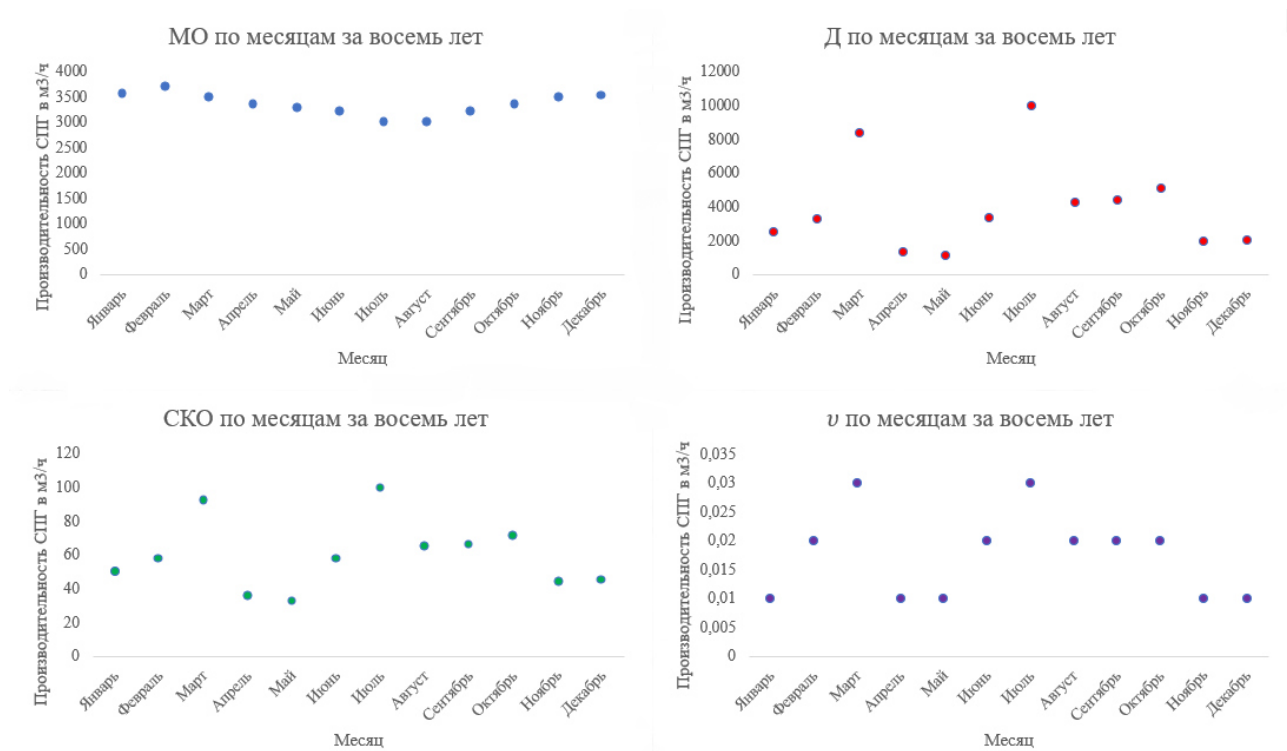


Рисунок 2.1.3 – MO , D , CKO и ν по месяцам за восемь лет

Анализ полученных данных указывают на следующее:

– месячная производительность завода СПГ не стационарна и зависит от времени года, в летние месяцы производительность уменьшается, а в зимние увеличивается, по сравнению со средней;

– СКО месячной производительности завода СПГ зависит от рассматриваемого месяца, и колеблется от 1 % до 3 % что позволяет планировать логистические операции по месячным математическим ожиданиям производительности завода СПГ [89].

Произведенные расчеты указывают на зависимость производительности СПГ-завода от климатических данных, в данном случае от температуры наружного воздуха [89].

Для подтверждения указанного утверждения определим корреляционные связи между производительностью СПГ-завода и среднемесячной температурой наружного воздуха. Анализ производится за различные промежутки времени (месяц, год). Выбор промежутков на временной оси зависит от времени года. За рассматриваемые промежутки определялась средняя температура наружного воздуха по данным метеонаблюдений [95].

Исходные данные для анализа среднемесячной температуры наружного воздуха получены с метеостанции Корсаков (Метеостанция), находящейся в 13 км от завода.

Статистика по средней температуре наружного воздуха в месяц, в градусах по Цельсию, взятая с Метеостанции за период с 2010 по 2017 годы, приведена в Таблице 2.1.5 [96].

Таблица 2.1.5 – Средняя температура наружного воздуха в месяц, взятая с Метеостанции [96]

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2010	-6,4	-8,6	-4,7	0,6	4,6	12,9	15,9	19,6	15,1	8,5	2,9	-2,8
2011	-9,1	-5,7	-4,0	1,7	3,5	9,5	15,1	18,7	15,9	9,1	2,4	-5,4

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2012	-9,1	-12,3	-6,2	1,6	5,9	9,9	15,0	17,7	16,3	9,0	2,1	-6,1
2013	-10,6	-9,3	-4,0	1,5	4,2	10,9	17,0	17,4	14,4	11,7	2,7	-2,5
2014	-10,4	-7,0	-3,8	1,4	6,0	11,5	15,9	17,3	13,5	8,2	2,8	-4,8
2015	-6,4	-4,8	-0,7	2,4	6,8	9,2	11,1	16,5	12,6	7,9	1,5	-4,5
2016	-8,8	-8,5	-3,0	-0,8	5,2	10,3	16,9	18,1	11,9	5,5	-3,3	-7,8
2017	-9,0	-6,7	-2,8	2,2	7,8	9,6	16,2	16,7	14,4	6,5	-0,4	-6,8

Использованы следующие математические оценки анализа среднемесячной температуры наружного воздуха [31, 95]:

$$MO_{\Gamma j}^T = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{i=12} \bar{T}_{ij}, \quad (24)$$

$$D_{\Gamma j}^T = \frac{1}{12-1} \sum_{i=1}^{i=12} (\bar{T}_{ij} - MO_{\Gamma j}^T)^2, \quad (25)$$

$$v_{\Gamma j}^T = \frac{\sqrt{D_{\Gamma j}^T}}{MO_{\Gamma j}^T}, \quad (26)$$

где \bar{T}_{ij} — среднемесячное значение температуры наружного воздуха, взятое с Метеостанции за i -й месяц j -го года;

$MO_{\Gamma j}^T$ — математическое ожидание среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятое с Метеостанции за j -й год;

$D_{\Gamma j}^T$ — дисперсия среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятая с Метеостанции за j -й год;

$v_{\Gamma j}^T$ — коэффициент вариации среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятый с Метеостанции за j -й год.

$$MO_{Mi}^T = \frac{1}{8} \sum_{j=1}^{j=8} \bar{T}_{ij}, \quad (27)$$

$$D_{Mi}^T = \frac{1}{8-1} \sum_{j=1}^{j=8} (\bar{T}_{ij} - MO_{Mi}^T)^2, \quad (28)$$

$$v_{Mi}^T = \frac{\sqrt{D_{Mi}^T}}{MO_{Mi}^T}, \quad (29)$$

где MO_{Mi}^T — математическое ожидание среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятое с Метеостанции за i -й месяц по j -м годам;

D_{Mi}^T — дисперсия среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятая с Метеостанции за i -й месяц по j -м годам;

v_{Mi}^T — коэффициент вариации среднемесячного значения температуры наружного воздуха, взятый с Метеостанции за i -й месяц по j -м годам.

Результаты вычисления математических оценок для среднемесячной температуры наружного воздуха, взятые с Метеостанции, вычисленные по выражениям (37)–(42), приведены в Таблицах 2.1.6 и 2.1.7 [95]

Таблица 2.1.6 – МО, дисперсия и СКО за каждый из рассматриваемых годов [95]

	MO_{Gi}^T	D_{Gi}^T	v_{Gi}^T
2010	4,80	91,09	1,99
2011	4,31	87,47	2,17
2012	3,65	106,79	2,83
2013	4,45	96,86	2,21
2014	4,22	87,36	2,22
2015	4,30	56,22	1,74
2016	2,98	94,82	3,27
2017	3,98	85,39	2,32

Таблица 2.1.7 – МО, Д и ν по месяцам за восемь лет [95]

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
MO_{Mj}^T	-8,73	-7,86	-3,65	1,33	5,50	10,48	15,39	17,75	14,26	8,30	1,34	-5,09
D_{Mj}^T	2,50	5,55	2,53	1,03	2,00	1,55	3,53	1,06	2,36	3,43	4,67	3,40
ν_{Mj}^T	-0,18	-0,30	-0,44	0,77	0,26	0,12	0,12	0,06	0,11	0,22	1,62	-0,36

С учетом Таблиц 2.1.3, 2.1.4, 2.1.6, 2.1.7 определим коэффициент корреляции между производительностью СПГ-завода и среднемесячной температурой наружного воздуха по следующим выражениям [31, 95]:

$$R_{\text{ПТ}_i} = \frac{\sum_{j=1}^{j=8} (\Pi_{ij} - MO_i) (\bar{T}_{ij} - MO_{Mi}^T)}{\sum_{j=1}^{j=8} (\Pi_{ij} - MO_i)^2 \sum_{j=1}^{j=8} (\bar{T}_{ij} - MO_{Mi}^T)^2}, \quad (30)$$

$$R_{\text{ПТ}_j} = \frac{\sum_{i=1}^{i=12} (\Pi_{ij} - MO_{\Gamma}) (\bar{T}_{ij} - MO_{\Gamma i}^T)}{\sum_{i=1}^{i=12} (\Pi_{ij} - MO_{\Gamma})^2 \sum_{i=1}^{i=12} (\bar{T}_{ij} - MO_{\Gamma i}^T)^2}, \quad (31)$$

где $R_{\text{ПТ}_i}$ — коэффициент корреляции между производительностью СПГ-завода и среднемесячной температурой в i -м месяце j -го года;

$R_{\text{ПТ}_j}$ — коэффициент корреляции между годовым объемом производства СПГ-завода и среднемесячной температурой за j -й год.

Значения коэффициентов корреляции, вычисленные по выражениям (43)–(44), приведены в Таблицах 2.1.8 и 2.1.9 [95].

Таблица 2.1.8 – Коэффициенты корреляции между производительностью СПГ-завода и среднемесячной температурой за каждый месяц 8-летнего периода [95]

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
$R_{\text{ПТ}_i}$	0,48	0,09	-0,05	0,27	0,01	-0,07	-0,32	-0,44	0,06	-0,02	0,28	-0,11

Таблица 2.1.9 – Коэффициенты корреляции между производительностью СПГ-завода и среднемесячной температурой в течение каждого года [95]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
$R_{\text{ПТ}_j}$	-0,90	-0,85	-0,95	-0,85	-0,92	-0,98	-0,93	-0,91

Коэффициенты корреляции между месячным объемом производства СПГ и среднемесячной температурой наружного воздуха в течение одного года за рассматриваемые 8 лет находятся в диапазоне от $-0,85$ до $-0,98$, что свидетельствует о значительном влиянии среднемесячной температуры наружного воздуха на месячный объем производства СПГ-завода. С понижением среднемесячной температуры наружного воздуха объем производства СПГ увеличивается, с ее ростом — уменьшается.

При усреднении по всему периоду наблюдений вычисления производятся по следующим выражениям [31, 89]:

$$MO_{12,N} = \frac{1}{12 \cdot N} \sum_{i=1}^{i=12} \sum_{\Gamma=1}^{\Gamma=N} \Pi_{i\Gamma}, \quad (32)$$

$$D_{12,N} = \frac{1}{12N - 1} \sum_{i=1}^{i=12} \sum_{\Gamma=1}^{\Gamma=N} (\Pi_{i\Gamma} - MO_{i\Gamma})^2, \quad (33)$$

$$CKO_{12,N} = \sqrt{D_{12,N}}, \quad (34)$$

$$v_{ГМ} = \frac{\sqrt{D_{12,N}}}{MO_{12,N}}, \quad (35)$$

где $\Pi_{i\Gamma}$ — объем производства СПГ в i -м месяце каждого из N рассматриваемых годов.

Общую характеристику системы по всей имеющейся статистике по месяцам и годам представляет распределение плотности вероятности СВ производительности завода СПГ.

Весь массив статистических данных за восемь лет представляет из себя выборку из 96 значений.

Разграничение массива статистических данных осуществляется по $N=96$ в соответствии с выражением (28) [97].

$$h = \frac{x_{max} - x_{min}}{1 + 3,3 \lg N}, \quad (36)$$

Произведя расчеты $h=121,872$ число интервалов равно 8, где h — ширина интервала.

Для построения гистограммы оформим таблицу интервально-статистического ряда (Таблица 2.1.10).

Таблица 2.1.10 – Интервально-статистический ряд¹

№	x_b	x_{b+1}	x_b ср	n_b
1	2872,457	2994,329	2933,393	6
2	2994,329	3116,201	3055,265	10
3	3116,201	3238,073	3177,137	10
4	3238,073	3359,945	3299,009	20
5	3359,945	3481,817	3420,881	21
6	3481,817	3603,689	3542,753	18
7	3603,689	3725,561	3664,625	8
8	3725,561	3847,433	3786,497	3

В соответствии с выражениями (24)–(27) рассчитаем выборочное значение МО, Д, СКО и ν СВ [31].

Результаты расчета равны:

$$MO_{12,N} = 3352,779;$$

$$D_{12,N} = 46849,74;$$

¹ где b — номер интервала.

x — СВ;

n_b — частота СВ в k -м интервале;

x_b — левая граница k -го интервала;

x_{b+1} — правая граница k -го интервала;

x_b ср — среднее значение, определенное по выражению (37):

$$x_b \text{ ср} = \frac{x_b + x_{b+1}}{2}, \quad (37)$$

$$\text{СКО}_{12,N} = 216,448;$$

$$v_{12,N} = 0,065.$$

В качестве нулевого предположения выберем распределение экстремального значения Гумбеля [98].

Функция распределения плотности вероятности имеет вид:

$$f(x) = \frac{1}{\lambda} \exp\left(\frac{x-\mu}{\lambda} - e^{(x-\mu)/\lambda}\right), 0 < x < \infty, \quad (38)$$

где μ и λ , параметры масштаба, вычисляются по следующим выражениям [98]:

$$\mu = \text{МО}_{12,N} + 0,4501(\text{СКО}_{12,N}), \quad (39)$$

$$\lambda = 0,7797(\text{СКО}_{12,N}) \quad (40)$$

и равны $\mu=3450,2$; $\lambda=168,8$.

Для построения графика $f(x)$ определим значения теоретических частот (n_k^*) по выражению (33):

$$n_k^* = N \cdot P(x_b \leq x_{b \text{ ср}} \leq x_{b+1}) = N \int_{x_b}^{x_{b+1}} f(x) dx = N(F(x_{b+1}) - F(x_b)), \quad (41)$$

где $F(x)$ — теоретическая функция распределения СВ, определяемая по выражению (34):

$$F(x) = 1 - \exp(-e^{(x-\mu)/\lambda}), \quad (42)$$

График $f(x)$, совмещенный с гистограммой, показан на Рисунке 2.1.4

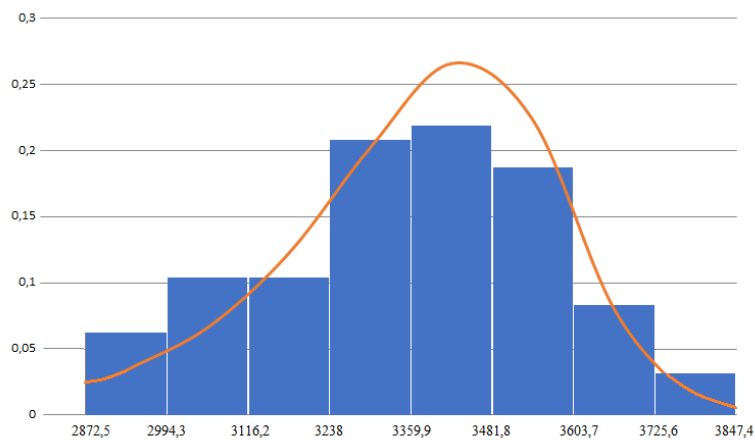


Рисунок 2.1.4 – График распределения плотности вероятности x , совмещенный с гистограммой

Проведем проверку нулевого предположения о том, что генеральная совокупность согласуется с распределением минимального значения с помощью критерия Колмогорова.

Для этого оформим таблицу расчетных данных для алгоритма применения критерия Колмогорова (Таблица 2.1.11).

Таблица 2.1.11 – Расчетные данные для алгоритма применения критерия Колмогорова

№	x_{b+1}	$F(x)$	$F^*(x)$	$ F^*(x) - F(x) $
1	2994,329	0,065	0,063	0,002
2	3116,201	0,129	0,167	0,038
3	3238,073	0,248	0,271	0,023
4	3359,945	0,443	0,479	0,036
5	3481,817	0,701	0,698	0,003
6	3603,689	0,917	0,885	0,031
7	3725,561	0,994	0,969	0,025
8	3847,433	1,000	1,000	0,000

где $F^*(x)$ — эмпирическая функция распределения СВ, определяемая по выражению (35):

$$F^*(x) = \frac{\sum_{b=1}^b n_b}{N}, \quad (43)$$

По выражению (36) определим λ^* — меру расхождения между теоретическими и эмпирическими значениями функции распределения (критерий Колмогорова):

$$\lambda^* = D\sqrt{N}, \quad (44)$$

где D — максимальное значение $F^*(x) - F(x)$, на основании Таблицы 2.1.11, равное 0,038.

Критерий Колмогорова равен 0,37 (0,65). Критическое значение критерия на уровне значимости 0,1 равно 1,21, это свидетельствует о том, что гипотеза о распределении экстремального значения Гумбеля не противоречит рассматриваемым статистическим данным для уровня значимости 0,1 [31].

С учетом проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Наблюдается рост строительства мощностей по производству СПГ, связанный с повышением его спроса на мировой арене.

2. Коэффициенты вариации месячного объема производства СПГ и среднемесячной температуры наружного воздуха для каждого из 12 месяцев 8-летнего периода находятся, соответственно, в диапазонах от 0,01 до 0,03 и от -0,44 до 1,62, что свидетельствуют о незначительных изменениях месячного объема производства СПГ при малых изменениях среднемесячной температуры наружного воздуха.

3. Коэффициенты вариации месячного объема производства СПГ и среднемесячной температуры наружного воздуха, рассчитанные для каждого анализируемого года 8-летнего периода, находятся, соответственно, в диапазонах от 0,05 до 0,08 и от 1,74 до 3,27, при этом коэффициенты корреляции между месячным объемом производства СПГ и среднемесячной температурой наружного воздуха в течение одного года за рассматриваемые 8 лет находятся в диапазоне от -0,85 до -0,98, что свидетельствует о значительном влиянии среднемесячной температуры наружного воздуха на месячный объем производства СПГ-завода. С понижением среднемесячной температуры наружного воздуха объем производства СПГ увеличивается, с ее ростом — уменьшается.

4. Указанные данные позволяют сделать вывод о зависимости производительности СПГ-завода от температуры наружного воздуха, что, в свою очередь, предъявляет требования к числу и способу подачи танкеров-газовозов на выбранный СПГ-завод с целью разработки эффективных алгоритмов функционирования автоматизированной системы управления перевозками.

2.2. Анализ работы терминалов по регазификации сжиженного природного газа в Европе и ее связь с морским транспортным комплексом

С учетом активного развития по обеспечению потребителей энергией за счет СПГ целесообразно рассмотреть СПГ-терминалы.

СПГ-терминалы стоят в конце технологической цепочки процесса от добычи природного газа на месторождении до его доставки потребителям с помощью танкеров-газовозов (Рисунок 2.2.1) [99].

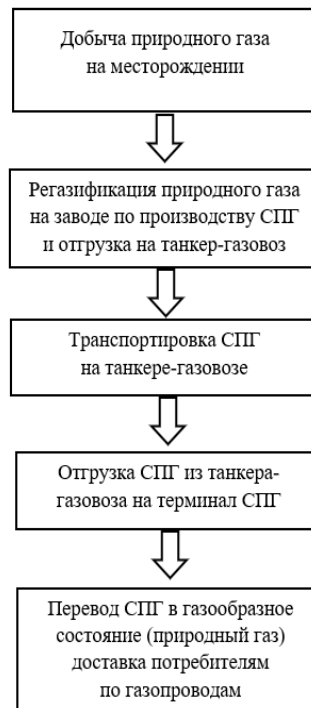


Рисунок 2.2.1 – Процесс от добычи природного газа до его доставки потребителям с помощью танкеров-газовозов [99]

При этом стоит еще раз отметить, что СПГ-терминалом называется специальный регазификационный терминал, который состоит из причала, сливной эстакады, резервуаров для хранения, испарительной системы, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учета [14].

Процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное, после чего он становится пригодным для обычного использования, то есть подачи по трубопроводам потребителям, называется регазификацией СПГ [100].

Схема СПГ-терминала приведена на Рисунке 2.2.2 [100].



Рисунок 2.2.2 – Схема СПГ-терминала [100]

С учетом Рисунка 2.2.2 технологический процесс регазификации можно описать следующим образом. Танкер-газовоз подходит к специально оборудованному причалу, где происходит его разгрузка. СПГ перегружается в изотермические (криогенные) резервуары, где газ хранится в жидком виде при температуре минус 162 градуса по Цельсию и нормальном атмосферном давлении. В случае аварийного сброса газа используется факел. Далее указанный СПГ подается на испаритель на регазификацию. После регазификации уже природный газ по трубопроводу поступает потребителю [62].

Указанный процесс регазификации различают по его схеме. На текущий момент в газовой отрасли используют следующие схемы регазификации:

- регазификаторы с водяным орошением установлены на 70 % СПГ-терминалов в мире;
- регазификаторы с погружной горелкой установлены на 20 % мирового рынка СПГ-терминалов в мире;
- испарители жидкостного типа установлены на 5 % СПГ-терминалов в мире;
- атмосферные испарители установлены на 5 % СПГ-терминалов в мире.

Выбор той или иной схемы регазификации зависит от объемов потребляемого газа, климатических условий, а также доступности источников тепла.

При этом основными достижениями регазификации СПГ должны являться минимальное негативное воздействие на окружающую среду и получение максимальной производительности оборудования [101].

По состоянию на конец 2020 года в эксплуатации находятся 143 регазификационных терминала совокупной номинальной мощностью около 948 млн тонн в год. На стадии строительства находятся 34 регазификационных терминала совокупной мощностью 117,8 млн тонн в год. Основной спрос и, соответственно, регазификационные мощности сконцентрированы в Азиатско-Тихоокеанском регионе ввиду промышленной развитости указанных стран, сталкивающихся с ограничениями внутренних источников энергии [11, 12, 19].

При этом количество СПГ, полученное СПГ-терминалом, определяется по объему его резервуаров и производительности, что дает возможность планировать и управлять процессами транспортно-логистического комплекса. Статистика по отгрузке СПГ на СПГ-терминалах с помощью танкеров-газовозов позволяет определить актуальность развития транспортной системы, обеспечивающей доставку СПГ, приблизительно оценить требуемые объемы доставляемого СПГ, а также предъявить требования к имеющемуся и планируемому к постройке флоту танкеров-газовозов [99].

В качестве показателя потребности снабжения регионов за счет СПГ удобно рассмотреть получаемую энергию от СПГ-терминала. С учетом имеющейся статистики рассмотрим получаемую энергии с основных СПГ-терминалов Европы, находящихся в разных климатических зонах. Расположение указанных 13 СПГ-терминалов Европы представлено на Рисунке 2.2.3 [99].



Рисунок 2.2.3 –Расположение СПГ-терминалов [99]

Количество полученной энергии, выдаваемой потребителю, называется производительностью СПГ-терминала. Под объемом резервуара понимается определенная накопительная емкость резервуара для СПГ [98].

Данная энергия в Российской Федерации измеряется в МДж, в Европе принята другая мера измерения — Гигаватт-час за день [30, 102].

Количество принятой энергии в резервуары СПГ-терминала от танкера-газовоза рассчитывается по следующему выражению [103]:

$$E_j = V_{\text{СПГ}} \cdot \rho \cdot GCV_{\text{СПГ}} + E_{\text{ОГ}}, \quad (45)$$

где E_j — количество полученной энергии от СПГ в j -м резервуаре, МДж;

$V_{\text{СПГ}}$ — объем жидкой фазы СПГ j -м резервуаре, куб. м (определяется по градировочным таблицам);

ρ — плотность СПГ, кг/куб. м, вычисляется по ГОСТ Р 56851-2016 [104];

$GCV_{\text{СПГ}}$ — высшая массовая теплота сгорания, МДж/кг, вычисляется по ГОСТ 31369-2008 [105];

$E_{\text{ОГ}}$ — количество энергии вытесненного газа, МДж, вычисляется по выражению (46):

$$E_{\text{ОГ}} = \frac{273,15}{273,15 + T_{\text{ОГ}}} \cdot \frac{P_{\text{ОГ}}}{1,01325} \cdot V_{\text{ОГ}} \cdot GCV_{\text{ОГ}}, \quad (46)$$

где $V_{ог}$ — объем отпарного газа в j -м резервуаре, куб. м. При этом под отпарным газом понимается газообразная смесь, состоящая преимущественно из метана и азота с примесью этана, водорода, гелия, кислорода, диоксида углерода, которая образуется в емкостях с СПГ вследствие внешнего теплопритока в процессе производства, хранения и транспортировки СПГ [106];

$T_{ог}$ — температура отпарного газа, в °С, измеряется с помощью датчиков температуры;

$GCV_{ог}$ — высшая объемная теплота сгорания, МДж/куб. м, вычисляется по ГОСТ 31369-2008 [105];

$P_{ог}$ — абсолютное давление отпарного газа, кПа, вычисляется с помощью датчиков давления.

С учетом выражений (45), (46) видно, что энергия, находящаяся в резервуарах СПГ-терминалов, зависит от ряда случайных факторов ($V_{СПГ}$, ρ , $GCV_{СПГ}$, $V_{ог}$, $T_{ог}$, $GCV_{ог}$) и является СВ. При этом энергия, которую использует потребитель после преобразования СПГ, также является СВ, измеряемой в Гигаватт-час за день.

С учетом указанного бесперебойная работа обеспечивается при достаточности накопленной энергии в резервуарах [99].

Статистические данные по количеству полученной энергии взяты для 13 СПГ-терминалов Европы за 2012–2019 годы [107].

В качестве показателей анализа СПГ-терминалов рассмотрим следующее:

1. Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО и v суточного потребления энергии за год наблюдения на СПГ-терминалах, в которых за рассматриваемый период объем резервуаров и производительность не менялись.

2. Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, v суточного потребления энергии за год наблюдения на СПГ-терминалах, в которых за рассматриваемый период объем резервуаров изменялся, а производительность не менялась.

3. Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, v суточного потребления энергии за год наблюдения на СПГ-терминалах, в которых за рассматриваемый период объем резервуаров не изменялся, а производительность изменялась.

4. Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, v суточного потребления энергии за год наблюдения на СПГ-терминалах, в которых за рассматриваемый период объем резервуаров и производительность изменялись.

5. Построение тренда временного ряда (количества потребляемой энергии от СПГ в Европе) за 2012–2019 годы для исследования динамики для всех рассматриваемых СПГ-терминалов, имеющих статистических данные за указанный период [99].

Точечные оценки будут производиться по следующим выражениям [31, 99]:

$$MO_{\Gamma} = \frac{1}{365} \sum_{s=1}^{s=365} E_{i\Gamma}, \quad (47)$$

$$D_{\Gamma} = \frac{1}{365 - 1} \sum_{s=1}^{s=365} (E_{s\Gamma} - MO_{\Gamma})^2, \quad (48)$$

$$CKO_{\Gamma} = \sqrt{D_{\Gamma}}, \quad (49)$$

$$v_{\Gamma} = \frac{\sqrt{D_{\Gamma}}}{MO_{\Gamma}}, \quad (50)$$

где $E_{s\Gamma}$ — полученная энергия от СПГ-терминалов за s -й день рассматриваемого года. Оценки рассчитываются за каждый из рассматриваемых годов.

Вычисления интервальных оценок будут производиться по следующим выражениям [31, 99, 108]:

$$MO_{\theta} = MO_{\Gamma} \pm \frac{t\left(1 - \frac{1 - \alpha}{2}; N - 1\right) CKO_{\Gamma}}{\sqrt{N}}, \quad (51)$$

$$CKO_{\theta_{1,2}} = \frac{\sqrt{N - 1}}{\sqrt{\chi_{1,2}^2}} CKO_{\Gamma}, \quad (52)$$

$$D_{\theta} = SKO_{\theta}^2, \quad (53)$$

$$v_{\theta} = \frac{v_{\Gamma}}{1 \pm K\sqrt{1 + 2v_{\Gamma}^2}}, \quad (54)$$

где θ — индекс интервального значения математической оценки;

$t(1 - \frac{1-\alpha}{2}; N - 1)$ — критическое значение, определяемое по таблицам Стьюдента для доверительной вероятности (α) 0,95 и $N-1$ степеней свободы;

N — объем выборки за один год наблюдений, равно 365;

χ_1^2 и χ_2^2 — критические значения, определяемые по таблицам χ^2 для вероятностей $\frac{1-\alpha}{2}$ и $1 - \frac{1-\alpha}{2}$;

K — коэффициент, определяемый по выражению (55):

$$K = \frac{t}{\sqrt{2(N - 1)}}, \quad (55)$$

Результаты расчетов приведены в Таблицах 2.2.1.- 2.2.4.

Таблица 2.2.1 – Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, v на СПГ-терминалах, на которых за рассматриваемый период объем резервуаров и производительность не менялись

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	
South Hook LNG Terminal	МО Гигаватт-час за день	Γ	279,44	74,30	142,75	255,32	349,66	288,35	232,39	296,86	
		θ	262,10–296,77	70,00–78,59	133,29–152,22	240,83–269,80	338,18–361,15	271,19–305,51	217,09–247,69	282,27–311,45	
	Д Гигаватт-час за день	Γ	28361,51	1738,85	8451,74	19797,64	12446,24	27786,36	22096,00	20086,71	
		θ	24653,30–32978,89	1511,50–2021,95	7346,70–9827,73	17209,1–23020,79	10818,92–14472,55	24153,35–32310,10	19207,00–25693,33	17460,41–23356,91	
	СКО Гигаватт-час за день	Γ	168,41	41,70	91,93	140,70	111,56	166,69	148,65	141,73	
		θ	157,01–181,60	38,88–44,97	85,71–99,13	131,18–151,73	104,01–120,30	155,41–179,75	138,59–160,29	132,14–152,83	
	v Гигаватт-час за день	Γ	0,60	0,56	0,64	0,55	0,32	0,58	0,64	0,48	
		θ	0,55–0,67	0,51–0,62	0,59–0,71	0,50–0,61	0,30–0,35	0,53–0,64	0,58–0,71	0,44–0,52	
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	650,00								
	Объем резервуара	куб. м	751,68								
	Isle of Grain LNG Terminal	МО Гигаватт-час за день	Γ	176,83	102,67	44,86	36,04	29,80	28,65	28,53	76,88
			θ	100,54–	93,67–	40,23–	33,08–	28,85–	28,12–	27,72–	66,23–

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>			193,12	111,67	49,48	38,99	30,74	29,19	29,34	87,53
	Д Гигаватт-час за день	Г	25036,34	7650,44	2020,28	823,68	84,05	27,28	61,76	10703,29
		θ	21763,23 – 29,112,82	6650,16 8895,96	1756,14 2349,19	715,98– 857,78	73,06– 97,73	23,71– 31,72	53,69– 71,82	9303,86– 12445,83
	СКО Гигаватт-час за день	Г	158,23	87,47	44,95	28,70	9,17	5,22	7,86	103,46
		θ	147,52– 170,62	81,55– 94,32	41,91– 48,47	26,76– 30,95	8,55–9,89	4,87–5,63	7,33–8,47	96,46– 111,56
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,89	0,85	1,00	0,80	0,31	0,18	0,28	1,35
		θ	0,80–1,01	0,76–0,96	0,89–1,15	0,72–0,89	0,29–0,33	0,17–0,20	0,26–0,30	1,16–1,60
Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	644,00								
Объем резервуара	куб. м	1026,40								
<i>Cartagena LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	48,87	16,34	19,85	25,00	36,88	26,83	36,37	71,54
		θ	45,46–52,28	14,63– 18,05	18,14– 21,56	23,41– 26,59	34,88– 38,88	24,76– 28,90	34,66– 38,08	69,26– 73,82
	Д Гигаватт-час за день	Г	1098,28	275,47	275,91	239,22	377,74	403,57	276,15	490,25
		θ	954,66– 1277,06	239,45– 320,32	239,84– 320,83	207,94– 278,17	328,35– 439,24	350,80– 469,27	240,04– 321,11	426,15– 570,07
	СКО Гигаватт-час за день	Г	33,14	16,60	16,61	15,47	19,44	20,09	16,62	22,14
		θ	30,90–35,74	15,47– 17,90	15,49– 17,91	14,42– 16,68	18,12– 20,96	18,73– 21,66	15,49– 17,92	20,64– 23,88
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,68	1,02	0,84	0,62	0,53	0,75	0,46	0,31
		θ	0,62–0,76	0,90–1,16	0,75–0,94	0,56–0,68	0,48–0,58	0,68–0,84	0,42–0,50	0,29–0,34
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	375,80							
Объем резервуара	куб. м	585,48								
<i>Huelva LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	142,42	117,84	124,58	100,41	73,14	48,36	63,32	95,53
		θ	137,65– 147,19	113,82– 121,87	119,42– 129,74	96,26– 104,55	69,93– 76,36	44,80– 51,93	59,56– 67,08	91,9– 99,08
	Д Гигаватт-час за день	Г	2152,32	1529,14	2512,67	1619,17	976,94	1200,50	1336,44	1187,98
		θ	1870,66– 2502,39	1329,21– 1778,09	2184,14– 2921,74	1407,46– 1882,77	849,21– 1135,99	1043,54– 1395,95	1161,70– 1554,01	1032,65– 1381,39
	СКО Гигаватт-час за день	Г	46,39	39,10	50,13	40,24	31,26	34,65	36,56	34,47
		θ	43,25–50,02	36,46– 42,17	46,73– 54,05	37,52– 43,39	29,14– 33,70	32,30– 37,36	34,08– 39,42	32,13– 37,17
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,33	0,33	0,40	0,40	0,43	0,72	0,58	0,36
θ		0,31–0,36	0,31–0,36	0,37–0,44	0,37–0,44	0,39–0,47	0,65–0,80	0,53–0,64	0,33–0,39	
Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	375,80								
Объем резервуара	куб. м	617,89								
<i>Mugardos LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	38,67	32,31	31,88	31,85	39,41	27,86	37,53	45,43
		θ	35,89–41,45	30,20– 34,42	30,10– 33,55	30,79– 32,90	38,01– 40,81	25,97– 29,74	36,07– 38,99	41,81– 47,06
	Д Гигаватт-час за день	Г	731,87	420,67	299,97	104,42	184,53	336,68	200,29	248,63
		θ	636,03– 850,83	365,67– 489,15	260,75– 348,80	90,77– 121,42	160,41– 214,58	292,66– 391,49	174,10– 232,90	216,13– 289,11
СКО Гигаватт-час за день	Г	27,05	20,51	17,32	10,22	13,58	18,35	14,15	15,77	
	θ	25,22–29,17	19,12– 22,12	16,15– 18,68	9,53–11,02	12,67– 14,65	17,11– 19,79	13,19– 15,26	14,70– 17,00	

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Mugardos LNG Terminal</i>	v Гигаватт-час за день	Г	0,70	0,63	0,54	0,32	0,34	0,66	0,38	0,35
		θ	0,63–0,78	0,58–0,70	0,50–0,60	0,30–0,35	0,32–0,38	0,60–0,73	0,35–0,41	0,32–0,38
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	115,20							
	Объем резервуара	куб. м	300,00							
<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	232,50	81,09	22,92	13,43	26,10	12,12	19,53	19,93
		θ	221,14–243,86	70,19–91,99	17,86–27,98	11,81–15,05	23,11–29,09	10,67–13,57	17,30–21,75	17,01–22,85
	Д Гигаватт-час за день	Г	12191,27	11213,05	2417,96	247,92	843,50	198,11	467,98	802,84
		θ	10596,50–14175,01	9746,97–13038,59	2101,82–2811,62	215,51–288,28	733,21–980,83	172,21–230,36	406,79–544,16	697,87–933,54
	СКО Гигаватт-час за день	Г	110,41	105,89	49,17	15,75	29,04	14,08	21,63	28,33
		θ	102,94–119,06	98,73–114,19	45,85–53,02	14,68–16,98	28,08–31,32	13,12–15,18	20,17–23,33	26,42–30,55
	v Гигаватт-час за день	Г	0,47	1,31	2,15	1,17	1,11	1,16	1,11	1,42
		θ	0,43–0,52	1,13–1,54	1,74–2,80	1,03–1,36	0,98–1,29	1,02–1,35	0,98–1,28	1,22–1,70
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	461,00							
	Объем резервуара	куб. м	540,00							

Таблица 2.2.2 – Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, v на СПГ-терминалах, на которых за рассматриваемый период объем резервуаров изменялся, а производительность не изменялась

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	84,11/ 276,45/ 190,03	73,71	32,80	32,92	72,72	36,54	45,25	63,20
		θ	80,60–87,62/ 267,33–285,57/ 180,12–199,94	65,20–82,21	29,63–35,96	30,33–35,51	64,04–81,40	33,98–39,09	39,49–51,01	57,76–68,65
	Д Гигаватт-час за день	Г	1306,13/ 7854,13/ 9260,62	6834,16	946,82	632,51	7112,53	615,79	3132,53	2799,67
		θ	1013,15–1355,29/ 6826,67–9132,09/ 8049,46–10767,82	5940,60–7946,79	823,03–1100,97	549,81–735,48	6182,58–8270,48	535,28–716,05	2722,96–3642,52	2433,62–3255,47
	СКО Гигаватт-час за день	Г	36,14/ 88,62/ 96,23	82,67	30,77	25,15	84,34	24,82	55,97	52,91
		θ	31,83–36,81/ 82,63–95,56/ 89,72–103,77	77,08–89,14	28,69–33,18	23,45–27,12	78,63–90,94	23,14–26,76	52,18–60,35	49,33–57,06
	v Гигаватт-час за день	Г	0,43/ 0,32/ 0,51	1,12	0,94	0,76	1,16	0,68	1,24	0,84
		θ	0,40–0,47/ 0,30–0,35/ 0,47–0,56	0,99–1,30	0,84–1,07	0,69–0,86	1,02–1,35	0,62–0,76	1,08–1,45	0,75–0,94
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	444,50							
	Объем резервуара	куб. м	382,00 (01.01.17–08.12.19) 382,17 (09.12.19–24.12.19) 562,17 (25.12.19–31.12.19)				374,00 (01.01.12–31.12.16)			

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Barcelona LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	162,80	142,29	157,09	93,60	92,02	81,41	152,85/ 88,85	148,93
		θ	157,80– 167,80	137,85– 146,74	151,17– 163,00	89,73– 97,47	87,43– 96,60	78,04– 84,79	147,88– 157,82/ 85,23– 92,47	145,08– 152,78
	Д Гигаватт-час за день	Г	2358,06	1862,73	3301,28	1414,73	1987,30	1074,88	2327,87/ 1237,95	1399,19
		θ	2049,76– 2741,98	1619,18– 2165,99	2869,64– 3838,74	1229,76– 1645,06	1727,47– 2310,85	934,34– 1249,88	2023,67– 2707,08/ 1075,81– 1439,12	1216,25– 1626,99
	СКО Гигаватт-час за день	Г	48,56	43,16	57,46	37,61	44,58	32,79	48,25/ 35,18	37,41
		θ	45,27–52,36	40,24– 46,54	53,57– 61,96	35,07– 40,56	41,56– 48,07	30,57– 35,35	44,99– 52,03/ 32,80– 37,47	34,87– 40,34
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,30	0,30	0,37	0,40	0,48	0,40	0,32/ 0,39	0,25
		θ	0,28–0,33	0,28–0,33	0,34–0,40	0,37–0,44	0,45–0,53	0,37–0,44	0,30–0,35/ 0,36–0,43	0,23–0,27
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	542,90							
	Объем резервуара	куб. м	758,03 (15.10.13–31.12.19)							837,82 (01.01.12–14.10.13)
<i>Bilbao LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	171,66	86,42	79,97	46,66	58,02	45,56/ 46,68	79,81	110,22
		θ	165,93– 177,39	83,11– 89,74	77,23– 82,71	44,82– 48,50	55,70– 60,34	43,73– 47,39/ 45,06– 48,30	76,48– 83,14	106,77– 113,68
	Д Гигаватт-час за день	Г	3095,44	1037,79	710,33	320,97	506,36	315,19/ 247,73	1046,10	1125,61
		θ	2691,04– 3599,82	902,10– 1206,74	617,46– 825,98	279,01– 373,23	440,15– 588,79	273,87– 366,36/ 215,36– 288,08	909,33– 1216,41	978,44– 1308,86
	СКО Гигаватт-час за день	Г	55,64	32,21	26,65	17,92	22,50	17,75/ 15,74	32,34	33,55
		θ	51,88–60,00	30,03– 34,74	24,85– 28,74	16,70– 19,32	20,98– 24,27	16,55– 19,14/ 14,67– 16,97	30,16– 34,88	31,28– 36,18
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,32	0,37	0,33	0,38	0,39	0,39/ 0,34	0,41	0,30
		θ	0,30–0,35	0,34–0,41	0,31–0,36	0,35–0,42	0,36–0,42	0,36–0,43/ 0,31–0,37	0,37–0,44	0,28–0,33
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	222,70							
	Объем резервуара	куб. м	448,83 (17.11.14–31.12.19)							299,22 (01.01.12–16.11.14)

Таблица 2.2.3 – Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, ν на СПГ-терминалах, на которых за рассматриваемый период объем резервуаров не изменялся, а производительность изменялась

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	150,84	136,49	124,64/ 56,74	100,81	79,37	89,49	112,36	127,72
		θ	140,18–161,50	129,88– 143,10	116,49– 132,79/ 54,47– 59,01	94,70– 106,92	74,79– 83,94	83,51– 95,48	107,19– 117,54	121,42– 134,03

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	Д Гигаватт-час за день	Г	10718,01	4118,69	6275,69/ 486,33	3520,36	1973,43	3375,73	2525,75	3752,73
		θ	9317,04– 12463,47	3580,18– 4789,23	5455,26– 7297,54/ 422/ 63–565,36	3060,08– 4093,49	1715,41– 2294,71	2934,36– 3925,32	2195,51– 2936,95	3262,07– 4363,69
	СКО Гигаватт-час за день	Г	103,53	64,18	79,22/ 22,05	59,33	44,42	58,10	50,26	61,26
		θ	96,52–111,64	59,83– 69,20	73,86– 85,43/ 20,56– 23,78	55,32– 63,98	41,42– 47,90	54,17– 62,65	46,86– 54,19	57,11– 66,06
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,69	0,47	0,64/ 0,39	0,59	0,56	0,65	0,45	0,48
		θ	0,63–0,77	0,43–0,52	0,58–0,71/ 0,36–0,43	0,54–0,65	0,51–0,62	0,59–0,72	0,41–0,49	0,44–0,53
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	300,00 (12.01.17–31.12.19)				265,60 (01.01.2012–11.01.2017)			
Объем резервуара	куб. м	330,00								
<i>Sines LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	164,99/ 170,12	113,70	106,92	49,88	44,35	35,22	53,46	61,15
		θ	162,14–167,84/ 166,94–173,30	109,71– 117,68	102,62– 111,22	47,22– 52,54	42,10– 46,61	34,03– 36,41	50,62– 56,31	57,76– 64,55
	Д Гигаватт-час за день	Г	766,55/ 957,27	1498,01	1745,26	667,92	478,83	134,25	764,36	1086,71
		θ	666,01–890,92/ 832,12–1113,13	1302,15– 1741,90	1517,07– 2029,40	580,59– 776,66	416,22– 556,78	116,70– 156,11	664,42– 888,80	944,62– 1263,63
	СКО Гигаватт-час за день	Г	27,69/ 30,94	38,70	41,78	25,84	21,88	11,59	27,65	32,97
		θ	25,81–29,85/ 28,85–33,36	36,09– 41,74	38,95– 45,05	24,10– 27,87	20,40– 23,60	10,80– 12,49	25,78– 29,81	30,73– 35,55
	ν Гигаватт-час за день	Г	0,17/ 0,18	0,34	0,39	0,52	0,49	0,33	0,52	0,54
		θ	0,16–0,18/ 0,17–0,19	0,31–0,37	0,36–0,43	0,48–0,57	0,45–0,54	0,30–0,36	0,47–0,57	0,49–0,59
Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	200,00 (01.04.2019– 31.12.2019)	192,80 (01.01.2012–31.03.2019)							
Объем резервуара	куб. м	390,00								

Таблица 2.2.4 – Точечные и интервальные оценки МО, Д, СКО, ν на СПГ-терминалах, на которых за рассматриваемый период объем резервуаров и производительность изменялись

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Г	55,75	42,46	56,85	63,49	77,96/ 50,11	77,16	93,57	93,27
		θ	51,35–60,15	38,86– 46,06	52,75– 60,96	58,96– 68,03	74,65– 81,27/ 48,03– 52,19	73,08– 81,24	89,85– 97,28	88,69– 97,85
	Д Гигаватт-час за день	Г	1828,44	1223,75	1587,87	1940,61	1034,25/ 409,30	1572,14	1301,14	1981,98
		θ	1589,36– 2126,09	1063,75– 1422,98	1380,26– 1846,39	1686,88– 2256,55	899,04– 1202,65/ 355,74– 475,88	1366,59– 1828,09	1131,01– 1512,97	1722,842 304,65
	СКО Гигаватт-час за день	Г	42,76	34,98	39,85	44,05	32,16/ 20,23	39,65	36,07	44,52
		θ	39,87–46,11	32,62– 37,72	37,15– 42,97	41,07– 47,50	29,98– 34,68/ 18,86– 21,81	36,97– 42,76	33,63– 38,90	41,51– 48,01

Терминал / год	Статистические оценки	Точечные и интервальные оценки	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	ν Гигаватт-час за день	Γ	0,77	0,82	0,70	0,69	0,41/ 0,40	0,51	0,39	0,48
		θ	0,70–0,86	0,74–0,93	0,64–0,78	0,63–0,77	0,38–0,45/ 0,37–0,44	0,47–0,56	0,36–0,42	0,44–0,52
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	95,90 (01.04.04.2015–31.12.19)				150,00 (01.01.12–31.03.15)			
	Объем резервуара	куб. м	80,00 (01.04.15–31.12.19)				147,20 (01.01.15–31.03.15)	139,70 (01.01.14–31.12.14)	156,20 (01.01.13–31.12.12)	167,10 (01.01.12–31.01.12)
<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	МО Гигаватт-час за день	Γ	83,44/87,17	31,56	43,72	24,33	17,77	18,05	17,87	38,36
		θ	80,41– 85,47/82,67– 91,67	28,41– 34,71	40,35– 47,09	21,85– 26,82	15,42– 20,12	16,24– 19,85	16,28– 19,47	35,45– 41,26
	Д Гигаватт-час за день	Γ	866,34/ 1909,13	938,35	1074,26	583,88	522,79	307,24	240,96	794,80
		θ	752,88– 1007,13/ 1659,24– 2219,58	815,67– 1091,12	933,80– 1249,15	507,54– 678,94	454,44– 607,90	267,07– 357,26	209,45– 280,18	690,88– 924,20
	СКО Гигаватт-час за день	Γ	29,43/43,69	30,63	32,78	24,16	22,86	17,53	15,52	28,19
		θ	27,44– 31,74/40,73– 47,11	28,56– 33,03	30,56– 35,34	22,53– 26,06	21,32– 24,66	16,34– 18,90	14,47– 16,74	26,28– 30,40
	ν Гигаватт-час за день	Γ	0,35/0,50	0,97	0,75	0,99	1,29	0,97	0,87	0,74
		θ	0,32–0,38/ 0,46–0,55	0,86–1,11	0,68–0,84	0,88–1,14	1,12–1,52	0,86–1,11	0,78–0,98	0,67–0,82
	Производительность СПГ-терминала	Гигаватт-час за день	269,90 (10.04.2019– 31.12.2019)	205,50						
	Объем резервуара	куб. м	225,00	130,00						

Результаты проведенного анализа позволяют сделать следующие выводы:

1. Производительность СПГ-терминалов соответствует потребностям потребителей, ни в одном случае не было падения генерации энергии СПГ из-за отсутствия газа.
2. Имеется неравномерность непотребления, вызванная наличием выходных и праздничных дней [99].
3. Максимальное и минимальное значения СВ для 13 СПГ-терминалов находятся в диапазоне от 0 до 697,6 Гигаватт-час за день;
4. Минимальные и максимальные значения математических оценок СВ рассматриваемых СПГ-терминалов составляют для МО 12,1–349,7; Д 20,9–28361,5; СКО 5,2–166,7; ν 0,2–2,2.

Анализ данных по всем рассматриваемым СПГ-терминалам приведен в Таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Анализ данных для СПГ-терминалов Европе за 2012–2019 годы (измерения приведены в Гигаватт-час)

№	Терминал/год	СВ наиб.	СВ наим.	МО _Г наиб.	МО _Г наим.	Д _Г наиб.	Д _Г наим.	СКО _Г наиб.	СКО _Г наим.	υ _Г наиб.	υ _Г наим.
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	650,4	50,6	349,66	74,30	28361,51	1738,85	166,69	41,70	0,64	0,32
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	697,6	0,0	176,83	28,53	25036,34	27,28	158,23	5,22	1,35	0,18
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	195,4	0,0	87,17	18,05	1909,13	20,96	43,69	15,52	1,29	0,35
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	171,7	0,0	71,54	16,34	1098,28	239,22	33,14	15,47	1,02	0,31
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	319,1	0,0	142,42	48,36	2512,67	976,94	50,13	31,26	0,72	0,33
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	276,6	0,0	45,43	27,86	731,87	184,53	27,05	10,22	0,70	0,32
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	399,5	4,0	232,50	12,12	12191,27	198,11	110,41	14,08	2,15	0,47
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	218,8	4,3	170,12	35,22	1745,26	134,25	41,78	11,59	0,54	0,17
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	518,4	3,0	276,45	32,80	9260,62	615,79	96,23	24,82	1,24	0,32
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	381,2	14,8	162,80	81,41	3301,28	1074,88	48,56	32,79	0,48	0,25
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	259,1	20,6	171,66	46,66	3095,44	247,73	55,64	15,74	0,41	0,30
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	312,6	0,0	150,84	56,74	10718,01	486,33	103,53	22,05	0,69	0,39
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	203,1	0,0	93,57	42,46	1981,98	409,30	44,52	20,23	0,82	0,40

Кроме того, целесообразно рассмотреть количество полученной энергии по годам для всех рассматриваемых СПГ-терминалов за 2012–2019 годы. Для этого воспользуемся следующими выражениями [99]:

$$E_{об} = NMO_{Г}, \quad (56)$$

$$E_{обГ} = \sum E_{об}, \quad (57)$$

где $E_{об}$ — сумма полученной энергии на одном из рассматриваемых СПГ-терминалов за один год;

$E_{обГ}$ — сумма полученной энергии всех рассматриваемых СПГ-терминалов за определенный год [99, 109].

Результаты приведены в Таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6 – Полученная энергия от СПГ-терминалов в Европе за 2012–2019 годы, в Гигаватт/час, за день по годам и суммарно за каждый год

№	Терминал/год	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	101994,7	27119,50	52103,75	93191,80	127625,90	105247,80	84822,35	108353,90
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	64544,5	37475,10	16373,00	13153,00	10876,00	10459,00	10413,10	28060,20
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	31448,80	11518,70	15958,20	8881,90	6485,70	6586,80	6523,90	13999,86
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	17838,8	5964,50	7246,20	9125,40	13460,70	9793,50	13276,20	26112,90
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	51982,2	43012,91	45472,39	36648,30	26697,00	17652,40	23111,80	34870,00
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	14116,00	11792,70	11636,50	11623,90	14385,80	10167,40	13698,50	16583,60
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	84864,2	29598,90	8365,10	4902,90	9525,00	4423,80	7127,10	7274,00
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	61632,9	41499,90	39026,79	18205,80	16189,10	12855,80	19513,60	22320,70
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	72680,7	26902,40	11970,50	12015,90	26543,40	13336,10	16516,00	23069,40
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	59420,6	51937,20	57337,30	34165,20	33585,50	29715,50	16516,00	54360,91
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	62655,7	31544,10	29189,10	17031,00	21177,10	16987,10	29129,60	40231,69
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	55055,3	49818,81	44748,40	36794,99	28968,90	32665,60	41012,60	46618,60
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	20347,6	15499,10	20751,80	23175,50	25949,50	28163,50	34151,40	34042,70
Е _{обГ}		698582,00	383683,82	360179,03	318915,59	361469,60	298054,30	315812,15	455898,46

На основании Таблицы 2.2.6 построим график зависимости производительности СПГ-терминалов по годам (Рисунок 2.2.4).

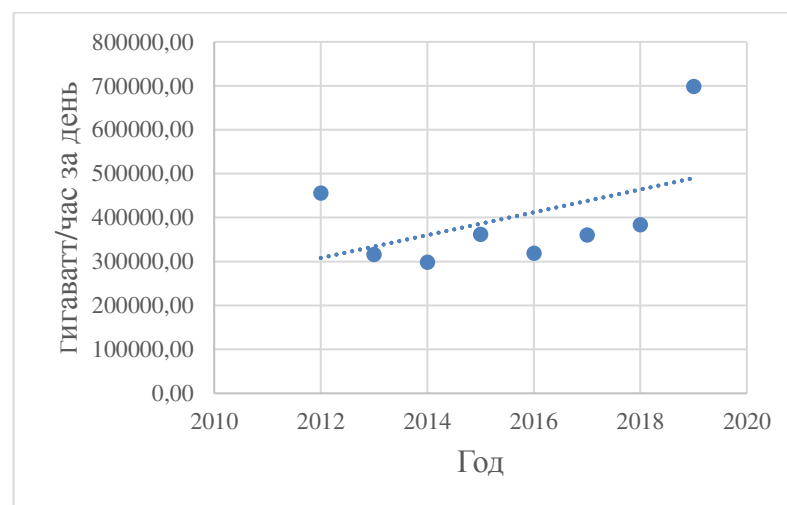


Рисунок 2.2.4 – График зависимости производительности СПГ-терминалов по годам

Аппроксимация зависимости линейной функции на Рисунке 2.2.4 имеет вид $y = 25976x - 5 \cdot 10^{0,7}$. Анализ данных показывает уменьшение производительности СПГ-терминалов с 2012 по 2014 годы, процесс нарастания до 2018 года и скачок в 2019 году. Количество потребляемой энергии в 2019 году возросло на 314898,18 Гигаватт/час за день, по сравнению с 2018 годом. Эти данные соответствуют состоянию мировой экономики в данный период времени [99, 109, 110].

С учетом изложенного можно сделать следующие выводы:

1. С учетом использования танкеров-газовозов для транспортировки СПГ активно развивается строительство и ввод в действие СПГ-терминалов (на конец декабря 2019 года в эксплуатации находится 140 СПГ-терминалов (без учета малотоннажных проектов).

2. По итогам анализа потребности энергии от СПГ-терминалов интегральные показатели указывают на соответствие зависимости СПГ от экономического фактора.

3. После выхода из мирового кризиса имеется тенденция увеличения потребляемой энергии от СПГ-терминалов до 2018 года и скачок в 2019 году. Разница потребляемой энергии от СПГ-терминалов между 2018 и 2019 годами составила более 300 тыс. Гигаватт/час за день.

4. С учетом возрастания потребности получения энергии от СПГ-терминалов существует необходимость увеличения производительности заводов по производству СПГ, а также увеличения количества единиц флота танкеров-газовозов.

5. Анализ неравномерности количества потребляемой энергии с учетом различных свойств перевозимого СПГ позволяет сформулировать требования к производительности СПГ-терминалов, избыточности объемов хранения СПГ, производительности заводов по производству СПГ, грузоместимости имеющегося и планируемого к постройке флота танкеров-газовозов для бесперебойной работы всей ТЛС [99, 109].

2.3. Обеспечение согласованности производства и потребления сжиженного природного газа с географией расположения заводов по производству и терминалов по регазификации сжиженного природного газа с морским транспортным комплексом

Для рассмотрения обеспечения согласованности производства и потребления СПГ с географией расположения СПГ-заводов и СПГ-терминалов с морским транспортным комплексом целесообразно произвести расчет необходимого количества танкеров-газовозов в зависимости от месяца при рассмотрении различного расстояния между указанными объектами ТЛС.

В качестве показателей для обеспечения согласованности объектов ТЛС рассмотрим следующее:

1. Месячное количество производимого СПГ, в куб. м, взятое по показаниям с 2010 по 2017 годы, для СПГ-завода проекта «Сахалин-2».

2. Месячное количество потребляемого СПГ, в куб. м, по показаниям с 2012 по 2019 годы для 13 СПГ-терминалов, указанных в разделе 2.2.

3. Определение необходимого количества танкеров-газовозов грузоподъемностью 145000 куб. м для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов для различного расстояния между СПГ-заводом и СПГ-терминалом — 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 морских миль. Танкеры-газовозы такой вместимости используются для вывоза сырья с завода СПГ проекта «Сахалин-2» [111].

С учетом имеющейся статистики по производительности СПГ-завода проекта «Сахалин-2», приведенной в Таблице 2.1.2, и полученных на ее основании математических оценок данной производительности по месяцам за восемь лет, измеряемой в куб. м в час СПГ, произведем расчет месячного количества производимого СПГ, в куб. м, для указанного завода, вычисленного по выражению (58) [112]:

$$Q_i^d = MO_i \cdot D \cdot 24, \quad (58)$$

где Q_i^d — месячное количество производимого СПГ в i -м месяце, измеренное

в куб. м;

MO_i — МО для i -го месяца за 2010–2017 годы;

D — количество дней в i -м месяце (для февраля взято 28 дней).

Результаты расчета по выражению (58) приведены в Таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Месячное количество производимого СПГ [112]

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Q_i^d	2636141	2489142	2599848	2429712	2447462	2304216	2231018	2239425	2324873	2511461	2507890	2626841

Для определения месячного количества потребляемого СПГ, в куб. м, по показаниям с 2012 по 2019 годы для 13 СПГ-терминалов, воспользуемся выражениями (59)–(61) [31, 107, 112]:

$$MO_d^i = \frac{1}{D} \sum_{s=1}^{s=d} E_{sr}, \quad (59)$$

где MO_d^i — математическое ожидание полученной энергии за d -дней i -го месяца;
 E_{sr} — полученная энергия от СПГ-терминалов за s -й день рассматриваемого года, измеренная в Гигаватт-час в день;

D — количество дней в i -м месяце (для февраля взято 28 дней).

$$MO_d^{\Gamma} = \frac{1}{8} \sum_{z=1}^{z=8} MO_d^i, \quad (60)$$

где MO_d^{Γ} — математическое ожидание полученной энергии за z -лет i -го месяца;

$$Q_i^p = MO_d^{\Gamma} \cdot D, \quad (61)$$

где Q_i^p — месячное количество полученной энергии от СПГ в i -м месяце рассматриваемого СПГ-терминала, измеренное в Гигаватт-часах.

Результаты расчета по выражениям (58)–(61) представлены в Таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Месячное количество полученной энергии от СПГ по месяцам, в Гигаватт-час [112]

№	Терминал / Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	South Hook LNG Terminal	5446,24	4980,55	6710,47	9926,22	11839,70	7296,10	7362,77	8095,35	6266,25	6138,22	7162,57	6020,26

№	Терминал / Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	2481,79	2498,70	2113,99	2142,39	1393,96	949,66	1012,81	1169,36	1508,31	1892,39	3296,64	3499,69
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	1732,03	1481,12	1095,37	473,87	615,73	710,89	1257,11	1022,53	983,30	766,70	1262,91	1341,24
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1452,94	1183,92	1134,59	968,05	731,76	873,46	1113,99	884,82	1059,39	887,69	1073,39	1477,50
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	3498,06	3201,79	3048,53	2519,44	2398,31	2470,38	2675,00	2481,87	2934,68	2931,44	3219,99	3573,29
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1298,45	1074,55	1075,74	950,00	808,81	860,49	1098,00	1069,53	1058,08	1123,60	1210,70	1289,44
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1215,19	1235,98	1570,00	2346,44	2587,26	1753,69	1049,78	907,05	799,30	1549,45	2518,89	2253,95
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	2720,08	2388,27	2157,56	1813,11	2157,67	2240,00	2852,84	2693,45	2478,44	2616,97	2541,75	2402,44
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	2106,15	1768,77	2671,82	2601,74	2256,39	1756,29	1760,74	2178,46	1645,95	2611,14	2158,32	1839,89
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	3900,84	3923,36	3934,33	3427,25	3917,23	3631,82	3701,26	3314,09	3513,30	3172,19	4108,61	4417,11
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	2558,56	2309,50	2399,09	2271,70	2780,74	2823,04	2849,91	2821,73	2724,64	2408,50	2556,64	2606,35
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	2584,39	3141,11	4502,08	4409,15	4048,06	3557,43	2732,39	2968,71	3359,81	3495,95	4235,80	3238,27
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	1997,17	1433,00	1966,58	2178,99	2235,74	2070,09	2640,93	2180,54	1708,69	2489,60	2322,65	1983,29

Переведем месячное количество полученной энергии от СПГ в i -м месяце рассматриваемого СПГ-терминала из Гигаватт-час в куб. м для плотности СПГ 430 кг/м³ (Таблица 2.3.3) [93, 94, 112].

Таблица 2.3.3 – Месячное количество полученной энергии от СПГ по месяцам, в куб. м

№	Терминал / Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	876686	801724	1080192	1597835	1905849	1174461	1185193	1303117	1008685	988076	1152967	969088
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	399496	402218	340291	344862	224387	152868	163033	188233	242795	304620	530663	563348
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	278806	238417	176324	76280	99114	114432	202359	164597	158283	123416	203292	215900
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	233881	190576	182636	155828	117792	140602	179320	142431	170531	142892	172784	237835
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	563087	515396	490724	405556	386059	397659	430597	399510	472398	471876	518325	575196
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	209013	172971	173163	152922	130196	138514	176746	172163	170319	180867	194888	207562
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	195610	198957	252725	377708	416473	282293	168983	146009	128664	249417	405468	362821
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	437853	384442	347305	291859	347323	360575	459224	433567	398957	421257	409148	386723

№	Терминал / Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	339029	284721	430086	418804	363213	282711	283428	350669	264950	420317	347428	296169
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	627922	631548	633312	551688	630560	584619	595796	533472	565540	510630	661368	711027
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	411854	371762	386184	365678	447619	454427	458753	454216	438588	387699	411545	419547
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	416012	505627	724704	709745	651620	572642	439835	477877	540832	562747	681841	521268
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	321487	230672	316562	350754	359890	333224	425112	351003	275049	400753	373879	319252

Для расчета необходимого количества танкеров-газовозов в целях обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов (определенных в Таблице 2.3.2) с учетом различного расстояния между СПГ-заводом и СПГ-терминалом (1500, 2000, 2500, 3000 и 3500 морских миль) применим следующий цикл оборачиваемости танкера-газовоза между указанными объектами (Рисунок 2.3.1) [112].

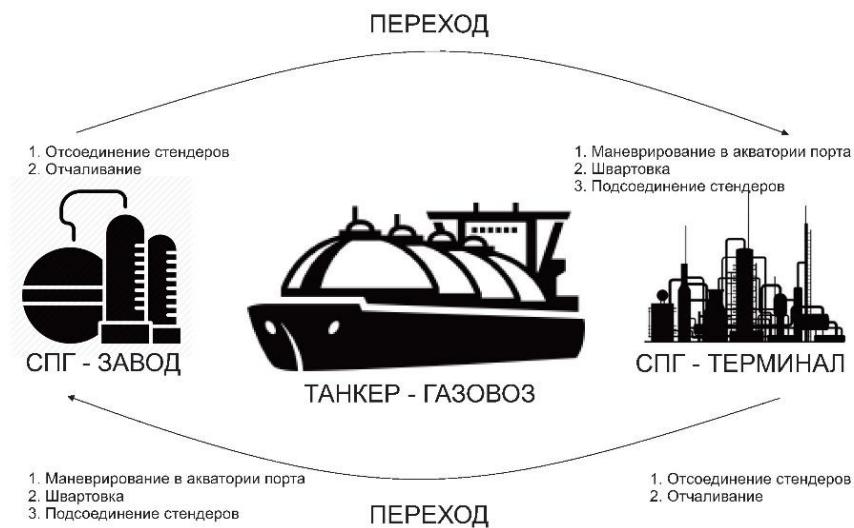


Рисунок 2.3.1 – Цикл оборачиваемости танкера-газовоза [112]

Исходные данные по некоторым параметрам оборачиваемости танкера-газовоза будут братья применительно к вывозу СПГ с полуострова Ямал (Таблица 2.3.4) [112].

Таблица 2.3.4 – Время оборачиваемости танкера-газовоза [112]

Этап	Сезон года			
	Лето	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима
Маневрирование в акватории порта	1	1	1	1
Швартовка	1	1	1	1
Подсоединение стендеров и охлаждение	1,5	1,5	1,5	1,5
Отсоединение стендеров (дренаж и продувка стендеров)	1,5	1,5	1,5	1,5
Отчаливание	0,5	0,5	0,5	0,5

Принимая во внимание Рисунок 2.3.1 и Таблицу 2.3.4, время цикла оборачиваемости танкера-газовоза между СПГ-заводом и СПГ-терминалом можно вычислить по следующему выражению:

$$t_{\text{цикл}} = t_{\text{ман.}} + t_{\text{швар.}} + t_{\text{подс.тенд.}} + t_{\text{загр.}} + t_{\text{отс.тенд.}} + t_{\text{отчал.}} + t_{\text{перех.}} + t_{\text{ман.}} + t_{\text{швар.}} + t_{\text{подс.тенд.}} + t_{\text{разг.}} + t_{\text{отс.тенд.}} + t_{\text{отчал.}} + t_{\text{перех.}}, \quad (62)$$

где $t_{\text{цикл}}$ — время в часах между началом маневрирования танкера-газовоза к СПГ-заводу для загрузки, загрузкой, переходом к СПГ-терминалу, разгрузкой и возвращением в точку начала маневрирования к СПГ-заводу;

$t_{\text{ман.}}$ — время маневрирования танкера-газовоза в акватории порта;

$t_{\text{швар.}}$ — время швартовки танкера-газовоза к причалу СПГ-завода;

$t_{\text{подс.тенд.}}$ — время подсоединения стендеров и охлаждение грузовых танков для начала загрузки;

$t_{\text{загр.}}$ — время загрузки танкера-газовоза;

$t_{\text{отс.тенд.}}$ — время отсоединения стендеров (дренаж и продувка стендеров);

$t_{\text{отчал.}}$ — время отчаливания (отшвартовки) танкера-газовоза от СПГ-завода;

$t_{\text{перех.}}$ — время перехода танкера-газовоза от СПГ-завода до точки маневрирования в акватории порта нахождения СПГ-терминала, рассчитанное по выражению (63) [112, 113]:

$$t_{\text{перех.}} = \frac{S}{V}, \quad (63)$$

где S — пройденное танкером-газовозом расстояние, измеренное в морских милях. Под морской милей понимается единица длины, равная длине одной минуты дуги меридиана земного эллипсоида, составляющая 1852 метра;

V — скорость танкера-газовоза, измеренная в узлах. Один узел соответствует скорости, при которой танкер-газовоз проходит за один час одну морскую милю [112];

$t_{\text{разг.}}$ — время разгрузки танкера-газовоза.

Возможное количество циклов оборачиваемости танкера-газовоза для соответствующего месяца определено по выражению:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{Q_{\text{ч}}^{\text{М}}}{t_{\text{цикл}}}, \quad (64)$$

где $Q_{\text{ч}}^{\text{М}}$ — количество часов в определенном месяце (для февраля взято 28 дней).

Необходимое количество танкеров-газовозов в зависимости от месячной потребности рассматриваемого СПГ-терминала:

$$N_{\text{Т}}^{\text{М}} = \frac{Q_i^{\text{р}}}{V_{\text{танкера}}}, \quad (65)$$

где $Q_i^{\text{р}}$ — месячное количество полученной энергии от СПГ в i -м месяце рассматриваемого СПГ-терминала, измеренное в куб. м;

$V_{\text{танкера}}$ — вместимость танкера-газовоза.

Необходимое число танкеров-газовозов N для обеспечения месячной потребности СПГ-терминала (с округлением до единицы в большую сторону) равно:

$$N = \frac{N_{\text{Т}}^{\text{М}}}{Q_{\text{ц}}}, \quad (66)$$

В дальнейшем при расчетах примем допущение, не учитывающее появление отступлений от временных параметров, возникающих из-за воздействия внешних факторов (гидрометеорологические условия, производственный процесс, человеческий фактор и др.).

Приведем расчет необходимого количества танкеров-газовозов, в зависимости от месячной потребности, для 13 СПГ-терминалов по месяцам при условии нахождения СПГ-терминалов на расстоянии 1500 морских миль от СПГ-завода.

Использованы следующие данные:

– вместимость танкера-газовоза 145000 куб. м СПГ [111];

– скорость танкера-газовоза 19,5 узла [60];

– при определении $t_{\text{загр.}}$ и $t_{\text{разг.}}$ примем скорость при начале и окончании загрузки (отгрузки) — в течение первого и последнего часа танкера-газовоза — 7000 м³/ч, в остальное время скорость составит 14000 м³/ч. Результат составит 11,35714 часа [7].

Результаты расчета приведены в Таблице 2.3.5.

Таблица 2.3.5 – Необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов при расстоянии между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 1500 морских миль

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	2	2	2	3	4	3	3	3	2	2	3	2
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	<i>Reythoussa LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	2
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	1
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Проведем аналогичные расчеты для расстояний между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 2000, 2500, 3000 и 3500 морских миль. Результаты приведены в Таблицах 2.3.6–2.3.9.

Таблица 2.3.6 – Необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов при расстоянии между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 2000 морских миль

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	2	2	3	4	5	3	3	3	3	3	3	3
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2	2
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	1	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблица 2.3.7 – Необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов при расстоянии между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 2500 морских миль

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	3	3	3	5	6	4	4	4	3	3	4	3
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	1
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	1

Таблица 2.3.8 – Необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов при расстоянии между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 3000 морских миль

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	3	3	4	6	7	4	4	5	4	4	4	4

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	2	1	2	2	2	1	1	2	1	2	2	1
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	3	2
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	2	1	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2

Таблица 2.3.9 – Необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения месячной потребности СПГ-терминалов при расстоянии между СПГ-заводом и СПГ-терминалом 3500 морских миль

№	Терминал/Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	<i>South Hook LNG Terminal</i>	4	4	4	7	7	5	5	5	4	4	5	4
2	<i>Isle of Grain LNG Terminal</i>	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	2	3
3	<i>Revithoussa LNG Terminal</i>	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	<i>Cartagena LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	<i>Huelva LNG Terminal</i>	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
6	<i>Mugardos LNG Terminal</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	<i>Rotterdam Gate Terminal</i>	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2
8	<i>Sines LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9	<i>Zeebrugge LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2
10	<i>Barcelona LNG Terminal</i>	3	3	3	3	3	3	3	2	3	2	3	3
11	<i>Bilbao LNG Terminal</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12	<i>Fos Cavaou LNG Terminal</i>	2	3	3	3	3	3	2	2	3	3	3	2
13	<i>Fos Tonkin LNG Terminal</i>	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Разработанная методика позволяет предъявить требования к числу и способу подачи танкеров-газовозов для эффективного функционирования ТЛС [112].

Выводы по главе 2

1. Наблюдается рост строительства мощностей по производству СПГ, связанный с повышением его спроса на мировой арене.

2. Коэффициенты вариации месячного объема производства СПГ и среднемесячной температуры наружного воздуха для каждого из 12 месяцев 8-летнего периода находятся, соответственно, в диапазонах от 0,01 до 0,03 и от $-0,44$ до $1,62$, что свидетельствует о незначительных изменениях месячного объема производства СПГ при малых изменениях среднемесячной температуры наружного воздуха.

3. Коэффициенты вариации месячного объема производства СПГ и среднемесячной температуры наружного воздуха, рассчитанные для каждого анализируемого года 8-летнего периода, находятся, соответственно, в диапазонах от 0,05 до 0,08 и от $1,74$ до $3,27$, при этом коэффициенты корреляции между месячным объемом производства СПГ и среднемесячной температурой наружного воздуха в течение одного года за рассматриваемые 8 лет находятся в диапазоне от $-0,85$ до $-0,98$, что свидетельствует о значительном влиянии среднемесячной температуры наружного воздуха на месячный объем производства СПГ-завода. С понижением среднемесячной температуры наружного воздуха объем производства СПГ увеличивается, с ее ростом — уменьшается.

4. Указанные данные позволяют сделать вывод о зависимости производительности СПГ-завода от температуры наружного воздуха, что, в свою очередь, предъявляет требования к числу и способу подачи танкеров-газовозов на выбранный СПГ-завод с целью разработки эффективных алгоритмов функционирования автоматической системы управления перевозками.

5. С учетом использования танкеров-газовозов для транспортировки СПГ активно развивается строительство и ввод в действие СПГ-терминалов (на конец декабря 2019 года в эксплуатации находится 140 СПГ-терминалов (без учета малотоннажных проектов)).

6. По итогам анализа потребности энергии от СПГ-терминалов интегральные показатели указывают на соответствие зависимости СПГ от экономического фактора.

7. После выхода из мирового кризиса имеется тенденция увеличения потребляемой энергии от СПГ-терминалов до 2018 года и скачок в 2019 году. Разница потребляемой энергии от СПГ-терминалов между 2018 и 2019 годами составила более 300 тыс. Гигаватт/час за день.

8. С учетом возрастания потребности получения энергии от СПГ-терминалов существует необходимость увеличения производительности заводов по производству СПГ, а также увеличения количества единиц флота танкеров-газовозов.

9. Анализ неравномерности количества потребляемой энергии с учетом различных свойств перевозимого СПГ позволяет сформулировать требования к производительности СПГ-терминалов, избыточности объемов хранения СПГ, производительности заводов по производству СПГ, грузопместимости имеющегося и планируемого к постройке флота танкеров-газовозов для бесперебойной работы всей ТЛС [99, 109].

ГЛАВА 3. ПЛАНИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ПОДХОДА ТАНКЕРА-ГАЗОВОЗА НА ВХОД В СТЕСНЕННЫЕ ВОДЫ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ УБЫТКОВ

3.1. Описание процедур прохождения танкером-газовозом стесненных вод

Учитывая вместимость и размеры танкеров-газовозов, как правило, они имеют большую осадку (раздел 1.1.3.). Под осадкой судна понимается степень погружения корпуса судна в воду [114]. При этом районы губ и заливов в Арктической зоне Российской Федерации, где находятся газовые и газоконденсатные месторождения и планируются к постройке СПГ-заводы и СПГ-терминалы, мелководны (Рисунок 3.1.1) [115].



Рисунок 3.1.1 – Карта размещения возможных производств СПГ на протяжении СМП [115]

Принимая во внимание изложенное, при вывозе СПГ танкеры-газовозы будут сталкиваться с проблемой плавания в стесненных водах. Под стесненными водами или узкостями понимаются районы, ограниченные в навигационном отношении различными опасностями (рифами, мелями, камнями), лежащими в непосредственной близости от фарватеров и рекомендованных курсов. Плавание в таких условиях предъявляет требования к точности местоположения судна и исправной работе комплекса винторулевой группы, что в настоящее время решается автоматизированным судовождением, основанным на использовании специальной вычислительной техники и управляющих систем [113].

Кроме того, на примере реализации проекта «Ямал СПГ», помимо стесненных вод, на ограничение судовождения в зимний период накладывается сложная ледовая обстановка.

Для обеспечения проводки танкеров-газовозов в зимнее время разрабатываются специальные планы управления ледовой обстановкой (План УЛО).

Цель разработки Плана УЛО состоит в определении основополагающих взглядов на организацию обеспечения безопасности мореплавания и защиты окружающей среды в ледовых условиях в случаях возникновения опасности воздействия ледовых образований.

Разработка плана позволяет определить, согласовать и утвердить принципиальные положения по организации обеспечения безопасности мореплавания и защиты окружающей среды в ледовых условиях и практические пути ее реализации.

УЛО — комплекс взаимосвязанных организационных и технических мер обеспечения безопасности функционирования объектов разведки, добычи и морской транспортировки углеводородов в ледовых условиях.

Основными элементами по УЛО являются силы и средства ледового мониторинга и силы и средства борьбы с айсбергами и опасными ледовыми образованиями. Такая система функционирует посредством нормативного регулирования ее элементов, при котором в качестве управляемых объектов

принимаются опасные ледовые образования (ледяные поля, торосы, айсберги), управляющих воздействий — ледовый мониторинг и методы борьбы с айсберговой и ледовой опасностью (буксировка, разрушение и т. д.) [116].

Весь указанный выше комплекс позволяет минимизировать влияние ледовой нагрузки в процессе прохода стесненных вод и швартовки танкера-газовоза.

Кроме возможной ледовой нагрузки, Международная морская организация с учетом сложности плавания в стесненных условиях выделила данное обстоятельство в отдельную группу, которая нашла свое отражение в правиле 28-й международной конвенции «Международные правила предупреждения столкновения судов 1972 года» [117].

Судно, стесненное своей осадкой (ССО), дополнительно может выставлять на наиболее видном месте три красных круговых огня, расположенных по вертикальной линии, или цилиндр. При этом основные факторы, которые должны учитываться судоводителем при использовании знаков и огней ССО:

- наличие водного пространства для маневрирования вследствие недостаточной глубины моря в районе плавания (мелководье);
- прохождение мелководного канала, предназначенного для крупнотоннажных судов с большой осадкой [118].

Как правило, при прохождении стесненных вод (узкостей) на подходах к порту на мостике присутствует лоцман, знающий особенности данного района. При этом присутствие лоцмана на мостике не освобождает ни капитана, ни вахтенного помощника капитана от их прав и обязанностей по обеспечению безопасности мореплавания и защиты окружающей среды. Указанное обстоятельство нашло свое отражение в главе VI «Морские лоцманы» Кодекса торгового мореплавания Российской Федерации [119].

Дополнительно при прохождении судном стесненных вод (узкостей) необходимо учитывать проседание судна. Это явление возникает из-за того, что при движении судна вокруг него образуется гидродинамическое поле с разными значениями давления в отдельных его частях. Понижение давления под днищем

вызывает проседание судна, что создает угрозу касания грунта [120]. Указанное проседание зависит от скорости судна, посадки судна, высоты волны в акватории и наличия перехода судна из соленой морской воды в пресную. Данные обстоятельства также могут внести обременения на скоростной режим прохождения стесненных вод (узкостей).

С учетом изложенного можно сделать вывод, что плавание в стесненных водах, особенно при наличии льда, вызывает дополнительные нагрузки на командный состав судна, предъявляет дополнительные требования к точности позиционирования, работе винторулевой группы судна, необходимому ледокольному обеспечению, разработке планов управления ледовой обстановкой и выполнению требований международного норматива, принятого в торговом мореплавании при плавании в данных условиях. Кроме того, время плавания в стесненных водах ввиду наличия указанных факторов, включая человеческий, будет являться случайной величиной.

3.2. Анализ работы системы транспортировки сжиженного природного газа морским транспортом

Для проведения анализа работы системы транспортировки СПГ морским транспортом представляется целесообразным рассмотреть показатель эффективности и функционирования системы его транспортировки.

Система транспортировки СПГ морским транспортом представлена моделью «Танкер-газовоз — Завод по производству СПГ», имеющей четыре состояния (вершины), определенные следующим образом:

- S1 — наличие танкера-газовоза у СПГ-завода и наличие СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза.
- S2 — наличие танкера-газовоза у СПГ-завода и отсутствие нужного количества СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза.
- S3 — отсутствие танкера-газовоза у СПГ-завода и наличие СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза.

- S4 в отсутствие танкера-газовоза у СПГ-завода и отсутствие нужного количества СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза.

Граф данной системы представлен на Рисунке 3.2.1 [121]

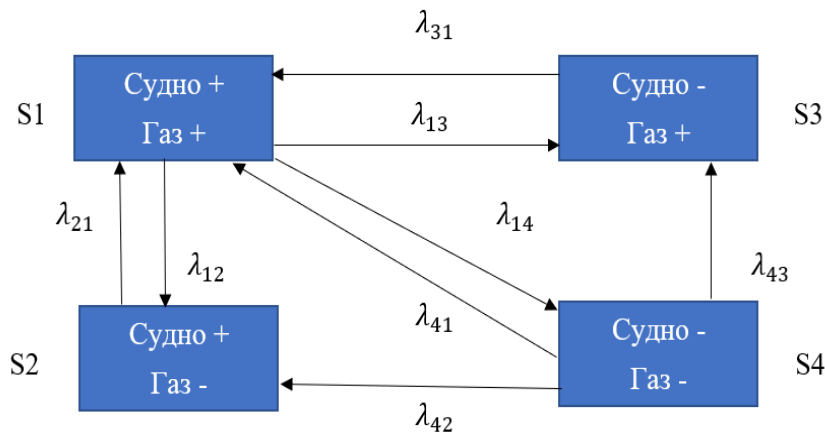


Рисунок 3.2.1 – Граф системы [121]

Дуги графа размечены как λ_{ij} — интенсивности перехода из i -го в j -е состояние [121-122].

Как правило, график подхода танкеров-газовозов к СПГ-заводу определен, но при этом различная гидрометеорологическая обстановка (ледовая обстановка, возмущение во время движения танкеров-газовозов) определяет отклонения моментов их прибытия.

Особое влияние на отклонение времени прибытия танкеров-газовозов от заданного оказывает их плавание в стесненных водах, так как в иных случаях задержки могут быть компенсированы изменением режима движения танкеров-газовозов [121]. Кроме того, увеличение времени движения танкера-газовоза в стесненных водах и операций в морском порту повышает финансовую нагрузку, так как, кроме оплаты ежесуточной фрахтовой ставки танкера-газовоза, необходимо также предусмотреть оплату портовых сборов (корабельный, каналный, ледакольный, лоцманский, маячный, навигационный, причальный,

экологический, транспортной безопасности акватории морского порта), швартовные и буксирные услуги, а также ледокольную проводку (при необходимости) в соответствии с утвержденными ставками (Рисунок 3.2.2).



Рисунок 3.2.2 – Финансовая нагрузка при обороте танкера-газовоза

С учетом анализа, проведенного в разделе 2.1., производительность СПГ-завода является случайной величиной.

Таким образом, вероятность состояния S_1 зависит от двух случайных величин. Вероятность состояний S_2 , S_3 и S_4 также зависит от упомянутых случайных величин. Модель может быть описана матрицей вероятностей переходов $\|P_{ij}\|$ [121].

Для анализа данной модели примем допущение о простейшем потоке событий перехода из одного состояния системы в другое с интенсивностью λ_{ij} .

Допущение о простейшем потоке на содержательном уровне обосновано тем, что при постоянном числе танкеров-газовозов интервал времени между их подходами к СПГ-заводу является СВ, характеристика которой может быть принята не зависящей от времени (свойство стационарности). Вероятность появления одновременно двух танкеров-газовозов у СПГ-завода является

величиной более высокого порядка малости по сравнению с появлением одного танкера-газовоза (свойство ординарности). Интервалы времени между подходами танкеров-газовозов независимы друг от друга (свойство отсутствия последствия) [31].

Экономически обоснованным требованием является наличие такого объема СПГ в резервуаре, который будет не менее полной вместимости танкера-газовоза к моменту его подхода. Это объясняется тем, что в штатном режиме скорость погрузки танкера-газовоза много выше скорости регазификации газа на СПГ-заводе. При недостатке сырья в процессе погрузки танкера-газовоза увеличивается время его стоянки у СПГ-завода, что экономически неэффективно. Стоимость простоя танкера-газовоза много больше, чем технологические потери от испарения газа из резервуара при полном его наполнении.

Так, фрахтовая ставка танкера-газовоза находится в интервале от \$30 до \$67 тыс. в сутки, в зависимости от его вместимости. По данным Clarksons Platou, фрахтовая ставка на март 2019 года для танкера-газовоза вместимостью $145 \cdot 10^3$ куб. м составляла около \$30 тыс. [123]. Как уже говорилось в разделе 2.3., танкеры-газовозы такой вместимости используются для вывоза сырья с «Сахалин-2» [111].

В свою очередь, технологические потери СПГ составляют 0,05 % в сутки от размера резервуара для береговых сооружений [124]. На «Сахалин-2» используются два резервуара по $100 \cdot 10^3$ куб. м. Следовательно, при полной загрузке резервуара ежедневные потери составят 50 куб. м, или 20,0 тонн при плотности СПГ 430 кг/м^3 [90, 91]. Принимая во внимание данные S&P Global Platts, стоимость одной тонны СПГ на декабрь 2019 года составляет \$286,5, соответственно, ежедневный убыток из-за технологических потерь по испарению газа составит \$6 тыс., что составляет 20 % от стоимости фрахта танкера-газовоза [125].

С учетом изложенного при согласовании всех элементов системы вывоза СПГ с СПГ-завода требование необходимого количества СПГ для полной загрузки танкера-газовоза обосновано.

Среднее время заготовки СПГ, необходимого СПГ-заводу для обеспечения полной загрузки танкера-газовоза, определяется как отношение вместимости танкера-газовоза к производительности СПГ-завода за k -й период стационарности метеорологических условий:

$$\frac{V_{\text{танкера}}}{P_{K \text{ пр.завода}}} = T_{K\text{заготовки}}, \quad (67)$$

где $V_{\text{танкера}}$ — вместимость танкера-газовоза, в куб. м;

$P_{K \text{ пр.завод}}$ — производительность СПГ-завода, в м³/ч;

$T_{K\text{заготовки}}$ — время заготовки СПГ, необходимого для полной погрузки танкера-газовоза, в ч.

Среднее время полной погрузки танкера-газовоза определяется отношением вместимости танкера-газовоза к производительности тракта погрузки:

$$\frac{V_{\text{танкера}}}{P_{\text{погрузки}}} = T_{\text{загрузки}}, \quad (68)$$

где $P_{\text{погрузки}}$ — производительность тракта погрузки, в м³/ч;

$T_{\text{загрузки}}$ — время полной погрузки танкера-газовоза, в ч.

Под средним временем подхода танкера-газовоза к СПГ-заводу будем понимать время, затрачиваемое им на движение в стесненных водах за k -й период стационарности гидрометеорологических условий ($T_{K\text{оборота}}$).

Учитывая, что среднее время движения в стесненных водах изменяется в зависимости от гидрометеорологических условий, его величина будет рассматриваться за годовой период на интервалах, в которых ее среднее значение может быть принято постоянным.

Период стационарности принимается равным месяцу (30 дней). Наблюдения показали совпадения стационарности метеорологических и гидрометеорологических периодов.

В соответствии с моделью «Танкер-газовоз — Завод по производству СПГ», при допущении простейшего потока событий, введем следующие обозначения интенсивности переходов в i -го в j -е состояние системы:

$$\lambda_{31} = \frac{1}{T_{\text{Коборота}}}, \quad (69)$$

$$\lambda_{13} = \frac{1}{T_{\text{загрузки}}}, \quad (70)$$

$$\lambda_{14} = \frac{1}{T_{\text{загрузки}}}, \quad (71)$$

$$\lambda_{21} = \frac{1}{T_{\text{Кзаготовки}}}, \quad (72)$$

$$\lambda_{43} = \frac{1}{T_{\text{Кзаготовки}}}, \quad (73)$$

$$\lambda_{42} = \frac{1}{T_{\text{Коборота}}}, \quad (74)$$

$$\lambda_{12} = \frac{1}{T_{\text{Кзаготовки}}}, \quad (75)$$

$$\lambda_{41} = \begin{cases} \frac{1}{T_{\text{Кзаготовки}}}, & \text{при } T_{\text{Кзаготовки}} > T_{\text{Коборота}} \\ \frac{1}{T_{\text{Коборота}}}, & \text{при } T_{\text{Коборота}} > T_{\text{Кзаготовки}} \end{cases}, \quad (76)$$

В соответствии с размеченным графом запишем систему дифференциальное уравнение Колмогорова для данной системы, где P_i , $i=1,2,3,4$ вероятности состояния соответствующей системы t -время [121].

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_1(t)}{dt} = P_3(t)\lambda_{31} + P_2(t)\lambda_{21} + P_4(t)\lambda_{41} - P_1(t)(\lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14}); \\ \frac{dP_2(t)}{dt} = -P_2(t)(\lambda_{21}) + P_1(t)(\lambda_{12}) + P_4(t)(\lambda_{42}); \\ \frac{dP_3(t)}{dt} = P_1(t)\lambda_{13} - P_3(t)\lambda_{31} + P_4(t)\lambda_{43}; \\ P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) + P_4(t) = 1. \end{array} \right. , (77)$$

В дальнейшем нас интересуют финальные вероятности. Приравняем производные в левых частях первых трех уравнений к нулю.

Система алгебраических уравнений имеет вид [121]:

$$\begin{cases} P_1(\lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14}) - P_3\lambda_{31} - P_2\lambda_{21} - P_4\lambda_{41} = 0; \\ P_2(\lambda_{21}) - P_1(\lambda_{12}) - P_4(\lambda_{42}) = 0; \\ P_3\lambda_{31} - P_1\lambda_{13} - P_4\lambda_{43} = 0; \\ P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1. \end{cases} \quad (78)$$

Исходные данные по прохождению танкеров-газовозов в стесненных водах берутся для гидрометеорологических условий полуострова Ямал. Исходные данные производительности завода на полуострове Ямал практически адекватны «Сахалин-2» [89, 112].

Время оборачиваемости танкера-газовоза при прохождении им Обской губы для разных гидрометеорологических условий представлено посезонно — лето, мягкая зима, средняя зима и суровая зима в Таблице 3.2.1 [7].

Таблица 3.2.1 – Время оборачиваемости танкера-газовоза [7]

Этап	Сезон года			
	Лето	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима
Прохождение судна через сегменты $S_1+S_2+S_3$	5,4	8,4	9,9	12,5
Маневрирование в акватории порта	1	1	1	1
Швартовка	1	1	1	1
Подсоединение стендеров и охлаждение	1,5	1,5	1,5	1,5
Начало отгрузки — наращивание (7000 м ³ со скоростью 7000 м ³ /ч)	1	1	1	1
Погрузка 97,5 % грузоподъемности судна со скоростью 14 000 м ³ /ч	В зависимости от грузовместимости танкера-газовоза			
Завершение отгрузки — снижение (7000 м ³ со скоростью 7000 м ³ /ч)	1	1	1	1
Отсоединение стендеров (дренаж и продувка стендеров)	1,5	1,5	1,5	1,5
Отчаливание	0,5	0,5	0,5	0,5
Выход в открытое море, прохождение судна по сегментам $S_1+S_2+S_3$ до района ожидания № 1	5,4	8,4	9,9	12,5

С учетом имеющейся статистики по производительности СПГ-завода проекта «Сахалин-2» (Таблица 2.1.2) и среднего значения за 2010–2017 годы (Таблица 2.1.4), принимая во внимание, что производительность каждой

технологической линии по производству СПГ-завода одинакова, предположим значение производительности СПГ для одной и трех технологических линий по производству СПГ-завода, расчеты приведем в Таблице 3.2.2 [89, 93, 94].

Таблица 3.2.2 – Производительность СПГ по одной, двум и трем технологическим линиям на проекте «Сахалин-2» за 2010–2017 гг.

Количество технологических линий /месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Ср. значение по 1-й технологической линии	1771,6	1852,0	1747,2	1687,3	1644,8	1600,1	1499,3	1505,0	1614,5	1687,8	1741,6	1765,3
Ср. значение по 2-м технологическим линиям	3543,2	3704,1	3494,4	3374,6	3289,6	3200,3	2998,7	3010,0	3229,0	3375,6	3483,2	3530,7
Ср. значение по 3-м технологическим линиям	5314,8	5556,1	5241,6	5061,9	4934,4	4800,4	4498,0	4515,0	4843,5	5063,4	5224,8	5296,0

Приведем расчет финальных вероятностей для модели «Танкер-газовоз — Завод» по трем технологическим линиям по производству СПГ-завода, сезон — лето.

Использованы следующие данные:

- вместимость танкера- газовоза $145 \cdot 10^3$ куб. м СПГ [110];
- производительность $4498,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ СПГ;
- время погрузки танкера вместимостью $145 \cdot 10^3$ куб. м СПГ равно 11,357

ч.

В Таблице 3.2.3 приведены значения λ_{ij} для указанных исходных данных.

Таблица 3.2.3 – Интенсивности перехода

λ_{31}	λ_{12}	λ_{13}	λ_{14}	λ_{21}	λ_{42}	λ_{43}	λ_{41}
26,0	22,3	63,4	63,4	22,3	26,0	22,3	26,0

Подставим указанные интенсивности в систему (73) для расчета финальных вероятностей в каждом состоянии системы. Результаты расчетов приведены в Таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4 – Финальные вероятности наличия газа на СПГ-заводе при работе трех технологических линий по производству СПГ и нахождения танкера-газовоза у СПГ-завода при различных гидрометеорологических условиях

№	Лето	Мягкая зима (ноябрь)	Средняя зима (январь)	Суровая зима (февраль)
P_1	0,143	0,129	0,122	0,111
P_2	0,284	0,227	0,209	0,182
P_3	0,452	0,526	0,551	0,593
P_4	0,122	0,119	0,118	0,114

Аналогичные расчеты при работе одной и двух технологических линий по производству СПГ представлены в Таблицах 3.2.5 и 3.2.6 и графически изображены на Рисунке 3.2.3.

Таблица 3.2.5 – Финальные вероятности наличия газа на заводе при работе одной технологической линии по производству СПГ-завода с нахождением танкера-газовоза у завода при различных гидрометеорологических условиях

№	Лето	Мягкая зима (ноябрь)	Средняя зима (январь)	Суровая зима (февраль)
P_1	0,105	0,103	0,099	0,094
P_2	0,495	0,416	0,391	0,349
P_3	0,288	0,355	0,379	0,419
P_4	0,112	0,127	0,131	0,137

Таблица 3.2.6 – Финальные вероятности наличия газа на заводе при работе двух технологических линий по производству СПГ-завода с нахождением танкера-газовоза у завода при различных гидрометеорологических условиях

№	Лето	Мягкая зима (ноябрь)	Средняя зима (январь)	Суровая зима (февраль)
P_1	0,132	0,122	0,116	0,108
P_2	0,350	0,282	0,261	0,228
P_3	0,393	0,467	0,492	0,535
P_4	0,125	0,129	0,129	0,129

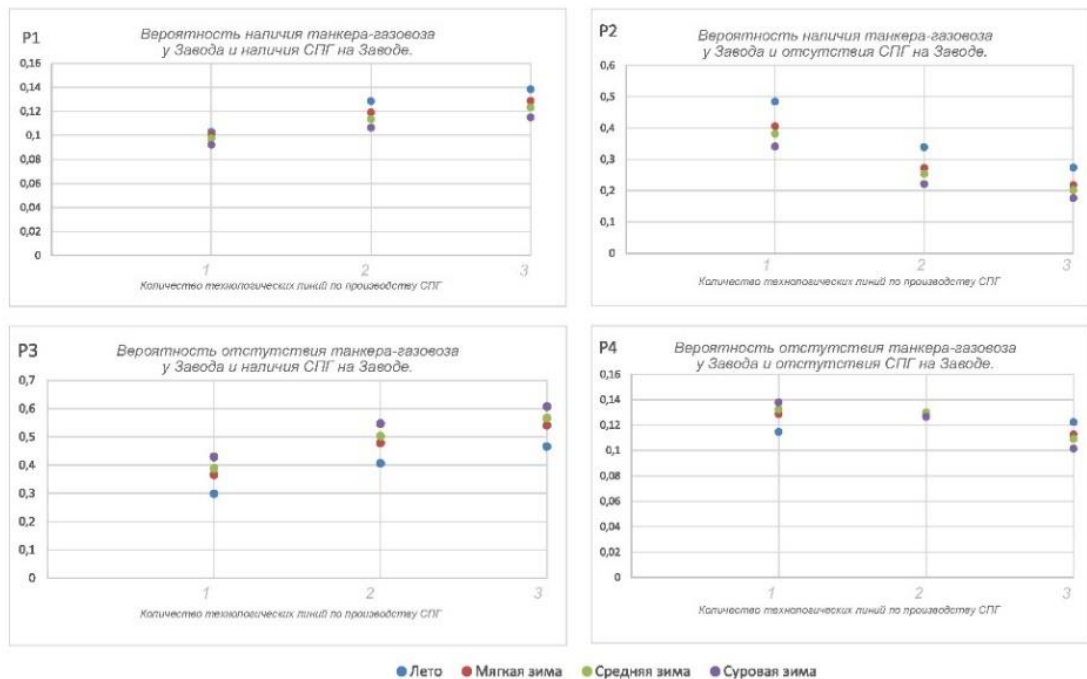


Рисунок 3.2.3 – Финальные вероятности модели «Танкер-газовоз — Завод по производству СПГ» для различного количества технологических линий

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы:

1. Предложена графовая модель, описывающая функционирование системы «Танкер-газовоз — СПГ-завод». В качестве вершин модели приняты различные ситуации по взаимному положению танкера-газовоза и СПГ-завода, дуги размечены соответствующими интенсивностями перехода. Модель описывается уравнением Колмогорова и позволяет определить финальные вероятности различных состояний системы, определяющих эффективность ее функционирования.

2. Проведенный анализ функционирования системы выполнен для различных климатических условий. Вероятность наличия СПГ на СПГ-заводе при работе трех технологических линий по производству СПГ и нахождения танкера-газовоза у СПГ-завода в летнее время выше соответствующей вероятности для условий зимы на 20 %.

3. Увеличение количества технологических линий способствует увеличению вероятности состояния — наличие танкера-газовоза у СПГ-завода и наличие СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза, что снижает простой танкера-газовоза и, как следствие, уменьшает убытки.

4. Приведенный анализ позволяет предъявить требования по планированию оборачиваемости танкеров-газовозов для вывоза СПГ с СПГ-завода и разработать алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками, направленными на повышение экономического эффекта, основанного на снижении простоя танкеров-газовозов и испаряемости СПГ из резервуаров [121].

3.3. Решение задачи оптимизации времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по заданным критериям

В качестве номинала (τ) рассматривается время, необходимое танкеру-газовозу для прибытия к точке захода в стесненные воды, при котором издержки от его простоя и от испарения СПГ из СПГ-терминала будут сведены к минимуму. Величина номинала зависит от двух статистически независимых случайных величин, заданных своими законами распределения. Величина экономических потерь является нелинейной функцией этих случайных величин. Ставится задача выбора номинала доставляющего минимум экономических потерь. Данная задача решается только для вывоза СПГ в направлении западного сектора Арктики.

Для решения задачи оптимизации времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по заданным критериям определена последовательность событий во времени.

Пусть обслуживание СПГ осуществляет n танкеров-газовозов грузоподъемностью $V_{\text{танкера}}$. Определим нумерацию танкеров-газовозов от 0 до $n-1$.

Вводятся следующие обозначения:

$t_0[n-1]$ — момент отчаливания танкера-газовоза $n-1$;

t_1 — время с момента $t_0[n-1]$ до начала загрузки танкера-газовоза n , t_1 — случайная величина (СВ), ч;

t_2 — время загрузки СПГ танкера-газовоза (СВ), ч;

$t_{\text{онм}}$ — время загрузки СПГ танкера-газовоза на максимально возможной скорости закачки (неслучайная величина) ($t_2 \geq t_{\text{онм}}$), ч;

t_3 — время от окончания загрузки танкера-газовоза n до момента $t_0[n]$ (неслучайная величина, $t_3 = 2$), ч;

$T_{\text{цикла}} = t_0[n] - t_0[n-1] = t_1 + t_2 + t_3$ — последовательность событий (Рисунок 3.3.1);

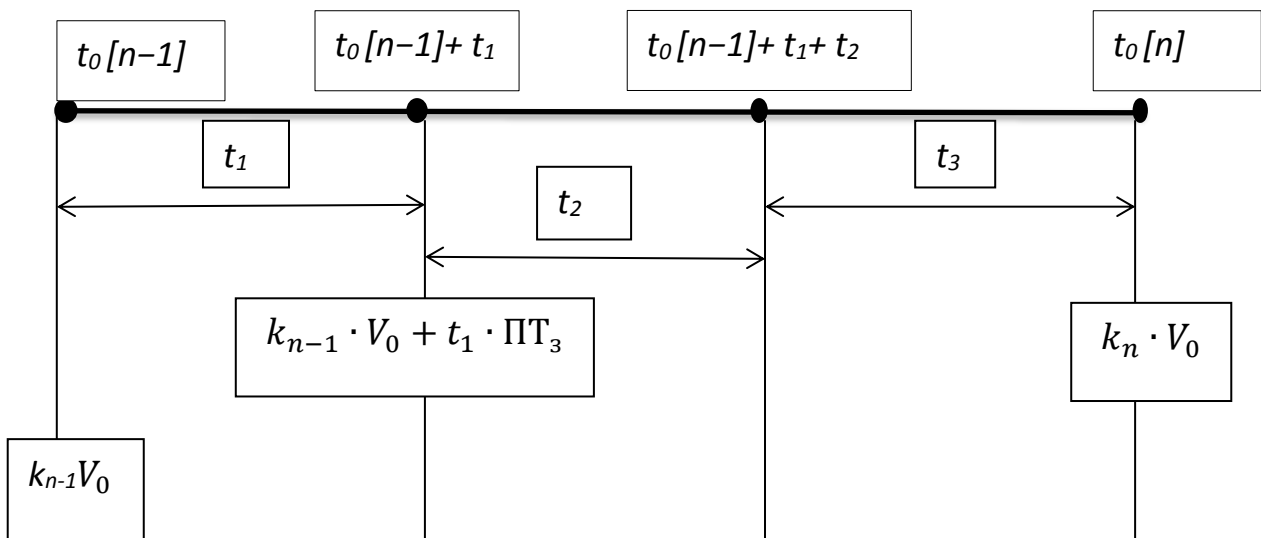


Рисунок 3.3.1 – Последовательность событий

k_{n-1} — коэффициент, характеризующий степень заполненности СПГ-резервуаров на момент $t_0[n-1]$;

V_0 — объем резервуаров СПГ, м^3 ;

$k_{n-1}V_0$ – заполненность резервуаров СПГ на момент $t_0 [n-1]$;

$V_{\text{танкера}}$ – объем танкера-газовоза, м³ (следует отметить, что $V_{\text{танкера}} < V_0$);

T – тип погоды (лето, мягкая зима, средняя зима, суровая зима);

v_T – средняя производительность СПГ-завода при погоде типа T, м³/ч;

$t_{\text{мин}}$ – время заполнения резервуаров СПГ с момента $t_0 [n-1]$ до уровня

$V_{\text{танкера}} - t_{\text{онм}} \cdot v_T$, является СВ, ч;

$t_{\text{танкера}}$ – время движения танкера-газовоза по стесненным водам, включая время швартовки (СВ), при этом $t_1 = \tau + t_{\text{танкера}}$, ч;

$\tau_{\text{СПГ}}$ – время заполнения резервуаров СПГ полностью с момента $t_0 [n-1]$ (СВ), ч.

$C_{\text{ТНК}}$ – стоимость простоя танкера-газовоза за единицу времени, \$/ч;

$C_{\text{СПГ}}$ – стоимость испарившегося газа вследствие простоя СПГ в единицу времени, \$/ч.

Для решения задачи оптимизации данной транспортно-логистической системы, в зависимости от τ , необходимо определить функцию убытков.

Для значения t_1 по отношению к степени заполненности СПГ-резервуаров возможны четыре варианта (Рисунок 3.3.2).

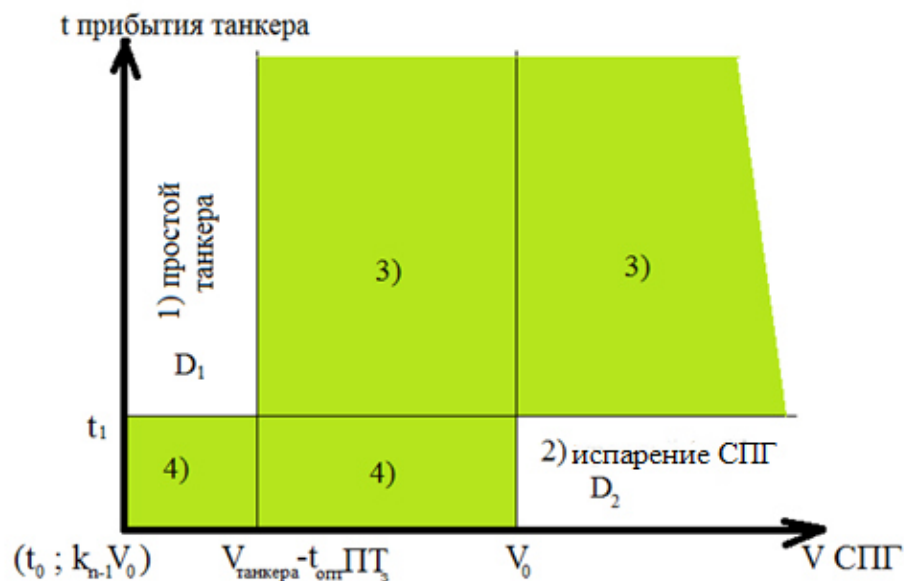


Рисунок 3.3.2 – Взаимозависимость нахождения танкера-газовоза и заполненности СПГ-резервуаров

1. В области D_1 танкер-газовоз приходит и готов к загрузке до момента, когда объем загруженности резервуаров СПГ больше или хотя бы равен объему загрузки танкера-газовоза без простоя: $t_1 < t_{\text{мин}}$. В этом случае убытки определяются стоимостью аренды на время простоя танкера:

$$(t_{\text{мин}} - t_1)C_{\text{ТНК}} = \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} - (\tau + t_{\text{танкера}}) \right) C_{\text{ТНК}}, \quad (79)$$

2. В области D_2 СПГ в резервуаре заполнен полностью, танкер-газовоз к загрузке не готов. В этом случае убытки определяются стоимостью испарения СПГ:

$$(t_1 - \tau_{\text{СПГ}})C_{\text{СПГ}} = \left((\tau + t_{\text{танкера}}) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v_T} \right) C_{\text{СПГ}}, \quad (80)$$

3. Танкер-газовоз готов к загрузке, СПГ-резервуар заполнен не полностью, но степень заполненности превышает $V_{\text{танкера}} - t_{\text{опт}} \cdot \text{ПТ}_3$. В этом случае убытки нулевые.

4. Танкер-газовоз не готов к загрузке, СПГ-резервуар заполнен не полностью. В этом случае убытки нулевые.

Тогда функция убытков, определяемая как сумма убытков от простоя танкера-газовоза или от испарения СПГ, имеет вид:

$$\begin{aligned} F &= (t_{\text{мин}} - t_1)C_{\text{ТНК}} + (t_1 - \tau_{\text{СПГ}})C_{\text{СПГ}} = \\ &= \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} - (\tau + t_{\text{танкера}}) \right) C_{\text{ТНК}} + \\ &\quad + \left((\tau + t_{\text{танкера}}) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v_T} \right) C_{\text{СПГ}}, \end{aligned} \quad (81)$$

Значение τ должно быть выбрано таким образом, чтобы убытки от простоя танкера-газовоза и испарения СПГ из СПГ-резервуаров были сведены к минимуму.

$$F = \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} - (\tau + t_{\text{танкера}}) \right) C_{\text{ТНК}} +$$

$$+ \left((\tau + t_{\text{танкера}}) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v_T} \right) C_{\text{СПГ}} \rightarrow \min, \quad (82)$$

Издержки будут нулевыми, если

$$(t_{\text{мин}} - t_1)C_{\text{ТНК}} + (t_1 - \tau_{\text{СПГ}})C_{\text{СПГ}} = 0, \quad (83)$$

или

$$\left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} \right) \cdot C_{\text{ТНК}} +$$

$$+ (t_{\text{танкера}} + \tau)(C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}) - \frac{V_0 - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} C_{\text{СПГ}} = 0, \quad (84)$$

или

$$t_{\text{танкера}} + \tau = \frac{V_0 - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} \cdot \frac{C_{\text{СПГ}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} - \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} \right) \cdot$$

$$\cdot \frac{C_{\text{ТНК}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}}, \quad (85)$$

Отсюда получаем

$$\tau = \frac{V_0 - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} \cdot \frac{C_{\text{СПГ}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} - \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} - t_{\text{опт}} \right) \cdot \frac{C_{\text{ТНК}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} -$$

$$- t_{\text{танкера}} =$$

$$= \frac{V_0 - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} \cdot \frac{C_{\text{СПГ}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} - \frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} \cdot \frac{C_{\text{ТНК}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} +$$

$$+ t_{\text{опт}} \cdot \frac{C_{\text{ТНК}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} - t_{\text{танкера}} =$$

$$= \frac{V_0 C_{\text{СПГ}} - V_{\text{танкера}} C_{\text{ТНК}}}{v_T (C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}})} - \frac{k_{n-1} \cdot V_0}{v_T} + t_{\text{опт}} \cdot \frac{C_{\text{ТНК}}}{C_{\text{СПГ}} - C_{\text{ТНК}}} - t_{\text{танкера}}, \quad (86)$$

Значение выражения (86) — это ожидаемое время, при котором издержки будут нулевыми, простоя танкера-газовоза не будет и испарения СПГ из СПГ-резервуаров не будет.

Случайная величина V — производительность СПГ-завода — распределена по закону Гумбеля, а время S прохождения танкером-газовозом стесненных вод — по показательному закону (см. раздел 2.1. и 3.2.).

При этом плотность вероятности случайной величины S (раздел 3.2.) имеет вид [97, 120]:

$$g(s) = \exp\{-\lambda_\sigma \cdot \sigma\}, \quad (87)$$

где $\lambda_\sigma = \frac{1}{M(\sigma)}$, а ее функция распределения определяется формулой:

$$G(\sigma) = 1 - \frac{1}{\lambda_\sigma} \exp\{-\lambda_\sigma \cdot \sigma\}, \quad (88)$$

Плотность вероятности случайной величины V имеет вид [89, 97]:

$$f(v) = \frac{1}{\lambda} \cdot \exp\left\{-\exp\left(\frac{v-\mu}{\lambda}\right) + \frac{v-\mu}{\lambda}\right\}, \quad (89)$$

где μ — параметр масштаба;

λ — параметр положения;

а ее функция распределения определяется формулой:

$$F(v) = \frac{1}{\lambda} \cdot \exp\left\{-\exp\left(\frac{v-\mu}{\lambda}\right) + \frac{v-\mu}{\lambda}\right\}, \quad (90)$$

Оценки параметров имеют вид: $\mu^* = \bar{X} + 0,4501 S$; $\lambda^* = 0,7797 S$.

Рассмотрим область D_1 . Убытки в каждой точке (v, t) этой области определяются формулой (79):

$$\begin{aligned} T(v, t) &= \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v} - t_{\text{опт}} - t \right) C_{\text{ТНК}} = \\ &= \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{v} - t_{\text{опт}} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}}, \end{aligned} \quad (91)$$

Поскольку V и S — непрерывные случайные величины, то вероятность того, что они примут конкретные значения v, s , нулевая. Соответственно, значение убытков $T(v, s)$ — практически невозможное.

Рассчитаем вероятность убытков при условии, что двумерная случайная величина попадает в область $(v_i; v_{i+1}) \times (t_j; t_{j+1}) \subset D_1$.

В этом случае вероятность того, что случайная величина V примет значение в промежутке $(v_i; v_{i+1})$, определяется как:

$$P(v_i < V < v_{i+1}) = F(v_{i+1}) - F(v_i), \quad (92)$$

Функция $G(\cdot)$ непрерывна на всей числовой прямой и дифференцируема при всех положительных значениях аргумента, поэтому, по теореме Лагранжа,

$$P(v_i < V < v_{i+1}) = F'(\xi_i)(v_{i+1} - v_i) = f(\xi_i)(v_{i+1} - v_i) = f(\xi_i) \cdot \Delta v_i, \quad (93)$$

где ξ_i — некоторая точка в интервале $(v_i; v_{i+1})$, а $\Delta v_i = v_{i+1} - v_i$.

Аналогично:

$$\begin{aligned} P(t_j < S + \tau < t_{j+1}) &= G(t_{j+1}) - G(t_j) = G'(\eta_j)(t_{j+1} - t_j) = \\ &= g(\eta_j)(s_{j+1} + \tau - (s_j + \tau)) = f(\eta_j) \cdot \Delta s_j, \end{aligned} \quad (94)$$

где η_j — некоторая точка в интервале $(t_j; t_{j+1})$, а $\Delta s_j = s_{j+1} - s_j$.

Поскольку V и S — независимые случайные величины, то вероятность того, что двумерная случайная величина $(V; S)$ примет значение в области $(v_i; v_{i+1}) \times (t_j; t_{j+1})$, равна

$$P(v_i < V < v_{i+1}) \cdot P(t_j < S + \tau < t_{j+1}) = f(\xi_i) \cdot \Delta v_i \cdot f(\eta_j) \cdot \Delta s_j, \quad (95)$$

Поскольку функция убытков $T(\cdot, \cdot)$ непрерывна, то при малых значениях Δv_i и Δs_j значения функции $T(\cdot, \cdot)$ в области $(v_i; v_{i+1}) \times (t_j; t_{j+1})$ практически постоянны и могут быть положены равными $T(\xi_i, \eta_j)$.

Тогда суммарные убытки по области D_1 с учетом их вероятности можно определить как:

$$\varphi_1 = \lim_{\lambda \rightarrow 0} \sum_i \sum_j T(\xi_i, \eta_j) \cdot f(\xi_i) \cdot \Delta v_i \cdot f(\eta_j) \cdot \Delta s_j, \quad (96)$$

где λ — максимальный диаметр разбиения множества D_1 .

Как известно, предел, стоящий в правой части последнего равенства, есть двойной интеграл от функции $T(\cdot, \cdot)$ по области D_1 :

$$\varphi_1 = \iint_{D_1} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds dv, \quad (97)$$

Таким образом, функция φ_1 , зависящая от k_{n-1} и τ , определяет суммарные убытки по области D_1 с учетом их вероятности.

Убытки в каждой точке области D_2 определяются функцией (80):

$$K(v; s) = \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}}, \quad (98)$$

Рассуждая аналогично случаю области D_1 , получим, что суммарные убытки по области D_2 с учетом их вероятности определяются функцией

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \iint_{D_2} K(v, s) \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds dv = \\ &= \iint_{D_2} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) \cdot C_{\text{СПГ}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds dv, \end{aligned} \quad (99)$$

Следует отметить, что аргументами функции φ_2 являются k_{n-1} и τ .

В итоге получаем, что суммарные убытки при всех возможных значениях с учетом их вероятности определяются функцией

$$\begin{aligned} \varphi(\tau, k) &= \iint_{D_1} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds dv + \\ &+ \iint_{D_2} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) \cdot C_{\text{СПГ}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) dv ds, \end{aligned} \quad (100)$$

Таким образом, возникает задача: определить оптимальное значение τ как то, при котором «суммарные вероятностные убытки» будут минимальны.

Следует отметить, что первое слагаемое (убытки от простоя танкера-газовоза) рассматривается при условии:

$$\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) > 0 \text{ или } s < \frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau, \quad (101)$$

а второе (убытки от испарения СПГ из СПГ-резервуара) — при условии

$$(\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} > 0 \text{ или } s > \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} - \tau, \quad (102)$$

В связи с этим получим

$$\begin{aligned} \varphi(\tau, k) = & \\ = & \int_0^{F^{-1}(0,99)} dv \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds + \\ + & \int_0^{F^{-1}(0,99)} dv \int_{\frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} - \tau}^{G^{-1}(0,99)} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot g(s + \tau) \cdot f(v) ds, \end{aligned} \quad (103)$$

С целью выбора планируемой величины τ , доставляющей минимум убытков, используем метод оптимума номинала, предложенный в работе [126].

Верхняя граница интегрирования по v (количество кубометров СПГ в час, закачиваемое в СПГ-резервуар) определяется значением $v_0 = F^{-1}(0,99)$ — функцией, обратной закону распределения Гумбеля, для которой вероятность того, что скорость закачивания $v < v_0$ равна 0,99;

$$F^{-1}(0,99) = \mu + \lambda_{\text{ПТЗ}} \ln(-\ln 0,01) = \mu + 1,527\lambda_{\text{ПТЗ}}, \quad (104)$$

Аналогично

$$G^{-1}(0,99) = -\frac{1}{\lambda_S} \ln 0,01 = \frac{4,61}{\lambda_S} = 4,61t_{\text{танкера}}, \quad (105)$$

С учетом вида распределений получим

$$\begin{aligned} \varphi(\tau, k) = & \\ = & \int_0^{F^{-1}(0,99)} dv \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} \cdot \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \cdot \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp \left\{ -\exp \left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right\} ds + \\
+ & \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{t_{\text{опт}}}} dv \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} - \tau}^{G^{-1}(0,99)} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp \{ -\lambda_S(s + \tau) \} \cdot \\
& \cdot \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp \left\{ -\exp \left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right\} ds = \\
= & \int_0^{F^{-1}(0,99)} \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp \left\{ -\exp \left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right\} dv \cdot \\
& \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - \tau} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp \{ -\lambda_S(s + \tau) \} ds + \\
& + \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{t_{\text{опт}}}} \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp \left\{ -\exp \left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right\} dv \cdot \\
& \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} - \tau}^{G^{-1}(0,99)} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp \{ -\lambda_S(s + \tau) \} ds, \quad (106)
\end{aligned}$$

Выполним вспомогательные преобразования

$$\begin{aligned}
& \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - \tau} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp \{ -\lambda_S(s + \tau) \} ds = \\
= & -\frac{1}{\lambda_S} \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - \tau} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot d(\exp \{ -\lambda_S(s + \tau) \}) =
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= -\frac{1}{\lambda_S} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} \Big|_{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau}^0 - \tau \\
&\quad + \\
&\quad + \frac{1}{\lambda_S} \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau} \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} C_{\text{ТНК}} \cdot d \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - (\tau + s) \right) = \\
&= -\frac{1}{\lambda_S} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \left(\tau + \frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau \right) \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \\
&\quad \cdot \exp \left\{ -\lambda_S \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau + \tau \right) \right\} + \\
&\quad + \frac{1}{\lambda_S} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp\{-\lambda_S\tau\} + \\
&\quad + \frac{1}{\lambda_S} \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau} -\exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} C_{\text{ТНК}} \cdot ds = \\
&= \frac{1}{\lambda_S} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp\{-\lambda_S\tau\} + \\
&\quad + \frac{C_{\text{ТНК}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} \Big|_{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau}^0 = \\
&= \frac{1}{\lambda_S} \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau \right) C_{\text{ТНК}} \cdot \exp\{-\lambda_S\tau\} + \\
&\quad + \frac{C_{\text{ТНК}}}{(\lambda_S)^2} \exp \left\{ -\lambda_S \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau + \tau \right) \right\} - \frac{C_{\text{ТНК}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S\tau\} = \\
&= \frac{C_{\text{ТНК}}}{\lambda_S} \cdot \exp\{-\lambda_S\tau\} \cdot \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau - \frac{1}{\lambda_S} \right) + \\
&\quad + \frac{C_{\text{ТНК}}}{(\lambda_S)^2} \exp \left\{ -\lambda_S \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} \right) \right\}, \tag{107}
\end{aligned}$$

Аналогично

$$\begin{aligned}
& \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} ds = \\
& = -\frac{1}{\lambda_S} \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot d(\exp\{-\lambda_S(s + \tau)\}) = \\
& = -\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + s) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} \Big|_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} + \\
& + \frac{1}{\lambda_S} \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} C_{\text{СПГ}} \cdot d \left((\tau + s) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) = \\
& = -\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} + \\
& + \frac{1}{\lambda_S} \int_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} C_{\text{СПГ}} \cdot ds = \\
& = -\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} - \\
& - \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S(s + \tau)\} \Big|_{\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v}-\tau}^{G^{-1}(0,99)} = \\
& = -\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} - \\
& - \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} + \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\left\{-\lambda_S \left(\frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} - \tau + \tau \right)\right\} =
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= -\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \cdot \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} - \\
&\quad - \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} + \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\left\{-\lambda_S \left(\frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right)\right\}, \quad (108)
\end{aligned}$$

В итоге получаем

$$\begin{aligned}
\varphi(\tau, k) &= \int_0^{F^{-1}(0,99)} \frac{C_{\text{ТНК}}}{\lambda_{\text{ПТЗ}} \cdot \lambda_S} \cdot \exp\left\{-\exp\left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right\} \cdot \\
&\quad \cdot \left(\exp\{-\lambda_S \tau\} \cdot \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau - \frac{1}{\lambda_S} \right) \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{\lambda_S} \exp\left\{-\lambda_S \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} \right)\right\} \right) dv + \\
&\quad + \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{t_{\text{опт}}}} \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp\left\{-\exp\left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right\} \\
&\quad \cdot \left(-\frac{1}{\lambda_S} \left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right) C_{\text{СПГ}} \right. \\
&\quad \cdot \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} - \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\{-\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau)\} \\
&\quad \left. + \frac{C_{\text{СПГ}}}{(\lambda_S)^2} \exp\left\{-\lambda_S \left(\frac{V_0(1 - k_{n-1})}{v} \right)\right\} \right) dv, \quad (109)
\end{aligned}$$

Значение, при котором достигается минимум вероятностных убытков.

Искомое значение является решением уравнения

$$\varphi'_\tau(\tau, k) = 0, \quad (110)$$

или

$$\begin{aligned}
&\int_0^{F^{-1}(0,99)} \frac{C_{\text{ТНК}}}{\lambda_{\text{ПТЗ}} \cdot \lambda_S} \cdot \exp\left\{-\exp\left(\frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right) + \frac{v - \mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}}\right\} \cdot \\
&\quad \cdot \left(-\lambda_S \exp\{-\lambda_S \tau\} \cdot \left(\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1}V_0}{v} - \tau - \frac{1}{\lambda_S} \right) - \exp\{-\lambda_S \tau\} \right) dv +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \int_0^{\frac{V_{\text{танкера}} - k_{n-1} \cdot V_0}{t_{\text{опт}}}} \frac{1}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \cdot \exp \left\{ -\exp \left(\frac{v-\mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right) + \frac{v-\mu}{\lambda_{\text{ПТЗ}}} \right\} \cdot \left(\left((\tau + G^{-1}(0,99)) - \frac{V_0(1-k_{n-1})}{v} - \right. \right. \\
& \left. \left. - \frac{1}{\lambda_S} \right) \cdot C_{\text{СПГ}} \exp \{ -\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau) \} + \frac{C_{\text{СПГ}}}{\lambda_S} \exp \{ -\lambda_S(G^{-1}(0,99) + \tau) \} \right) dv = 0
\end{aligned} \tag{111}$$

Для решения уравнения по выражению (111) воспользуемся прикладным пакетом Maple для каждого типа погоды.

Исходные данные: $t_{\text{опт}} = 11,357$ часа — время заполнения танкера-газовоза при достаточной заполненности резервуара СПГ (неслучайная величина); исходные данные по разделам 2.1. и 3.2. приведены в Таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Исходные данные [7, 31, 89, 90, 91, 120]

Тип погоды	Лето (июль)	Мягкая зима (ноябрь)	Средняя зима (январь)	Суровая зима (февраль)
$t_{\text{танкера}}$	8,9	11,9	13,4	16,0
λ_S	1/8,9	1/11,9	1/13,4	1/16,0
v_T	2998,68	3483,18	3543,20	3704,08
$D_{\text{ПТЗ}}$	9927,12	1922,56	2491,25	3289,72
$\lambda_{\text{ПТЗ}}$	77,681511	34,189845	38,914827	44,723592
μ	3043,523463	3502,916885	3565,664491	3729,897736

$t_{\text{танкера}}$ — среднее время движения танкера-газовоза по стесненным водам, включая время швартовки (ч);

λ_S — параметр показательного распределения времени движения танкера-газовоза по стесненным водам;

v_T — средняя производительность СПГ-завода (куб. м/ч);

$D_{\text{ПТЗ}}$ — дисперсия производительности СПГ-завода;

$\lambda_{\text{ПТЗ}}$ — параметр функции распределения минимального значения, $\lambda^* = 0,7797 S$;

μ — параметр функции распределения минимального значения, $\mu^* = \bar{X} + 0,4501 S$.

Алгоритмы, введенные в программу Maple:

>restart

>m:= { μ }

>l:= { $\lambda_{\text{ПТЗ}}$ }

```

>S:= {tтанкера}
>k:= {0;0,05;0,1;0,15;0,2;0,25}
>V:=m+1.527*l
>U:=4.61*S
>p[1]:=1250*S/l*exp(-exp((v-m)/l)+(v-m)/l)*(-1/S*exp(-x/S)*((145000-200000*k)/v-
x-S)-exp(-x/S))
>p[2]:=1/l* exp(-exp((v-m)/l)+(v-m)/l)*((x+U)-200000*(1-k)/v-S)*238.75*exp(-
(U+x)/S)+238.75*S*exp(-(U+x)/S))
>r[1]:=convert(series(p[1],v=m,5),polynom)
>r[2]:=convert(series(p[2],v=m,5),polynom)
>F:=int(r[1],v=0..V)+int(r[2],v=0..(145000-200000*k)/11.357)
>plot(F,x=0..100)
>fsolve(F=0,x=0..100)

```

Результат приведен в Таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – Расчеты τ для каждого типа погоды по методу оптимума номинала

k_{n-1}	Лето (июль)	Мягкая зима (ноябрь)	Средняя зима (январь)	Суровая зима (февраль)
Заполненность резервуара	τ	τ	τ	τ
0	41,54	34,62	33,44	31,88
0,05	40,34	34,28	33,37	31,78
0,1	38,86	33,29	32,57	31,26
0,15	36,96	31,70	31,1	29,85
0,2	34,6	29,62	29,1	27,91
0,225	33,26	28,43	27,95	26,79
0,25	31,83	27,17	26,72	25,59
0,275	30,32	25,85	25,43	24,35

На Рисунке 3.3.3 приведен график функции $\varphi'_\tau(\tau, k)$ при $k=0.15$ для типа погоды — лето и решение уравнения $\varphi'_\tau(\tau, 0,15) = 0$, а на Рисунке 3.3.4 — график функции $\varphi(\tau, 0,15)$.

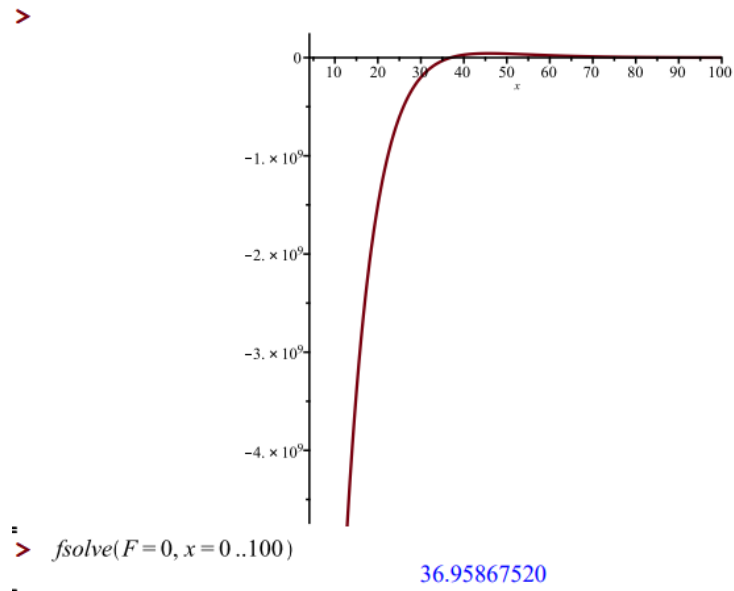


Рисунок 3.3.3 – График функции $\varphi'_\tau(\tau, 0, 15)$ для типа погоды — лето и решение уравнения $\varphi'_\tau(\tau, 0, 15) = 0$

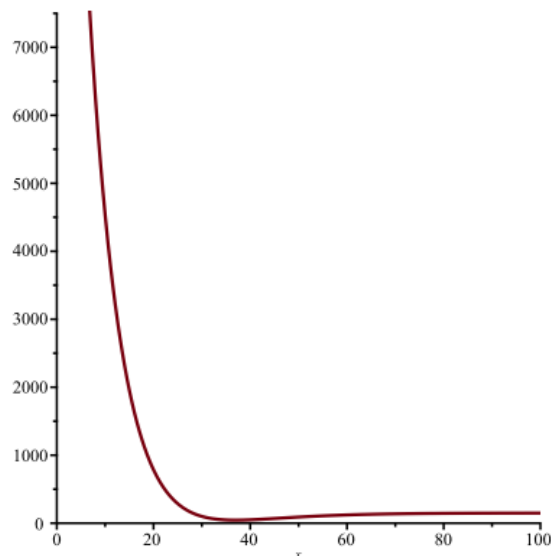


Рисунок 3.3.4 – График функции $\varphi(\tau, 0, 15)$ для типа погоды — лето

Анализ полученных данных позволяет сделать выводы:

1. Приведена методика определения времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды, доставляющая минимум убытков от простоя танкера-газовоза и испарения СПГ из СПГ-резервуаров.

2. Получены величины оптимальных по критерию минимума убытков времен подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды для различных времен года.

3. Численные значения рассматриваемых величин соответствуют расположению СПГ-заводов в зонах с суровым климатом.

4. Разработанная методика позволяет использовать вычисленные времена подхода танкеров-газовозов к точке входа в стесненные воды в системе автоматизированного управления транспортировки СПГ [127].

Выводы по главе 3

1. Плавание в стесненных водах, особенно при наличии льда, вызывает дополнительную нагрузку на командный состав судна, предъявляет дополнительные требования к точности позиционирования, работе винторулевой группы судна, необходимому ледакольному обеспечению, разработке планов управления ледовой обстановкой и выполнению всего международного норматива, принятого в торговом мореплавании при плавании в данных условиях. Кроме того, время плавания в стесненных водах ввиду наличия указанных факторов, включая человеческий, будет являться случайной величиной.

2. Предложена графовая модель, описывающая функционирование системы «Танкер-газовоз — СПГ-завод». В качестве вершин модели приняты различные ситуации по взаимному положению танкера-газовоза и СПГ-завода, дуги размечены соответствующими интенсивностями перехода. Модель описывается уравнением Колмогорова и позволяет определить финальные вероятности различных состояний системы, определяющих эффективность ее функционирования.

3. Анализ функционирования системы «Танкер-газовоз — СПГ-завод» выполнен для различных климатических условий. Вероятность наличия СПГ на СПГ-заводе при работе трех технологических линий по производству СПГ и нахождения танкера-газовоза у СПГ-завода в летнее время выше соответствующей вероятности для условий зимы на 20 %.

4. Увеличение количества технологических линий способствует увеличению вероятности состояния — наличие танкера-газовоза у СПГ-завода и наличие СПГ на СПГ-заводе для полной погрузки танкера-газовоза, что снижает простой танкера-газовоза и, как следствие, уменьшает убытки.

5. Приведена методика определения времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды, доставляющая минимум убытков от простоя танкера-газовоза и испарения СПГ из СПГ-резервуаров.

6. Получены величины оптимальных по критерию минимума убытков времен подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды для различных времен года.

7. Разработана методика по вычислению времени подхода танкеров-газовозов к точке входа в стесненные воды для ее использования в системе автоматизированного управления транспортировки СПГ [127].

ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА МОРСКИМ ТРАНСПОРТОМ

4.1. Автоматизированная система управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом

Под автоматизированной системой (АС) понимается система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций. При этом АС, в зависимости от вида деятельности, подразделяется на автоматизированную систему управления (АСУ), которая от вида управляемого объекта (процесса) распространяется и на технологические процессы (АСУТП) [128].

АСУТП представляет из себя человеко-машинную систему управления, обеспечивающую автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации управления технологическим объектом в соответствии с принятым критерием [129].

В данной работе основным критерием для оптимизации выбрано уменьшение убытков при перевозках СПГ морским транспортом, а именно исключение простоя танкера-газовоза у СПГ-завода и испарения СПГ из СПГ-резервуаров.

Разработанная в соответствии с указанным критерием автоматизированная система управления перевозками СПГ морским транспортом (АСУ ПСПГМТ) основывается на следующих принципах:

1. Принцип комплексного (системного) подхода. Данный принцип реализуется путем рассмотрения как процесса производства СПГ на СПГ-заводе, так и движения танкера-газовоза для его вывоза. Разбор физики указанных процессов и выявления закономерности путем анализа статистической информации позволяет рассмотреть как сам объект управления, так и систему управления им.

2. Принцип новых задач. Указанный принцип реализуется в разработанной АСУ ПСПГМТ решением задачи по оптимизации подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды.

3. Принцип первого руководителя. Подача информации по корректировке времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды направляется работником логистической службы оператора СПГ-проекта в зависимости от текущей и прогнозируемой заполненности СПГ-резервуара, наличия ледовой обстановки на акватории путем направления информации капитану танкера-газовоза по средствам связи (мобильная связь, с помощью системы ИНМАРСАТ) [130].

4. Принцип рационального распределения функций между человеком и ЭВМ. Рациональное распределение функций между человеком и ЭВМ, между уровнями и узлами системы приводит к построению рациональной структуры системы. При этом на третьем уровне решаются задачи локального характера (определение количества наполненности СПГ-резервуара, текущая и прогнозируемая температуры наружного воздуха, анализ рынка свободных танкеров-газовозов), а на первом уровне — задачи, имеющие общий, стратегический, характер (плановый и фактический графики движения танкеров-газовозов). Данное распределение функций упрощает проблемы работоспособности системы.

5. Принцип непрерывного развития системы. В процессе использования разработанной АСУ ПСПГМТ в нее можно добавлять новые функции, расширять и модернизировать технические средства системы (разработка новых систем связи для передачи информации капитану танкера-газовоза, образцов морской техники с увеличенной ледопроеходимостью, технологических приборов для увеличения производительности СПГ-заводов) [131].

6. Принцип единства информационной базы. Поступающая информация от датчиков по уровню заполненности СПГ-терминалов, производительности СПГ-завода, температуры наружного воздуха, наличия свободных в данном регионе танкеров-газовозов, цены на СПГ, фрахтовой ставки на танкер-газовоз и

прочее служит не только для решения конкретной задачи на определенном уровне, но и для задач управления.

7. Принцип комплексности заданий и рабочих программ. Большинство процессов взаимосвязаны, и поэтому не могут быть сведены к простому независимому набору отдельных задач. Задачи логистики танкеров-газовозов связаны с набором задач по производству СПГ на СПГ-заводе. Исходя из изложенного, в АСУ ПСПГМТ рассматривается плановый и фактический графики движения танкеров-газовозов.

8. Принцип типичности. Разработанная АСУ ПСПГМТ является универсальной, может использоваться для компаний, осуществляющих деятельность при вывозе СПГ морским транспортом [132].

Схема указанной АСУ ПСПГМТ строится как четырехуровневая (Рисунок 4.1.1). Верхний уровень определяет рассогласование между плановым и фактическим графиками движения танкеров-газовозов. В случае некомпенсируемых возмущений верхний уровень рассчитывает новый график движения и осуществляет управление в соответствии с этим графиком на основании поступления фактической информации входных данных второго и третьего уровней [133–137]. АСУ ПСПГМТ разделена по двум направлениям — плановое и фактическое управление.

На первом уровне решаются задачи за счет обмена информацией с другими уровнями. Здесь также подготавливаются программы для управления нижними уровнями. Указанный уровень состоит из двух блоков:

Блок планового графика движения танкеров-газовозов. В указанном блоке сводится информация по расчету необходимого количества танкеров-газовозов в зависимости от заключенных контрактов на поставку СПГ, удаленности СПГ-терминалов от СПГ-завода, а также прогнозируемой гидрометеорологической обстановки в данном регионе и мощностей СПГ-завода в зависимости от проектной документации. Указанный блок дает план по функционированию ТЛС путем составления времени подхода танкеров-газовозов.

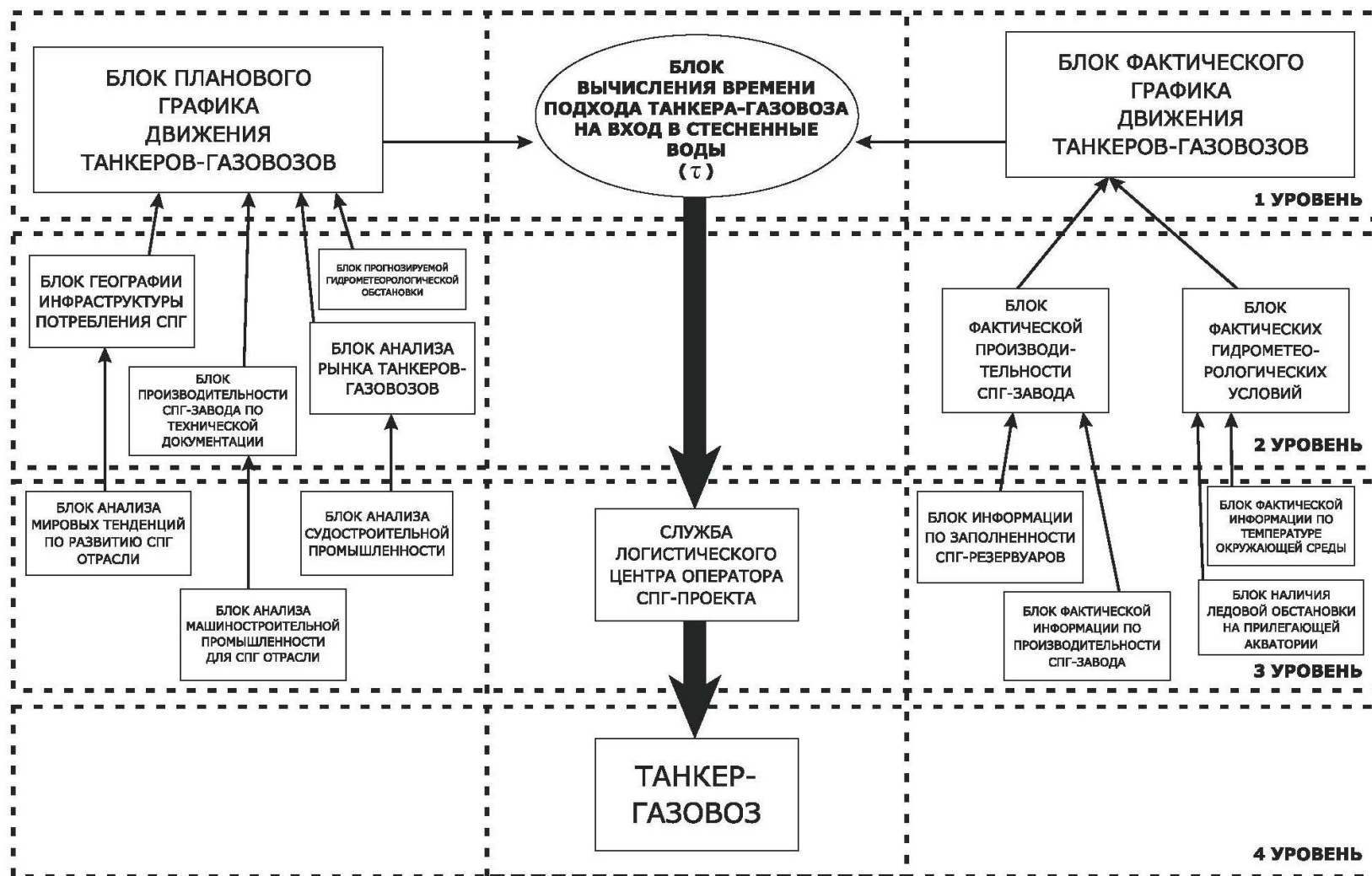


Рисунок 4.1.1 – Схема автоматизированной системы управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом

Блок фактического графика движения танкеров-газовозов. Данный блок корректирует плановый график движения танкеров-газовозов за счет поступления необходимой информации от объектов производства. На основании данных корректировки ответственный работник службы логистического центра оператора СПГ-проекта корректирует работу ТЛС в режиме реального времени.

Основной задачей второго уровня является управление реструктуризацией производства и настройка оборудования при переходе на внедрение новых продуктов в рамках технологических возможностей [138].

На указанном уровне по направлению плановой работы ТЛС входят:

– блок географии инфраструктуры потребления СПГ. Здесь происходит анализ спроса на СПГ, а также удаленности СПГ-терминалов от СПГ-терминалов. Кроме того, рассматриваются текущие и прогнозируемые контракты (долгосрочные и разовые) по поставкам СПГ с указанного СПГ-завода, а также география СПГ-терминалов для возможной поставки сырья с данного СПГ-завода;

– блок производительности СПГ-завода на основании технической документации. На этапе проектирования СПГ-завода разрабатывается техническая документация, в которой указывается проектная мощность производства СПГ на основании установленного оборудования. Показатель данной производительности учитывается при планировании организации вывоза сырья с СПГ-завода без привязки к фактическому состоянию;

– блок анализа рынка танкеров-газовозов. В данном блоке производится анализ текущего и прогнозируемого флота СПГ-танкеров. Кроме того, указанный блок анализирует тенденции фрахтовых ставок на танкеры-газовозы на основании таких изданий, как *Clarksons Platou AS* [123];

– блок прогнозируемой гидрометеорологической обстановки. Прогнозируемая гидрометеорологическая обстановка поступает с учреждений Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды на основании заключенных контрактов с оператором СПГ-проекта, а также возможно поступление данной информации от иностранных источников

при наличии заключенного соглашения о предоставлении прогнозируемой гидрометеорологической информации в районе СПГ-завода.

По направлению фактической работы ТЛС входят:

– блок фактической производительности СПГ-завода. Поступающая информация от блоков третьего уровня анализируется в указанном блоке для принятия управленческих решений о снижении или повышении производительности СПГ-завода;

– блок фактических гидрометеорологических условий. Поступающая информация от датчиков блоков, расположенных на уровне 3, анализируется для принятия решения об увеличении (снижении) ледокольного обеспечения на акватории в районе СПГ-завода при наличии сложных ледовых условий, а также для принятия мер по обеспечению безопасности мореплавания в прилегающей акватории СПГ-завода при неблагоприятных метеорологических условиях (туман, снегопад).

На третьем уровне находятся блоки, которые контролируют технологические объекты.

По направлению плановой работы ТЛС входят:

– блок анализа мировых тенденций по развитию СПГ-отрасли. В данный блок поступает информация о мировых перспективах развития рынка потребления СПГ для выстраивания бизнес-моделей по возможному увеличению мощности СПГ-завода;

– блок анализа судостроительной промышленности. Указанный блок анализирует новые технологии при строительстве морской техники в части увеличения грузовместимости танкеров-газовозов, их ледопроеходимости и увеличения маневренных качеств. Также происходит анализ вновь построенной морской техники для обеспечения работы СПГ-завода (ледоколы, буксиры), а также для транспортировки СПГ (танкеры-газовозы);

– блок анализа машиностроительной промышленности для СПГ-отрасли. В указанном блоке проводится анализ технологий в СПГ-отрасли в части новых решений по сжижению природного газа и увеличения экономической

составляющей эксплуатации СПГ-завода путем модернизации и замены оборудования.

По направлению фактической работы ТЛС входят:

– блок информации по заполненности СПГ-резервуаров. Информация о заполненности СПГ-резервуара поступает с датчиков в режиме реального времени и контролируется ответственным персоналом СПГ-завода;

– блок информации по производительности СПГ-завода. Указанная информация поступает с датчиков технологических механизмов и узлов, входящих в инфраструктуру СПГ-завода, группируется и анализируется ежедневно;

– блок информации по температуре окружающей среды в районе СПГ-комплекса. Данная информация поступает от датчиков метеорологической станции, установленной в районе СПГ-завода, показания с датчиков фактической метеорологической обстановки записываются еже часно. Кроме того, экипаж танкера-газовоза еже часно фиксирует текущую гидрометеорологическую обстановку, указанная информация также может передаваться оператору СПГ-проекта при наличии данного условия в контракте;

– блок наличия ледовой обстановки на прилегающей акватории. Информация формируется за счет наблюдения текущей ледовой обстановки на прилегающей к СПГ-заводу акватории, указанные данные фиксируются еже часно.

Четвертый — самый низкий уровень АСУ ПСПГМТ — это объект управления, в данном случае танкер-газовоз. Информация по корректировке времени подхода на вход в стесненные воды в режиме реального времени поступает от ответственных работников логистической службы оператора СПГ-проекта, кроме того, местоположение танкера-газовоза поступает на основании данных автоматической идентификационной системы (АИС), а также ежедневных сводок от капитана танкера-газовоза.

В соответствии с правилом 19 главы 5 Международной конвенции по охране человеческой жизни на море 1974 (СОЛАС-1974), все суда валовой

вместимостью 300 и более регистровых тонн, совершающие международные рейсы, и грузовые суда валовой вместимостью 500 и более регистровых тонн, не совершающие международные рейсы, а также пассажирские суда, независимо от размера, должны быть оборудованы АИС. При этом АИС должна автоматически предоставлять береговым станциям, другим морским и воздушным судам информацию, включая идентификацию судна, тип, координаты, курс, скорость, эксплуатационное состояние судна и другую связанную с безопасностью информацию, автоматически принимать такую информацию от подобным образом оборудованных судов, вести сопровождение наблюдаемых судов и обмениваться данными с береговыми средствами [51].

Проектирование систем управления перевозки СПГ морским транспортом играет важную роль в современных технологических системах. Преимущества улучшенных систем управления в нефтегазовой отрасли могут быть огромными. К ним относятся повышение качества продукции, снижение потерь, снижение испарения СПГ из резервуаров, снижение простоя танкера-газовоза, минимизация максимальных затрат, повышение безопасности и уменьшение загрязнения окружающей среды [139].

С учетом изложенного можно сделать следующие выводы о том, что разработка и внедрение АСУ ПСПГМТ позволит повысить такие характеристики, как рентабельность, качество, безопасность и экологическая устойчивость.

4.2. Алгоритм прогнозирования прибытия танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды с учетом фактической информации

Алгоритм прогнозирования времени прибытия танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды предназначен для расчета указанного момента времени для различных случаев положения впереди идущего танкера-газовоза. Схема алгоритма представлена на Рисунке 4.2.1.

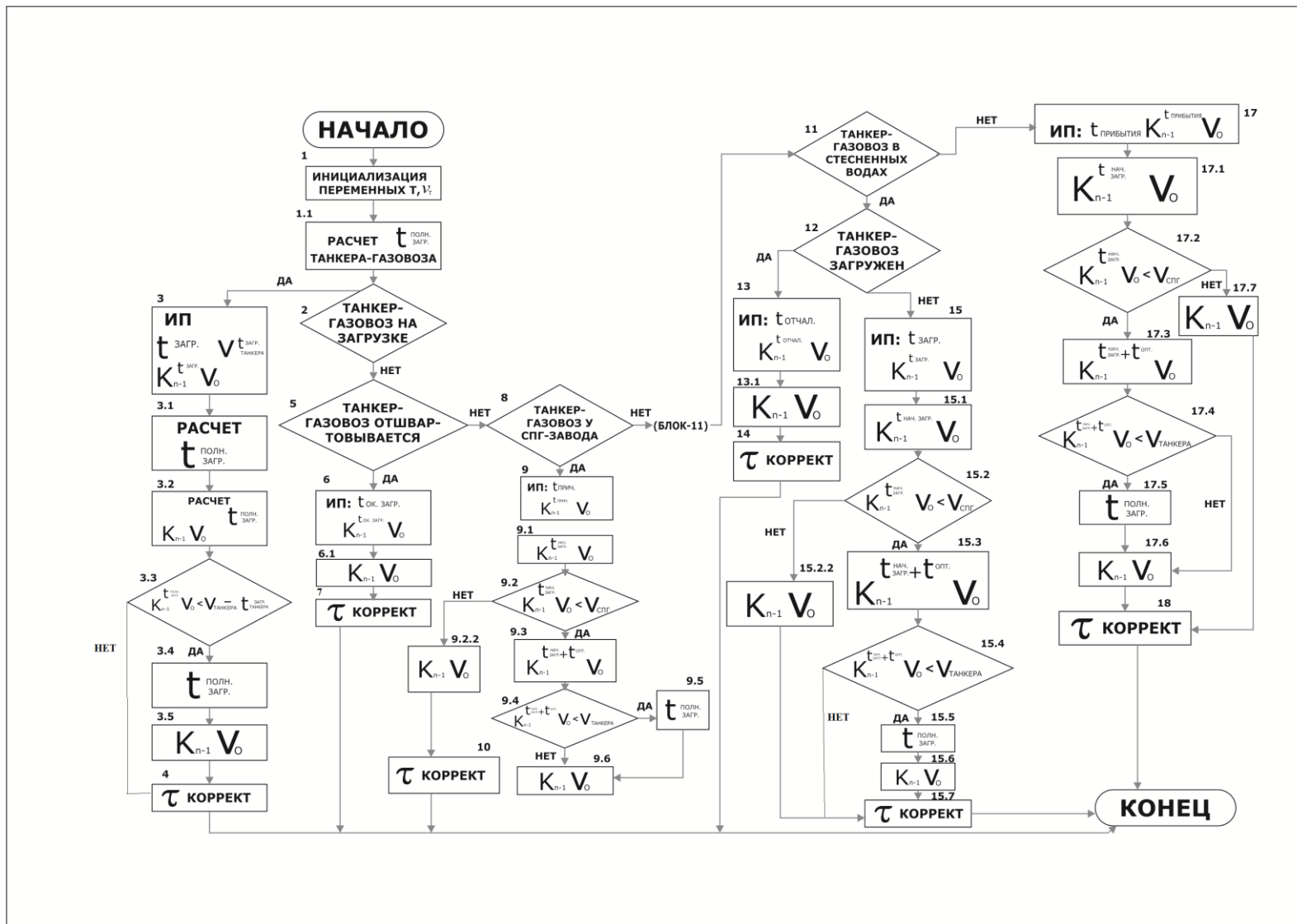


Рисунок 4.2.1 – Схема прогнозирования времени прибытия танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды

НАЧАЛО — начало работы алгоритма;

Блок 1 — производится инициализация переменных, в частности типа погоды, производительности СПГ-завода v_T ;

Блок 1.1 — расчет времени заполнения танкера-газовоза при максимальной скорости закачки-погрузки [7]:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{V_{\text{танкера}} - 14000}{14000} + 2, \quad (112)$$

Блок 2 — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза: танкер на загрузке? да — инициализация переменных (Блок 3), нет — уточнение положения (Блок 5);

Блок 3 — производится инициализация переменных, в частности времени, прошедшего с начала загрузки танкера-газовоза $t_{\text{загр}}$, объема заполненности танкера-газовоза на данный момент $V_{\text{танкера}}^{t_{\text{загр}}}$, заполненности СПГ-резервуара на данный момент $k_{n-1}^{t_{\text{загр}}} V_0$;

Блок 3.1 — расчет времени до окончания загрузки танкера-газовоза при погрузке СПГ на максимальной скорости [7]:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{V_{\text{танкера}} - V_{\text{танкера}}^{t_{\text{загр}}} - 7000}{14000} + 1, \quad (113)$$

Блок 3.2 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент окончания загрузки в случае погрузки танкера-газовоза на максимальной скорости:

$$k_{n-1}^{t_{\text{загр}}^{\text{полн}}} V_0 = t_{\text{загр}}^{\text{полн}} v, \quad (114)$$

Блок 3.3 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{загр}}^{\text{полн}}} V_0 < V_{\text{танкера}} - V_{\text{танкера}}^{t_{\text{загр}}}, \quad (115)$$

если нет (объем заполненности СПГ-резервуара не меньше необходимого для завершения загрузки танкера-газовоза на полной скорости), то Блок 4, если да, то Блок 3.4;

Блок 3.4 — расчет времени при частичной погрузке танкера-газовоза на скорости производительности СПГ-завода [7]:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{k_{n-1}^{t_{\text{загр}}} V_0}{14000 - v} + \left(V_{\text{танкера}} - \frac{k_{n-1}^{t_{\text{загр}}} V_0}{14000 - v} \cdot 14000 \right) / v, \quad (116)$$

Блок 3.5 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент отчаливания танкера $n-1$ ($k_{n-1} V_0$):

$$k_{n-1} V_0 = (t_{\text{загр}}^{\text{полн}} + 2)v, \quad (117)$$

Блок 4 — расчет времени подхода n танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды $\tau_{\text{коррект}}$:

$$\tau_{\text{коррект}} = t_{\text{загр}}^{\text{полн}} + 2 + \tau(k_{n-1} V_0; T), \quad (118)$$

(время до завершения загрузки + время до отчаливания танкера-газовоза (2 ч) + время подхода танкера-газовоза ко входу в стесненные воды в зависимости от типа погоды и заполненности СПГ-резервуара на момент отчаливания $n-1$ танкера-газовоза ($\tau(k_{n-1} V_0; T)$) — конец;

Блок 5 — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза: танкер-газовоз загружен и отшвартовывается? да — инициализация переменных (Блок 6), нет — уточнение положения (Блок 8);

Блок 6 — производится инициализация переменных, в частности времени, прошедшего с окончания загрузки $t_{\text{ок загр}}$, заполненности СПГ-резервуара $k_{n-1}^{t_{\text{ок загр}}} V_0$;

Блок 6.1 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент отчаливания танкера-газовоза:

$$k_{n-1} V_0 = (2 - t_{\text{ок загр}}) v, \quad (119)$$

Блок 7 — расчет времени подхода n танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды:

$$\tau_{\text{коррект}} = 2 - t_{\text{ок загр}} + \tau(k_{n-1} V_0; T), \quad (120)$$

(время до отчаливания танкера-газовоза + время подхода танкера-газовоза к точке на вход в стесненные воды в зависимости от заполненности СПГ-резервуара) — конец;

Блок 8 — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза: танкер у СПГ-завода? да — инициализация переменных (Блок 9), нет — уточнение положения (Блок 11);

Блок 9 — производится инициализация переменных, в частности времени, прошедшего с момента подхода танкера-газовоза к СПГ-заводу $t_{\text{прич}}$, заполненности СПГ $k_{n-1}^{t_{\text{прич}}} V_0$;

Блок 9.1 — расчет заполненности СПГ на момент начала загрузки танкера-газовоза:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{прич}}} V_0 + (1,5 - t_{\text{прич}})v, \quad (121)$$

Блок 9.2 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 < V_{\text{СПГ}}, \quad (122)$$

если нет, то Блок 9.2.2, если да, то Блок 9.3;

Блок 9.3 — расчет объема заполненности СПГ на момент $t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}$ [110]:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + \left(\frac{V_{\text{танкера}} - 14000}{14000} + 2 \right) v, \quad (123)$$

Блок 9.4 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 < V_{\text{танкера}}, \quad (124)$$

если нет (объем заполненности СПГ-резервуара не меньше необходимого объема для загрузки танкера-газовоза на максимальной скорости), то Блок 9.6;

Блок 9.5 — расчет времени при частичной закачке танкера на скорости производительности СПГ [7]:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} + \left(V_{\text{танкера}} - \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} \cdot 14000 \right) / v, \quad (125)$$

Блок 9.6 — расчет заполненности СПГ на момент отчаливания танкера:

$$k_{n-1} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (126)$$

переход Блок 10.

Блок 9.2.2 — расчет заполненности СПГ на момент отчаливания танкера:

$$k_{n-1} V_0 = V_{\text{СПГ}} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (127)$$

Блок 10 — расчет времени подхода танкера-газовоза n к точке на вход в стесненные воды:

$$\tau_{\text{коррект}} = 1,5 - t_{\text{прич}} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} + \tau(k_{n-1}V_0; T), \quad (128)$$

(время до начала загрузки + время заполнения танкера-газовоза + время отшвартовки танкера-газовоза + время подхода танкера-газовоза n ко входу в стесненные воды в зависимости от заполненности СПГ-резервуара) — конец;

Блок 11 — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза: танкер-газовоз в стесненных водах? да — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза (Блок 12), нет — инициализация переменных (Блок 17);

Блок 12 — производится уточнение положения впереди идущего танкера-газовоза: танкер-газовоз загружен? да — инициализация переменных (Блок 13), нет — инициализация переменных (Блок 15);

Блок 13 — производится инициализация переменных, в частности времени, прошедшего с момента отчаливания танкера-газовоза $t_{\text{отчал}}$, заполненности СПГ-резервуара на данный момент времени $k_{n-1}^{t_{\text{отчал}}} V_0$;

Блок 13.1 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент отчаливания танкера-газовоза:

$$k_{n-1}V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{отчал}}} V_0 - t_{\text{отчал}}v, \quad (129)$$

Блок 14 — расчет времени подхода танкера-газовоза n к точке на вход в стесненные воды:

$$\tau_{\text{коррект}} = \tau(k_{n-1}V_0; T) - t_{\text{отчал}}, \quad (130)$$

— конец;

Блок 15 — производится инициализация переменных, в частности времени, прошедшего с момента входа танкера-газовоза в стесненные воды $t_{\text{залив}}$, заполненности СПГ-резервуара $k_{n-1}^{t_{\text{залив}}} V_0$;

Блок 15.1 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент начала загрузки танкера-газовоза:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{залив}}} V_0 + (\overline{t_{\text{танкера}}(T)} - t_{\text{залив}})v, \quad (131)$$

Блок 15.2 — Условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 < V_{\text{СПГ}}, \quad (132)$$

если нет, то Блок 15.2.2, если да, то Блок 15.3;

Блок 15.3 — расчет объема заполненности СПГ-резервуара на момент $t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}$:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + \left(\frac{V_{\text{танкера}} - 14000}{14000} + 2 \right) v, \quad (133)$$

Блок 15.4 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 < V_{\text{танкера}}, \quad (134)$$

если нет (объем заполненности СПГ-резервуара не меньше необходимого для загрузки танкера-газовоза на максимальной скорости), то Блок 15.7, если да, то Блок 15.5;

Блок 15.5 — расчет времени при частичной погрузке танкера-газовоза на скорости производительности СПГ-завода:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} + \left(V_{\text{танкера}} - \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} \cdot 14000 \right) / v, \quad (135)$$

Блок 15.6 — расчет заполненности СПГ на момент отчаливания танкера-газовоза:

$$k_{n-1} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (136)$$

и

$$k_{n-1} V_0 = V_{\text{СПГ}} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (137)$$

Блок 15.7 — расчет времени подхода танкера-газовоза n к точке на вход в стесненные воды:

$$\tau_{\text{коррект}} = \overline{t_{\text{танкера}}(T)} - t_{\text{залив}} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} + \tau(k_{n-1} V_0; T), \quad (138)$$

(время до начала загрузки + время заполнения танкера-газовоза + время отшвартовки танкера-газовоза + время подхода танкера-газовоза n ко входу в стесненные воды в зависимости от заполненности СПГ-резервуара) — конец;

Блок 17 — производится инициализация переменных, в частности времени прибытия танкера-газовоза до точки на вход в стесненные воды $t_{\text{прибытия}}$, заполненности СПГ-резервуара $k_{n-1}^{t_{\text{прибытия}}} V_0$;

Блок 17.1 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент начала загрузки танкера-газовоза:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{дохода}}} V_0 + (t_{\text{дохода}} + \overline{t_{\text{танкера}}(T)})v, \quad (139)$$

Блок 17.2 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 < V_{\text{СПГ}}, \quad (140)$$

если нет, то Блок 17.7, если да, то Блок 17.3;

Блок 17.3 — расчет объема заполненности СПГ на момент $t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}$ [110]:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + \left(\frac{V_{\text{танкера}} - 14000}{14000} + 2 \right) v, \quad (141)$$

Блок 17.4 — условный переход:

$$k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}} + t_{\text{опт}}} V_0 < V_{\text{танкера}}, \quad (142)$$

если нет (объем заполненности СПГ-резервуара не меньше необходимого для загрузки танкера-газовоза на максимальной скорости), то Блок 17.6, если да, то Блок 17.5;

Блок 17.5 — расчет времени при частичной погрузке танкера-газовоза на скорости производительности СПГ-завода [7]:

$$t_{\text{загр}}^{\text{полн}} = \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} + \left(V_{\text{танкера}} - \frac{k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0}{14000 - v} \cdot 14000 \right) / v, \quad (143)$$

Блок 17.6 — расчет заполненности СПГ-резервуара на момент отчаливания танкера-газовоза:

$$k_{n-1} V_0 = k_{n-1}^{t_{\text{нач загр}}} V_0 + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (144)$$

и

$$k_{n-1} V_0 = V_{\text{СПГ}} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} \cdot v - V_{\text{танкера}} + 2v, \quad (145)$$

Блок 18 — расчет времени подхода танкера-газовоза n к точке на вход в стесненные воды:

$$\tau_{\text{коррект}} = t_{\text{дохода}} + \overline{t_{\text{танкера}}(T)} + t_{\text{загр}}^{\text{полн}} + \tau(k_{n-1}V_0; T), \quad (146)$$

(время до входа в стесненные воды + время движения танкера-газовоза в стесненных водах + время погрузки танкера-газовоза + время отшвартовки танкера-газовоза + время подхода танкера-газовоза n ко входу в стесненные воды в зависимости от заполненности СПГ-резервуара) — конец;

На этом работа алгоритма заканчивается.

Разработанный алгоритм позволяет реализовывать фактический график движения танкеров-газовозов для вывоза СПГ в режиме реального времени за счет поступления необходимой информации от объектов производства. С учетом вносимых корректировок от объектов производства ответственный работник логистической службы оператора СПГ-проекта управляет автоматизированной системой управления морскими перевозками СПГ путем снижения экономических издержек от простоя танкера-газовоза и испарения сырья из СПГ-резервуаров.

Выводы по главе 4

1. Разработаны принципы построения, структура и алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом, позволяющей снизить потери от испарения СПГ и простоя танкера-газовоза при функционировании транспортно-логистической системы.

2. Разработан алгоритм, входящий в автоматизированную систему управления перевозками СПГ морским транспортом, позволяющий реализовывать фактический график движения танкеров-газовозов для вывоза СПГ в режиме реального времени за счет поступления необходимой информации от объектов производства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе предложены отличающиеся от известных принципы и алгоритмы выбора схемы транспортировки СПГ с учетом комплекса основных действующих факторов. Рассмотрены перспективы СПГ-отрасли, проведен анализ импорта и экспорта СПГ, а также формирования его цены. Рассмотрены действующие и вводимые мощности заводов по производству и регазификации СПГ. Проведен анализ влияния гидрометеорологических факторов на производительность заводов по производству СПГ. Проведен статистический анализ получаемой энергии от СПГ в Европе. Разработаны принципы построения, структура, алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом позволяющие:

- снижать убытки при транспортировке СПГ из замерзающих морей Арктической зоны путем избегания простоя танкеров-газовозов при погрузке и большого по времени хранения СПГ в резервуарах из-за его ежесуточной испаряемости;

- реализовывать график движения танкеров-газовозов для вывоза СПГ в режиме реального времени за счет поступления необходимой информации от объектов производства СПГ.

В ходе работы получены следующие результаты:

1. Проведенный анализ методов планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом показал наличие в настоящее время методов разработки логистических схем перевозки СПГ, построения графиков перевозок СПГ, экономически обоснованного способа транспортировки СПГ из районов с суровыми климатическими условиями, способов транспортировки СПГ. Вместе с тем, в мировой практике отсутствуют автоматизированные системы планирования и управления перевозками СПГ морским транспортом, в которых могут быть использованы перечисленные выше разработки. Проведенный анализ позволил сформулировать требования к автоматизированной системе управления.

2. Проведено исследование производительности заводов по производству СПГ (на примере производственного комплекса проекта «Сахалин-2», расположенного в п. «Пригородное» на острове Сахалин), в ходе которого установлена зависимость производительности СПГ-завода от метеорологического фактора, что оказывает существенное влияние на процесс транспортировки СПГ и должно, в отличии от известных методов, учитываться при планировании перевозок СПГ и построения графиков движения танкеров-газовозов.

3. Статистическое исследование динамики потребления СПГ в мире показало:

- увеличение количества потребляемой энергии от рассматриваемых СПГ-терминалов с 2014 до 2018 год на 22 % и скачок в 2019 году на 45% по сравнению с 2018 годом;

- преобладающее воздействие на ценообразование (импорт и экспорт) СПГ стоимости нефти по сравнению с конкуренцией источников газа;

- рост потребления СПГ подтвердил актуальность и необходимость создания автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом.

4. Разработана математическая модель «Танкер-газовоз – Завод по производству сжиженного природного газа» базирующаяся на теории марковских процессов, позволяющая определить вероятность нахождения танкера-газовоза в точке загрузки сырьем при различных погодных условиях и вероятность наличия СПГ в резервуарах завода-изготовителя.

5. Исследование динамики функционирования системы управления перевозками СПГ морским транспортом показало что:

- вероятность наличия СПГ на заводе по производству СПГ при работе трех технологических линий и нахождения танкера-газовоза у завода по производству СПГ в летнее время выше соответствующей вероятности на 29 % по отношению к условиям зимы;

– увеличение числа технологических линий завода по производству СПГ от одной до двух приводит к уменьшению вероятности простоя танкера-газовоза на 29 % летом и на 35 % зимой;

– увеличение числа технологических линий завода по производству СПГ от одной до трех приводит к уменьшению вероятности простоя танкера-газовоза на 43 % летом и на 48 % зимой по отношению к одной технологической линии.

6. Проведен анализ движения танкеров-газовозов в стесненных водах при различных гидрометеорологических условиях, на основании которого поставлена и решена задача выбора времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по критерию минимума экономических затрат методом оптимума-номинала.

7. Разработаны принципы построения, структура, алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом, позволяющие снижать убытки при транспортировке СПГ из замерзающих морей арктической зоны путем исключения простоя танкеров - газозовов при погрузке и большого по времени хранения СПГ в резервуарах из-за его ежесуточной испаряемости.

8. Эффективность результатов работы подтверждается их использованием в компаниях Группы Газпром, и включением в учебный процесс университетов Российской Федерации (ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГБОУ ВО «Российский государственный гидрометеорологический университет»).

В качестве рекомендаций и перспектив дальнейшей разработки темы диссертации предлагается решение оптимизационной задачи для полного цикла движения танкера-газовоза от СПГ-завода до СПГ-терминала с разработкой соответствующей автоматизированной системы управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буянова, Л.Н. Логистика малотоннажного СПГ / Л.Н. Буянова, О.М. Мудрова // Мир транспорта. – 2019. - № 4. – С. 166-180.
2. Люгай, Д.В. Разработка и реализация масштабных проектов СПГ / Д.В. Люгай, Ю.Г. Мутовин, Г.Э. Одишария // Научно-технический вестник «Вести газовой науки». – 2017. - № 1(29). – С. 211-217.
3. Крюков, О.В. Об отечественных технологиях производства сжиженного природного газа / О.В. Крюков // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2019. - № 3(37). – С. 19-28.
4. Вербицкий, С.В. Сжиженный природный газ в море (производство. регазификация. транспортировка). Аналитический обзор / С.В. Вербицкий. И.Г. Чеснакова. – Санкт-Петербург: ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2019.- 139-141 с., 66 с., 67-71 с., 60 с., 64 с., 72 с.
5. Таровик, О.В. Имитационное моделирование морских транспортных систем, работающих в ледовых условиях с соблюдением графика поставок / О.В. Таровик, М.С. Косьмин // Гражданское судостроение. – 2014. - № 1. – С. 9-14.
6. Крестьянцев, А.Б. Морские перевозки СПГ, современное состояние и пути оптимизации транспортных систем / А.Б. Крестьянцев, А.М. Луцкевич, О.В. Таровик // Neftegas.ru. — 2015. — № 5. — С. 32-37.
7. Захаров, М.Н. Построение логистической модели функционирования комплекса по сжижению природного газа / М.Н. Захаров, А.М. Сампиев // Известия высших учебных заведений, машиностроение. – 2015. - № 5. – С. 55-61.
8. Федорова, Е.Б. Комплексное научно-технологическое обоснование производства сжиженного природного газа: диссертация доктора технических наук: 05.17.07 / Федорова Елена Борисовна. – М., 2019. – 360 с.
9. ГОСТ Р 57433-2017 Национальный стандарт Российской Федерации. Использование природного газа в качестве моторного топлива. Термины и определения. – М.: Стандартинформ. 2017. –2 с.

10. Кириллов, Д. В Алжир надолго / Д. Кириллов// Корпоративный журнал «Газпром». – 2012. - № 9. – С. 17.
11. Официальный сайт «IHS Markit» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ihsmarkit.com>.
12. Официальный сайт «Фактограф» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.factograph.info/a/30111209.html>.
13. Официальный сайт «International Gas Union 2019 World LNG Report» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.igu.org/sites/default/files/node_document_field_file/IGU_LNG_2019_0.pdf
14. Официальный сайт «Neftegaz» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru>.
15. Гречко, А.Г. Возможные направления оптимизации проектов крупнотоннажного производства сжиженного природного газа / А.Г. Гречко. А.И. Новиков // Газовая промышленность. – 2017. - № 6. – С. 74-81.
16. Пономарев, Н.В. Трансформация подходов к использованию военно-политических каналов международного влияния США в контексте реализации американской энергетической стратегии в период Администрации Д. Трампа / Н.В. Пономарев// Мировая политика. – 2019. - № 3. – С. 8-18.
17. Официальный сайт «Vostock Capital» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vostockcapital.com/spg/szhizhennyiy-prirodnyiy-gaz-v-mire-rossii-tekushhee-sostoyanie-perspektivy-razvitiya/>.
18. Тихонов, С. СПГ вне политики. Международная группа импортеров СПГ (GIIGNL) опубликовала отчет за 2018 год/ С. Тихонов // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 9. – С. 12-21.
19. Мировой рынок СПГ. Новый спрос + новое предложение = новые цены? (2013). *Отчет об исследовании/ Эрнст энд Янг. 5.*
20. Старова, О.В. Анализ и перспективы развития АТР рынков СПГ к 2035 г. // О.В. Старова. В.А. Арефьев. И.В. Житников. А.К. Смирнова// Экономика. предпринимательство и право. – 2019. – Т. 9 № 1. – С. 11-18.

21. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru>.
22. Официальный сайт Минэнерго России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/12876>.
23. Ко Чжуен Путь к повышению конкурентоспособности страна-поставщиков сжиженного природного газа на рынки стран Северо-Восточной Азии в условиях усиливающейся конкуренции // Ко Чжуен// Мировая энергетика: конкуренция и сотрудничество: сб. статей. - Москва ИМЭМО РАН. 2019. – С. 58-65.
24. BP Energy Outlook 2019 edition [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>.
25. Стерн, Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее / Д. Стерн // Экономический журнал Высшей школы экономики. — 2013. — Т. 13. № 3. — С. 430–455.
26. Алексеева, И.А. Рынок ценных бумаг: учебное пособие часть I Второе издание, дополненное и переработанное /И.А. Алексеева. – Иркутск: БГУЭП. 2003. – 9 с.
27. Григорьева, Е.О. Сравнительная характеристика потенциальных газовых хабов в Японии, Китае и Сингапуре /Е.О. Григорьева, Л.А. Студеникина// Сборник трудов 71-ой Международной молодежной научной конференции: сб.тр/ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.-Москва. 2017.-С 123-129.
28. Ершова Е.В. Ценообразование на сжиженный природный газ как фактор глобализации мировой торговли природным газом [Электронный ресурс] // Baikal Research Journal. Т.7. №4. 2016. С.18-18. DOI: 10.17150/2411-6262.2016.7(4).18.
29. Словарь иностранных слов. Издание 6-е, переработанное и дополненное. — Москва: Издательство «Советская энциклопедия». 1964. — 784 с.

30. Чертов, А.Г. Физические величины (терминология. определения. обозначения. размерности. единицы): Справ. пособие / А.Г. Чертов. – Москва: Высш. шк., 1990. – 74 с., 7 с.
31. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей (издание четвертое. Стереотипное) / Е.С. Вентцель. – Москва: Изд-во НАУКА, 1969.- 178-181 с. 210-251 с., 520-522 с.
32. Официальный сайт «U.S. Energy Information Administration» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/>.
33. Официальный сайт «YCHARTS» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price.
34. ГОСТ Р 56021-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия. – М.: Стандартинформ. 2019. – 2. 14 с.
35. ГОСТ Р 55892-2013 Национальный стандарт Российской Федерации. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ. 2019. – 7 с.
36. Самойлов, К. И. Морской словарь. Том 1. А-Н. - М.-Л. / К.И. Самойлов. - Москва: Военно-морское издательство НКВМФ СССР, 1939. - 654 с.
37. Европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов (ДОПОГ). действует с 01.01.2011 //Т.1. – Нью-Йорк и Женева. 2010. – с. 150-151.
38. Европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов (ДОПОГ). действует с 01.01.2011 //Т.2. – Нью-Йорк и Женева. 2010. – с. 210.
39. Ибрагимов Ю.Р. Перевозка СПГ автомобильным транспортом [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://lider1.ru/a/perevozki_spg_avtomobilnym_transportom.
40. Приказ Минтранса России от 05.09.2016 № 262 «О внесении изменений в Правила обеспечения безопасности перевозок пассажиров и грузов

автомобильным транспортом и городским наземным электрическим транспортом. утвержденные приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 15 января 2014 года № 7. и признании утратившими силу некоторых нормативных правовых актов Министерства транспорта Российской Федерации»// Консультант Плюс. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. Ефимов. Пионеры бункеровки СПГ на постсоветском пространстве: материалы III конференции «СПГ-флот и СПГ-бункеровка». - Москва. 2019.

42. Официальный сайт ООО «Техно Трейд» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ttcauto.ru/products/natural-gas/tank-konteyner-dlya-spg-lng/>

43. Официальный сайт «Coxswain Containers» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tankcontainer.kz/articles/tank-kontejner-dlya-transportirovki-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-spg.html>

44. Официальный сайт логистической компании «Итака-Транс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://itakatrans.ru/informatsiya/standartnyiy>

45. Официальный сайт АО «Уралкриомаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cryont.ru/production>.

46. НД № 2-020101-122 Правила классификации и постройки судов для перевозки сжиженных газов наливом. - Спб.: ФАУ «Российский морской регистр судоходства». 30.08.2019. –7 с.

47. Баскаков, С.П. Безопасная эксплуатация танкера (учебное пособие) / С.П. Баскаков. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического университета, 2011.- 27 с., 59 с., 354-357 с.

48. Официальный сайт Helderline [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.helderline.com/tanker/methane-pioneer>.

49. IGU 2019 «World LNG report» / *International Gaz Union*. 52. 58.

50. Официальный сайт ООО «Газпром флот» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://flot.gazprom.ru/fleet/prgu-marshal-vasilevskij/>.

51. Международная конвенция об охране человеческой жизни на море 1974 г. (СОЛАС-74) с дополнениями Резолюции MSC.99(73) от 05.12.2000 г. принятие поправок к Конвенции СОЛАС-74 2000 г.

52. Международный кодекс постройки и оборудования судов, перевозящих сжиженные газы наливом (IGS Code), с бюллетенями изменений и дополнений 1999 г.

53. Кодекс постройки и оборудования судов перевозящих сжиженные газы наливом (Gas Code).

54. Кодекс для существующих судов перевозящих сжиженные газы наливом (EGC).

55. Официальный сайт «Международной морской организации» (International maritime organization) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.imo.org>.

56. Официальный сайт ФАУ «Российский морской регистр судоходства» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rs-class.org/>.

57. Федорова, Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование / Е.Б. Федорова. – Москва: Изд-во Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011.- 109 с.

58. Официальный сайт «Qatar Gas Transport Company (Nakilat)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nakilat.com/fleet-list/>.

59. Официальный сайт «MarineTraffic» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.marinetraffic.com>.

60. Официальный сайт ПАО «Совкомфлот» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.scf-group.com/>.

61. Емельянов, Н.Ф. Устройство, конструкция и элементы теории судна. учебное пособие / Н.Ф. Емельянов. – Владивосток: Дальневосточный государственный технический рыбохозяйственный университет, 2002.- 8-9 с.

62. Вовк, В.С. Крупнотоннажное производство сжиженного природного газа / В.С. Вовк. Б.А. Никитин. А.И. Новиков. А.Г. Гречко. Д.А. Удалов. – Москва: Изд-во «Недра», 2011.- 79-85 с., 75 с., 89-91 с., 147-148 с.

63. Сафонов, В.С. Современные подходы к обоснованию показателей устойчивости («живучести») танкеров СПГ при экстремальных внешних

динамических воздействиях / В.С. Сафонов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2018. - № 2/34. – С. 150-165.

64. Официальный сайт «Japan Marine United Corporation» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.jmuc.co.jp/en/products/spb_system/.

65. Шапкин, С.Г. Словарь военных терминов / С.Г. Шапкин. А.М. Плеханов - Москва: Военно-морское издательство., 1988. - 335 с.

66. Официальный сайт «Gaztransport and Technigaz» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gtt.fr/en>.

67. International Maritime Organization (IMO). International convention for the prevention of pollution from ships (MARPOL). Annex VI Prevention of air pollution from ships [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/InternationalConvention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-\(MARPOL\).aspx](http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/InternationalConvention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx).

68. Официальный сайт «DNV GL.» Alternative fuels insight [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.

69. Рамочная конвенция Организации Объединенных Наций об изменении климата. Организация Объединенных Наций. 1992.

70. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. принят 11 декабря 1997 года (на русском языке). [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/kyoto.shtml.

71. Парижское соглашение 2015 года об изменении климата (на русском языке). [Электронный ресурс]. Режим доступа https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf.

72. Константинов, С.А. Анализ современного состояния мирового рынка международных перевозок // С.А. Константинов. О.Ю. Морозова // Мировая энергетика: проблемы организации и управления на транспорте: сб. научных трудов студентов. магистрантов. аспирантов. молодых ученых и их научных руководителей (материалы межвузовской научно-практической конференции). –

Екатеринбург. Уральский государственный университет путей сообщения, 2017. – С. 40-43.

73. CO2 Emissions from International Maritime Shipping. Working Paper Series 2017:4. UNEP DTU Partnership. 2017.

74. Буянов, А.С. Нормативно-правовое регулирование бункеровки судов сжиженным природным газом в морских портах России / А.С. Буянов. В.Е. Семенов, А.В. Лобанов, К.С. Вераксо, Н.В. Першин // Газовая промышленность. – 2020. - № 3. – С. 20-26.

75. Георгиев, Т. Россия в мире СПГ: вместе с лидерами / Т. Георгиев // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 17. – С. 50-56.

76. Раянова, Э.Т. Шельфовые продукты в Российской Федерации: причины медленного освоения континентального шельфа / Э. Т. Раянова, Н. В. Першин// Морское образование: традиции. реалии и перспективы: материалы научно-практической конференции 31 марта 2015 г. Спб.: Изд-во ГУМРФ им. адм. С.О. Макарова. 2015.- Т.1. – С. 140-151.

77. Першин, Н.В. Современные проблемы освоения месторождений нефти и газа на российском шельфе // Н.В. Першин // РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2015 год. сборник XI Всероссийской конференции молодых ученых специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности - нефть. газ. энергетика». 2015 – С. 416.

78. Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. N 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (с изменениями от 7 января 1999 г.. 18 июня 2001 г.. 6 июня 2003 г.. 29 июня. 29 декабря 2004 г.) // «Российская газета» от 11 января 1996 г.

79. ГОСТ Р 55311-2012 Национальный стандарт Российской Федерации. Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 3 с.

80. Официальный сайт ОАО «Ямал СПГ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://yamallng.ru/project/about/>.

81. Официальный сайт ПАО «НОВАТЭК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novatek.ru>.
82. Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/>.
83. Официальный сайт ООО «Криогаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cryogas.ru/>.
84. Хмелевской, Ю.И. Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива в организациях Группы «Газпром» / Ю.И. Хмелевской. А.Е. Михайлов // Газовая промышленность. – 2018. - Спецвыпуск № 1. – С. 8-13.
85. Кондратенко, С.Е. Сжиженный природный газ как альтернатива дизельному топливу на железнодорожном транспорте / С.Е. Кондратенко// Газовая промышленность. – 2018. - Спецвыпуск № 1. – С. 24-28.
86. Официальный сайт ООО «Судостроительный комплекс «Звезда» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sskzvezda.ru/index.php/ru/>.
87. Официальный сайт «Korabel.ru» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.korabel.ru/news/comments/ssk_zvezda_segodnya_kak_razvivaet_sya_zavod_gde_budut_stroit_morskih_gigantov.html.
88. Агабеков В.Е. Нефть и газ (Технологии и продукты переработки) / В.Е. Агабеков. В.К. Косяков. – Ростов-на-Дону: Изд-во «Феникс», 2014.- 164-165 с.
89. Баранов, Л.А. Анализ производительности завода по производству сжиженного природного газа как объекта автоматизированной системы управления перевозками / Л.А. Баранов. Н.В. Першин // Наука и техника транспорта. – 2019. - № 2. – С. 33-39.
90. Официальный сайт «Shell» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.shell.com>.
91. Официальный сайт «Gazprom Sakhalin Holding» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom-sh.nl/ru>.

92. Официальный сайт «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/>
93. ГОСТ Р 57431-2017 Национальный стандарт Российской Федерации. Газ природный сжиженный. Общие характеристики – М.: Стандартинформ, 2017. – 6 с.
94. Официальный сайт «Unit Juggler» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.unitjuggler.com>.
95. Баранов, Л.А. Изменение показателя производительности завода по производству сжиженного природного газа в зависимости от влияния метеорологического фактора / Л.А. Баранов, Н.В. Першин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. - № 4. – С. 2-5.
96. Официальный сайт ООО «Расписание Погоды» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rp5.ru..>
97. Sturges H. (1926). The choice of a class-interval. J. Amer. Statist. Assoc.. 21. 65-66.
98. Вадзинский, Р.Н. Справочник по вероятностным распределениям / Р.Н. Вадзинский. - Санкт-Петербург: Изд-во НАУКА. 2001 – 115-118 с., 133-136 с.
99. Першин, Н.В. Анализ количества полученной энергии от терминалов по регазификации сжиженного природного газа в Европе /Н. В. Першин// Морские интеллектуальные технологии. – 2019. - № 3(45) Т.3 2019. – С. 182-190.
100. Официальный сайт «Slide-Shire» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://slide-share.ru/zarubezhnie-innovacionnie-proekti-po-proizvodstvu-spg-56022>.
101. Батршина, А.И. Способы регазификации сжиженного природного газа / А.И. Батршина // Символ науки. – 2016. - № 10-2 (22). – С. 10-15.
102. ГОСТ 8.417-2002. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин – М.: Стандартинформ. 2010. – 7 с.
103. LNG Custody transfer handbook GIIGNL (5th edition). 2017. – p. 11-12. p. 69.

104. ГОСТ Р 56851-2016 Национальный стандарт Российской Федерации. Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств. – М.: Стандартиформ. 2016. – 3-5 с.

105. ГОСТ 31369 - Стандарт 2008 (ИСО 6976:1995) Межгосударственный стандарт. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. – М.: Стандартиформ. 2019. – 6-7 с.

106. ГОСТ Р 56835-2015 Национальный стандарт Российской Федерации. Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии. – М.: Стандартиформ. 2016. – 3 с.

107. Официальный сайт «Aggregate LNG Storage Inventory» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://alsi.gie.eu/#/>

108. Лагин, Г.Ф. Биометрия: учебное пособие для биол. спец. ВУЗов – 4-е изд., перераб. и доп. / Г.Ф. Лагин.– М: Высш. шк., 1990. – 109 с.

109. Першин, Н.В. Анализ статистических данных от терминалов по регазификации сжиженного природного газа в Европе // Н.В. Першин // РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2019 год. Сборник Всероссийской научной конференции «Инновационное развитие технологий производства СПГ». 2019 – С. 20 - 23.

110. Официальный сайт «Финмаркет новости экономики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.finmarket.ru.

111. Семенюк, А.В. Влияние внешних факторов на характеристики паротурбинного агрегата танкера-газовоза / А.В. Семенюк, С.А. Гармаш, Л.А. Семенюк // Вестник морского государственного университета. – 2013. - № 60. – С. 17-26.

112. Першин, Н.В. Определение необходимого количества танкеров-газовозов для обеспечения потребности терминалов по регазификации сжиженного природного газа / Н.В. Першин// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020 № 10. – С. 24-29.

113. Дмитриев, В.И. Навигация и лоция / В.И. Дмитриев, В.Л. Григорян, В.А. Катенин. – Москва: ИКЦ «Академкнига». 2004.- 42-48 с., 388-400 с.
114. Гусейнов, Ч.С. Словарь морских нефтегазопромысловых терминов / Ч.С. Гусейнов. – Москва: Изд-во «Нефть и газ». 2006.- 277 с.
115. Книжников, А. Перспективы и возможности использования СПГ в Арктических зонах России / А. Книжников, А. Григорьев, А. Климентьев // СПб, КРЕОН, - 2017. – С. 69.
116. Першин, Н.В. Организация управления ледовой обстановкой в Группе Газпром на континентальном шельфе / Н.В. Першин, .Ю. Сарычев, А.А. Науменко, А.Я. Лукашик // Материалы Научно-технического совета ПАО «Газпром» секция «Техника и технология разработки морских месторождений». –2019.
117. Официальный сайт «Морской сайт» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.seaman-sea.ru/colreg-72.html>
118. Шарлай, Г.Н. МППСС-1972 с комментариями / Г.Н. Шарлай. – Москва: Изд-во Моркнига, 2017.- 105 с.
119. Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. - 3 мая 1999 г. - №18. - Ст. 2207.
120. Официальный сайт «Studfiles» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/5156313/page:34/>.
121. Першин, Н.В. Анализ работы системы транспортировки сжиженного природного газа /Н. В. Першин// Морские интеллектуальные технологии. – 2020. - № 1(47) Т.1 2020. – С. 125-130.
122. Вентцель, Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология.- 6-е изд., стер. / Е.С. Вентцель. - М.: Изд-во: ООО «Юстиция», 2018, - 112-119 с.
123. Официальный сайт «Clarksons Platou AS» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.clarksons.com>.

124. Rollever in LNG Storage Tanks/ Summary Report by the GIIGNL Technical Study Group on the Behaviour of LNG in Storage (2nd Edition). 2012-2015. – p. 7.

125. Официальный сайт «S&P Global Platts» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/en>.

126. Свечарник Д.В. Задача об оптимальности номинала при вероятностных расчетах / Д.В. Свечарник// Труды института Машиностроения АН СССР. Семинар по точности механизмов, № 10. - 1957 – С. 78-93.

127. Баранов, Л.А. Оптимизация времени подхода танкера-газовоза на вход в стесненные воды по критерию минимума убытков / Л.А. Баранов, Н.В. Першин // Наука и техника транспорта. – 2020. - № 4. – С. 45-51.

128. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения. – М.: Министерство электротехнической промышленности и приборостроения СССР. 1990. – 4 с.

129. Андрюхин, С.Н. Компоненты интегрированной системы управления / С.Н. Андрюхин // Международный студенческий научный вестник. – 2019. - № 6. – С. 1-10.

130. Официальный сайт ФГУП «Морсвязьспутник» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.marsat.ru/>.

131. Пучков, Л.А. Автоматизированные системы управления в горнодобывающей промышленности / Л.А. Пучков, Н.И. Федунец, Д.К. Потресов. – Москва: Из-во «НЕДРА». 1987.- 17-19 с.

132. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (<https://www.booksite.ru/fulltext/1/001/008/114/304.htm>)

133. Баранов, Л.А. Алгоритмы управления движением поездов метрополитена с помощью управляющего вычислительного комплекса / Л.А. Баранов, Ерофеев Е.В., Межох А.К. //Тр. МИИТ. – 1978. - С. 40-46.

134. Ерофеев, Е.В. Алгоритмы централизованного управления поездами метрополитена для системы автоведения / Е.В. Ерофеев // Автоматическое

управление технологическими процессами на транспорте, Юбилейный сб. науч. тр.-1996.- 892.- С. 22-26.

135. Ковальский, А.Н. Система автоматического управления движением поездов метрополитена (САУ-М) и ее модернизация. / А.Н. Ковальский// Тр. МИИТ.- 1968.- 276.- С. 3-13.

136. Кравцов, Ю.А. Интервальное регулирование движения поездов на станциях метрополитена. В кн. «Автоматизация движения поездов метрополитена»: Сб. науч. трудов/ Ю.А. Кравцов, Е.В. Архипов, Ю.А. Барышев, Л.М. Мухин. - Москва: Транспорт, 1987. - 70-81 с.

137. Воробьев, П. Алгоритмы централизованного управления движением поездов для линий метрополитена г. Мехико: диссертация канд. техн. наук: 05.13.06 / Павел Воробьев . – Москва, 2012. – 239 с.

138. Ключев, А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. / А.С. Ключев, Б.В. Глазов, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев.– Москва: Энергоатомиздат, 2018. – 464 с.

139. Исаев Г.А.: Информационные системы в экономике. Учебник / Г.А. Исаев. – Москва: Омега-Л, 2013. – 463 с.

Приложение А (справочное)

Статистические данные по среднемесячной цене на импорт и экспорт сжиженного природного газа. нефть марки *Brent* и цену на газ хаба «*Henry Hub*»

№ п.п	Дата	Республика Корея импорт	Тайвань импорт	Япония импорт	Испания импорт	Мексика импорт	США экспорт	США импорт	<i>Henry Hub</i>	Нефть марки <i>Brent</i>
	Ед. изм.	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/ bbls
1	январь-2005	6,06	6,26	5,42	4,73	5,96	5,09	6,07	6,17	44,28
2	февраль-2005	6,25	6,94	5,58	4,76	5,93	5,21	6,12	6,10	45,56
3	март-2005	6,03	7,04	5,59	4,92	6,57	5,08	5,96	6,91	53,09
4	апрель-2005	6,47	6,95	5,67	4,90	7,07	5,01	6,67	7,19	51,86
5	май-2005	6,86	6,94	5,74	4,84	6,60	5,19	6,44	6,47	48,67
6	июнь-2005	7,08	6,51	5,68	4,69	6,82	5,30	6,15	7,17	54,31
7	июль-2005	7,50	6,98	6,03	5,07	7,50	5,69	6,64	7,58	57,58
8	август-2005	7,68	7,50	6,2	5,39	8,72	5,87	7,17	9,32	64,09
9	сентябрь-2005	7,59	7,76	6,39	5,27	10,89	5,76	9,54	12,12	62,98
10	октябрь-2005	7,86	7,89	6,48	5,45	11,88	6,02	11,75	13,36	58,52
11	ноябрь-2005	7,71	7,62	6,61	5,66	10,08	6,18	12,10	10,30	55,54
12	декабрь-2005	7,86	7,84	6,49	5,77	11,53	6,45	10,11	12,97	56,75
13	январь-2006	7,93	9,62	6,53	6,95	8,78	5,69	10,20	8,76	63,58
14	февраль-2006	8,00	9,31	7,04	6,65	7,29	5,61	8,18	7,62	59,92
15	март-2006	7,44	9,13	6,88	6,34	6,70	5,49	7,29	6,88	62,25
16	апрель-2006	7,96	7,81	6,93	6,57	6,97	5,56	6,91	7,09	70,44
17	май-2006	8,51	8,38	6,92	6,64	6,41	5,74	6,84	6,23	70,19
18	июнь-2006	8,43	7,77	7,1	6,31	6,29	5,73	5,81	6,26	68,86
19	июль-2006	9,02	8,98	6,86	6,99	6,05	5,74	5,91	6,05	73,90
20	август-2006	9,41	9,25	7,23	6,89	7,17	5,96	6,79	7,26	73,61
21	сентябрь-2006	8,89	9,10	7,65	7,09	6,07	6,00	6,49	4,93	62,77
22	октябрь-2006	9,26	9,25	7,2	6,85	5,51	6,06	5,21	5,65	58,38
23	ноябрь-2006	8,43	8,42	7,21	7,25	6,98	6,23	7,16	7,32	58,48
24	декабрь-2006	8,88	9,29	7,35	7,30	7,20	6,22	7,54	6,83	62,32
25	январь-2007	8,79	9,17	7,11	7,56	6,66	5,87	6,16	6,33	54,30
26	февраль-2007	8,09	8,53	6,89	6,98	7,46	5,70	7,28	8,05	57,76
27	март-2007	7,83	7,16	6,86	6,68	7,14	5,65	7,27	7,10	62,14
28	апрель-2007	8,15	7,09	7,09	6,54	7,42	5,66	6,97	7,57	67,40
29	май-2007	7,91	8,96	7,22	6,12	7,58	5,45	7,26	7,64	67,48
30	июнь-2007	8,42	9,04	7,11	6,24	7,50	5,53	7,15	7,38	71,32
31	июль-2007	8,33	9,32	7,26	6,40	6,52	5,67	6,68	6,21	77,21
32	август-2007	9,51	9,38	7,7	6,49	6,21	5,85	6,07	6,30	70,80
33	сентябрь-2007	8,99	9,10	8,09	7,01	5,93	5,93	5,51	5,97	77,13
34	октябрь-2007	9,32	10,35	8,55	7,26	6,65	9,02	6,60	6,68	82,83
35	ноябрь-2007	9,30	11,49	9,14	7,77	6,73	6,11	7,61	7,00	92,53
36	декабрь-2007	9,89	11,20	9,18	8,13	7,03	6,06	7,59	7,11	91,45

№ п.п	Дата	Республика Корея импорт	Тайвань импорт	Япония импорт	Испания импорт	Мексика импорт	США экспорт	США импорт	Henry Hub	Нефть марки Brent
	Ед. изм.	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ bbls
37	янв-2008	10,33	12,29	9,94	8,66	7,72	6,37	8,13	7,93	91,92
38	фев-2008	10,81	12,08	10,46	8,80	8,22	6,66	9,04	8,46	94,82
39	мар-2008	10,41	12,90	10,96	8,82	9,13	6,84	9,08	9,34	103,24
40	апр-2008	12,73	11,90	11,42	9,10	9,92	6,84	9,51	10,12	110,19
41	май-2008	12,14	13,33	11,63	9,16	10,73	6,96	10,94	11,23	123,94
42	июн-2008	12,21	15,54	12,07	9,81	11,81	7,12	11,91	12,61	133,05
43	июл-2008	14,00	14,86	12,35	9,94	12,01	7,23	12,54	11,32	133,90
44	авг-2008	13,81	13,72	13,25	9,80	7,65	7,69	9,89	8,29	113,85
45	сен-2008	14,81	15,66	14,39	10,64	6,82	8,26	8,75	7,70	99,06
46	окт-2008	14,90	14,88	15,01	10,55	5,34	8,42	8,84	6,75	72,84
47	ноя-2008	15,43	15,17	15,06	10,89	5,34	8,56	7,81	6,58	53,24
48	дек-2008	15,51	16,18	13,78	12,09	5,62	7,98	8,55	5,79	41,58
49	янв-2009	13,93	8,67	12,71	10,09	5,11	7,28	7,36	5,25	44,86
50	фев-2009	12,33	9,56	10,52	8,30	3,96	5,79	6,58	4,53	43,24
51	мар-2009	11,38	8,80	9,48	8,10	3,53	6,20	6,12	3,96	46,84
52	апр-2009	8,35	8,79	8,12	6,58	3,51	7,08	4,05	3,51	50,85
53	май-2009	7,34	7,67	7,5	6,48	3,74	6,95	3,75	3,78	57,94
54	июн-2009	7,17	7,51	7,18	6,10	3,68	7,38	3,75	3,79	68,62
55	июл-2009	6,97	7,57	7,55	5,87	3,79	7,72	4,06	3,40	64,91
56	авг-2009	7,74	7,72	7,76	6,17	3,30	8,07	3,80	3,15	72,50
57	сен-2009	8,10	8,99	8,42	6,32	3,27	9,85	3,23	2,90	67,69
58	окт-2009	8,53	8,97	9,1	6,78	3,95	10,59	3,81	3,92	73,19
59	ноя-2009	9,01	9,40	9,13	6,72	4,11	10,32	4,10	3,54	77,04
60	дек-2009	9,27	9,41	9,76	6,74	5,38	8,86	4,47	5,31	74,67
61	янв-2010	8,96	9,53	10,02	7,12	6,25	11,27	5,58	5,83	76,37
62	фев-2010	8,30	8,38	10,52	7,29	5,68	7,69	5,54	5,32	74,31
63	мар-2010	9,17	7,79	10,42	7,26	5,05	11,93	4,70	4,30	79,27
64	апр-2010	10,58	8,83	10,98	7,33	4,38	11,79	4,10	3,99	84,98
65	май-2010	10,72	9,63	11,39	6,56	4,31	11,53	4,09	4,12	76,25
66	июн-2010	9,47	8,58	10,48	7,16	4,72	7,98	4,05	4,80	74,84
67	июл-2010	10,15	9,60	11,32	7,87	4,77	12,38	4,63	4,62	74,74
68	авг-2010	10,48	9,61	11,3	7,47	4,58	12,73	4,76	4,34	76,69
69	сен-2010	9,59	10,42	11,03	7,87	4,11	9,51	4,44	3,89	77,79
70	окт-2010	9,62	11,36	11,13	8,22	3,90	8,73	4,61	3,44	82,92
71	ноя-2010	9,15	10,60	10,84	7,30	3,82	7,90	4,91	3,67	85,67
72	дек-2010	9,31	10,50	10,75	7,92	4,40	8,20	5,22	4,22	91,80
73	янв-2011	9,94	10,23	11,45	8,41	4,52	7,92	5,37	4,46	96,29
74	фев-2011	9,87	9,74	12,02	8,53	4,50	9,37	4,82	4,08	103,96
75	мар-2011	10,59	10,24	12,5	8,66	4,04	9,92	5,16	3,94	114,44
76	апр-2011	11,72	12,04	12,99	9,25	4,38	7,96	5,23	4,23	123,04
77	май-2011	11,74	12,81	13,61	8,96	4,46	8,32	4,47	4,28	114,46
78	июн-2011	13,04	13,70	14,52	9,48	4,59	11,20	6,43	4,54	113,76
79	июл-2011	12,90	13,47	16,22	10,07	4,56	12,28	5,31	4,41	116,46
80	авг-2011	13,41	13,83	16,55	10,21	4,51	11,20	6,75	4,06	110,08
81	сен-2011	13,37	14,06	16,27	9,79	4,11	12,32	4,32	3,92	112,45
82	окт-2011	13,26	15,04	16,48	10,56	3,82	12,10	7,15	3,56	109,47

№ п.п	Дата	Республика Корея импорт	Тайвань импорт	Япония импорт	Испания импорт	Мексика импорт	США экспорт	США импорт	Henry Hub	Нефть марки Brent
	Ед. изм.	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ММВТУ	\$/ bbls
83	ноя-2011	13,07	14,83	16,78	10,61	3,58	14,76	4,05	3,22	110,50
84	дек-2011	13,89	12,12	16,48	10,49	3,91	12,38	5,38	3,16	107,91
85	январь-2012	12,82	12,97	16,71	10,41	3,13	11,42	4,10	2,70	111,16
86	фев-2012	13,83	13,98	16,03	10,30	2,80	10,91	4,15	2,52	119,70
87	мар-2012	13,08	14,43	16,34	10,49	2,47	10,30	2,85	2,18	124,93
88	апр-2012	14,60	13,27	16,85	10,26	2,21	8,24	2,86	1,94	120,46
89	май-2012	15,32	14,61	17,12	10,58	2,48	15,54	4,22	2,43	110,52
90	июнь-2012	15,94	13,66	17,2	10,20	2,65	16,94	2,99	2,43	95,59
91	июль-2012	15,18	14,93	18,11	10,51	2,98	8,19	4,97	2,94	103,14
92	авг-2012	15,10	14,70	17,74	9,58	3,14	14,62	3,88	2,85	113,34
93	сентябрь-2012	14,22	15,31	16,83	10,69	2,90	8,11	3,06	2,83	113,38
94	октябрь-2012	12,52	14,30	15,3	10,45	3,34	11,17	3,07	3,32	111,97
95	ноя-2012	13,06	16,02	15	9,68	3,59	8,55	6,96	3,52	109,71
96	дек-2012	14,53	12,80	15,41	10,61	3,65	11,35	5,04	3,34	109,63
97	январь-2013	14,60	14,06	15,89	10,87	3,49	9,76	7,59	3,34	112,97
98	фев-2013	14,33	14,30	16,47	10,47	3,46	10,47	4,31	3,30	116,46
99	мар-2013	15,03	14,23	16,27	9,96	5,23	9,67	4,86	3,80	109,24
100	апр-2013	14,31	14,76	16,2	10,35	4,27	10,97	4,73	4,17	102,88
101	май-2013	14,00	13,86	16,22	10,15	5,09	12,39	4,35	4,04	103,03
102	июнь-2013	14,45	14,43	16,61	10,72	5,39	12,92	8,35	3,83	103,11
103	июль-2013	14,24	13,51	16,17	10,34	4,99	12,44	4,43	3,62	107,72
104	авг-2013	14,19	14,06	15,6	10,34	4,92	12,79	7,16	3,42	110,97
105	сентябрь-2013	14,34	14,40	14,96	10,58	5,31	13,06	9,61	3,60	111,62
106	октябрь-2013	13,92	14,19	15,3	10,24	5,58	12,64	5,59	3,67	109,48
107	ноя-2013	14,04	14,76	15,4	10,42	6,02	12,98	4,46	3,63	108,08
108	дек-2013	14,06	12,75	16,38	10,82	8,05	12,25	8,45	4,22	110,67
109	январь-2014	14,94	13,68	16,67	10,94	5,88	13,22	6,88	4,60	107,42
110	фев-2014	15,95	13,40	16,76	11,13	7,07	14,95	10,61	5,87	108,81
111	мар-2014	15,89	14,53	16,55	11,17	6,12	13,81	8,18	4,88	107,41
112	апр-2014	15,81	14,58	16,79	10,89	5,65	12,77	16,74	4,61	107,79
113	май-2014	15,77	14,59	16,32	10,11	5,58	15,23	5,78	4,56	109,68
114	июнь-2014	15,90	13,33	16,13	10,24	5,43	12,14	10,12	4,57	111,87
115	июль-2014	15,52	14,24	15,21	10,27	5,14	15,45	11,39	4,04	106,98
116	авг-2014	15,65	13,43	15,74	9,73	4,67	15,45	6,33	3,87	101,92
117	сентябрь-2014	15,81	13,61	15,16	10,54	4,72	15,19	8,43	3,90	97,34
118	октябрь-2014	15,53	12,70	15,89	9,88	5,41	14,58	4,47	3,78	87,27
119	ноя-2014	15,35	13,24	15,59	9,69	5,04	11,75	0,00	4,10	78,44
120	дек-2014	15,45	11,78	15,62	9,67	5,51	13,03	7,19	3,43	62,33
121	январь-2015	13,79	10,16	16,19	8,60	3,38	16,79	10,52	2,99	48,07
122	фев-2015	12,99	8,22	14,2	8,10	3,55	12,42	8,81	2,82	57,93
123	мар-2015	12,65	7,74	13,04	7,61	3,38	10,71	7,82	2,79	55,79
124	апр-2015	11,29	8,29	10,94	7,16	3,23	10,16	8,02	2,58	59,39
125	май-2015	9,16	8,11	9,337	6,98	3,18	7,27	5,83	2,83	64,56
126	июнь-2015	8,81	8,23	9,189	6,87	3,28	7,55	6,07	2,75	62,35
127	июль-2015	8,48	8,98	9,495	6,43	3,28	7,82	4,37	2,82	55,87
128	авг-2015	8,86	8,08	9,816	6,55	3,20	7,64	3,33	2,76	46,99

№ п.п	Дата	Республика Корея импорт	Тайвань импорт	Япония импорт	Испания импорт	Мексика импорт	США экспорт	США импорт	Henry Hub	Нефть марки Brent
	Ед. изм.	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/ bbls
129	сен-2015	9,23	7,89	10,31	6,40	3,16	6,92	5,82	2,65	47,23
130	окт-2015	9,30	7,43	10,11	6,04	2,96	6,30	11,95	2,33	48,12
131	ноя-2015	9,15	7,16	9,516	6,06	2,58	16,09	4,05	2,07	44,42
132	дек-2015	8,37	6,95	9,08	6,26	2,69	15,40	3,88	1,86	37,72
133	январь-2016	7,70	6,74	8,402	6,04	2,82	10,37	5,29	2,27	30,80
134	фев-2016	7,40	5,97	8,562	5,61	2,48	3,47	4,94	1,97	33,20
135	мар-2016	6,96	5,63	7,737	5,17	2,18	3,87	3,18	1,69	39,07
136	апр-2016	6,33	5,65	6,825	4,88	2,27	3,82	3,19	1,89	42,25
137	май-2016	5,75	5,62	6,269	4,58	2,29	4,06	3,33	1,89	47,13
138	июнь-2016	5,47	6,29	6,402	4,78	2,59	4,56	3,07	2,52	48,48
139	июль-2016	5,66	6,27	6,757	4,56	3,09	5,43	3,10	2,78	45,07
140	авг-2016	6,08	6,29	7,139	4,61	3,08	4,95	3,12	2,78	46,14
141	сен-2016	6,49	6,64	7,54	5,08	3,23	4,93	3,14	2,96	46,19
142	окт-2016	6,99	6,54	7,653	5,00	3,41	3,52	2,99	2,93	49,73
143	ноя-2016	7,14	6,57	7,593	5,26	2,99	4,42	4,78	2,47	46,44
144	дек-2016	7,00	6,73	7,592	5,62	3,68	4,52	4,47	3,57	54,07
145	январь-2017	7,61	6,74	8,042	6,65	3,90	6,22	5,37	3,32	54,89
146	фев-2017	7,67	7,93	8,415	6,12	3,49	5,78	6,17	2,83	55,49
147	мар-2017	7,51	7,27	8,246	5,91	3,09	4,31	4,20	2,84	51,97
148	апр-2017	7,67	7,05	8,763	5,46	3,53	4,98	3,61	3,08	52,98
149	май-2017	7,99	6,94	9,097	5,78	3,52	4,63	3,73	3,13	50,87
150	июнь-2017	7,50	6,76	8,883	5,63	3,56	4,45	3,46	2,93	46,89
151	июль-2017	7,53	6,45	8,858	5,83	3,72	4,11	3,32	2,96	48,69
152	авг-2017	7,87	6,72	8,915	6,09	3,68	3,75	3,22	2,87	51,37
153	сен-2017	7,77	6,56	8,642	5,64	4,98	3,75	3,94	2,95	55,16
154	окт-2017	7,79	7,05	8,314	5,84	3,73	3,88	4,26	2,87	57,62
155	ноя-2017	7,41	7,52	8,451	6,08	3,68	4,31	3,47	2,98	62,58
156	дек-2017	7,92	7,55	8,647	6,52	3,78	4,58	5,36	2,80	64,21
157	январь-2018	8,42	7,77	9,342	6,81	4,34	4,19	7,25	3,71	68,99
158	фев-2018	9,57	7,84	9,826	6,31	4,56	5,42	5,74	2,66	65,42
159	мар-2018	9,06	8,79	10,11	6,02	3,89	4,30	6,82	2,65	66,45
160	апр-2018	9,01	7,79	10,09	6,46	4,13	4,40	4,41	2,76	71,63
161	май-2018	9,49	8,05	10,25	6,33	4,02	4,86	4,45	2,77	76,65
162	июнь-2018	9,44	8,23	10,44	6,84	3,88	4,49	4,46	2,93	75,19
163	июль-2018	9,61	8,65	10,44	7,52	4,09	5,10	3,59	2,80	74,44
164	авг-2018	9,87	9,04	10,88	6,68	4,13	5,14	3,59	2,93	73,13
165	сен-2018	10,31	8,95	11,3	7,10	4,33	4,61	4,85	2,95	78,86
166	окт-2018	10,75	9,24	11,66	7,55	3,66	4,75	5,69	3,23	80,47
167	ноя-2018	10,76	9,46	11,7	7,34	3,89	5,42	10,33	4,06	65,17
168	дек-2018	10,77	9,55	12	7,36	4,60	6,60	8,34	3,95	56,46
169	январь-2019	10,89	8,95	12,01	7,39	4,37	5,69	9,03	3,07	59,27
170	фев-2019	11,38	8,30	11,81	7,06	3,82	4,88	8,65	2,67	64,13
171	мар-2019	10,51	8,04	11,29	6,67	3,15	4,67	7,43	2,90	66,41
172	апр-2019	8,94	8,34	10,27	6,23	2,88	4,54	7,07	2,60	71,20
173	май-2019	8,93	7,75	10,15	5,85	3,00	4,24	7,39	2,59	70,53
174	июнь-2019	8,66	8,40	10,04	5,61	2,78	4,41	8,15	2,34	63,30

№ п.п	Дата	Республика Корея импорт	Тайвань импорт	Япония импорт	Испания импорт	Мексика импорт	США экспорт	США импорт	<i>Henry Hub</i>	Нефть марки <i>Brent</i>
	Ед. изм.	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/ bbls
175	июл-2019	9,06	8,92	10,13	5,29	2,62	5,11	6,50	2,30	64,00
176	авг-2019	8,88	8,44	10,86	4,83	2,85	4,95	4,41	2,17	59,25
177	сен-2019	9,44	9,33	10,14	5,26	3,24	5,08	0,00	2,52	62,33
178	окт-2019	8,88	8,25	9,984	5,67	3,16	5,12	4,49	2,24	59,37
179	ноя-2019	8,45	8,00	10,04	5,84	3,15	5,62	6,87	2,60	62,74
180	дек-2019	8,43	7,48	10,06	5,72	3,19	5,34	5,96	2,19	65,85

Приложение Б Акты внедрения результатов диссертационного исследования



о внедрении результатов диссертационного исследования в учебный процесс

Отдельные результаты диссертационной работы Першина Никиты Вячеславовича на тему «Автоматизация управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом», выполненной по специальности 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (транспорт)», внедрены в учебный процесс кафедры оборудования нефтегазопереработки РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина при изучении дисциплин «Производство сжиженного природного газа», «Арктический газ» (на английском языке), «Машины и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии», читаемых студентам по направлениям подготовки 15.04.02 «Технологические машины и оборудование», 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Декан факультета
инженерной механики

А.К. Прыгаев

Заведующий кафедрой
оборудования нефтегазопереработки

Е.Б. Федорова

Начальник
учебно-методического управления

А.В. Душин

**Акт внедрения научных результатов диссертационного исследования
в учебном процессе ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет»**

УТВЕРЖДАЮ



Проректор по образовательной
деятельности ФГБОУ ВО «Санкт-
Петербургский горный
университет», к.т.н., доцент

Д.Г. Петраков

06 2021 г.

АКТ

*о внедрении результатов диссертации Першина Никиты Вячеславовича
в учебный процесс кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет».*

Мы, нижеподписавшиеся, подтверждаем, что основные научные положения, выводы и рекомендации кандидатской диссертации Першина Никиты Вячеславовича на тему: «Автоматизация управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом» внедрены в учебный процесс кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» при изучении дисциплин «Эксплуатация шельфовых месторождений нефти и газа» и «Управление разработкой интеллектуальных месторождений», читаемых студентам по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», программы «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»

Декан Нефтегазового факультета

Д.С. Тананыхин

Заведующий кафедрой
Разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений

М.К. Рогачев

Начальник Управления Учебно-методического
образовательного процесса

П.В. Иванова



Публичное акционерное общество «Газпром»

(ПАО «Газпром»)

22 сентября 2021 г.

№ 03/04/09/3 - 668



АКТ

*о внедрении (использовании) материалов диссертационного исследования
Першина Никиты Вячеславовича в производственной деятельности
ПАО «Газпром»*

Настоящий акт составлен в подтверждение того, что в производственной деятельности компаний Группы Газпром использованы следующие отдельные результаты диссертационной работы Першина Никиты Вячеславовича на тему: «Автоматизация управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом».

1. Требования к системе автоматизированного управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом и ее структуры при вывозе сырья с производственного комплекса проекта «Сахалин-2» (расположенного в п. Пригородное на острове Сахалин).

2. Анализ динамики потребления сжиженного природного газа в мире, включая исследования по ценообразованию (импорт и экспорт) на сжиженный природный газ в зависимости от цены на нефть марки Brent и конкуренцией источников газа.

3. Исследования по переходу морских судов на сжиженный природный газ, а также анализ соответствующей регламентирующей документации для разработки нормативно-правовых актов по грузовым операциям и бункеровки сжиженным природным газом морской техники.

Заместитель
начальника Управления

А.А. Дубовый

Заместитель
начальника Управления

А.И. Новиков

Начальник отдела, к.т.н.

Е.М. Подолько
Департамент
715

*Верно
главный специалист отдела 715/3*



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
**«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
 ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**
 (ФГБОУ ВО «РГГМУ», РГГМУ)

28.06.2021

Санкт-Петербург

№ 556/01

УТВЕРЖДАЮ
 Ректор
 ФГБОУ ВО «Российский
 государственный
 гидрометеорологический
 университет»,
 к.ю.н., доцент

 В.Л. Михеев
 20.06.21 г.

АКТ

О внедрении результатов диссертационных исследований Першина Никиты Вячеславовича на тему: «Автоматизация управления перевозками сжиженного природного газа морским транспортом».

Настоящим подтверждаем, что в Российском государственном гидрометеорологическом университете внедрены в учебный процесс на кафедре «Морские информационные системы» следующие материалы диссертационных исследований Першина Никиты Вячеславовича:

1. обоснование актуальности создания автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом;
2. статистический анализ потребности на СПГ, зависимость ценообразования на СПГ от внешних факторов для обоснования эффективной разработки автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом;
3. принципы построения и алгоритмы функционирования автоматизированной системы управления перевозками СПГ морским транспортом;

Заведующий кафедрой
 «Морские информационные системы»
 д.т.н., профессор
 Академик Российской
 академии транспорта

Начальник
 Учебно-методического управления





И.А. Сикарсов

Н.А. Брейлер