



ТОМ 2 РОССИЙСКИЙ МАЛО- И СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ Региональная серия: Арктика



Ноябрь 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕЗЮМЕ	9
РОССИЙСКИЙ СПГ – ХОЛОДНЫЙ ГАЗ С СЕВЕРА	11
К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОЕКТОВ СПГ	14
РОССИЙСКИЕ СПГ ПРОЕКТЫ В АРКТИКЕ	18
Штокман.....	20
Архангельск.....	24
«Северная Двина-СПГ»	25
«Архангельск СПГ»	26
«Печора СПГ»	27
«Ямал-СПГ» Т1-Т4	28
«Ямал-СПГ» Т4	29
«Арктик СПГ-2»	31
Обский СПГ	32
«Арктик СПГ-1»	34
Комплексный проект использования СПГ на Чукотке.....	35
Особенности налогообложения проектов производства СПГ в Арктике.....	41
К вопросу по экспорту газа.....	43
Потенциал использования источников энергии с низким углеродным следом в СПГ проектах.....	47
Резюме по арктическим проектам производства СПГ	50
РАЗВИТИЕ ЛОГИСТИКИ И НОВЫХ РЫНКОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ	53
Терминал перевалки в Мурманске.....	54
Терминал на Камчатке	57
Бункеровка СПГ в Арктике.....	59
Политика IMO в отношении использования мазута	61
СПГ - политическая позиция России Развития Арктики	62
Экономическая конкурентоспособность СПГ	64
Практическое использование СПГ на СМП.....	66
ВЫВОДЫ	68
ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ №1: СОСТАВ ГАЗА И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕСЧЕТА	75
ПРИЛОЖЕНИЕ №2: ОЦЕНКА СОСТАВЛЯЮЩИХ ЗАТРАТ ПРОИЗВОДСТВА СПГ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ	76
ПРИЛОЖЕНИЕ №3: КРУПНОТОННАЖНЫЕ ГАЗОВОЗЫ ЛЕДОВОГО КЛАССА	77

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1: Схема размещения СПГ заводов в Арктической зоне	18
Рисунок 2: Техническая концепция освоения Штокмановского ГKM (первая фаза)	22
Рисунок 3: Производственная цепочка проекта производства СПГ в Архангельске	26
Рисунок 4: Производственная цепочка проекта «Ямал СПГ» Т4	30
Рисунок 5: Карта расположения месторождений газа для СПГ проектов на Ямале	33
Рисунок 6: Чукотский автономный округ	36
Рисунок 7: Основные инфраструктурные проекты Чукотки	36
Рисунок 8: Анадырская ТЭЦ до перевода на газ и после	37
Рисунок 9: Схема Развитие СПГ-инфраструктуры Чукотки (полное развитие)	41
Рисунок 10: Структура СПГ проектов по компаниям	45
Рисунок 11: Углеродный след СПГ производств в мире и российской Арктики	50
Рисунок 12: Сравнение LRMC, SRMC и денежных затрат на производство СПГ в Арктике (без учета поставки на рынок)	51
Рисунок 13: Маршруты транспортировки и места размещения терминалов на Камчатке и в Мурманске	54
Рисунок 14: Параметры и место размещения терминала в Мурманске	55
Рисунок 15: Схема возможной газификации Мурманской области с СПГ терминала	55
Рисунок 16: Параметры и место размещения терминала на Камчатке	58
Рисунок 17: Зона арктических вод IMO	62
Рисунок 18: Сухогрузы Viikki и Naaga первыми из судов на СПГ прошли СМП	66
Рисунок 19: «Проспект Королева» - первое судно, осуществившее коммерческий рейс на СПГ по СМП	67
Рисунок 20: География размещения производств СПГ в России	68
Рисунок 21: Оценка потенциала производства СПГ в Российской Федерации	69
Рисунок 22: Распределение фрахта газовозов ледового класса Arc4, действующих и заказанных до 2020 г.	70

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1: Карта СПГ отрасли Арктической области России	13
Таблица 2: Качественный анализ производственной цепочки российских арктических проектов	14
Таблица 3: Влияние технологических и климатических факторов на производительность российских проектов СПГ	15
Таблица 4: Основные составляющие издержек производства СПГ	16
Таблица 5: Перечень российских арктических проектов СПГ	19
Таблица 6: График ввода мощностей по производству СПГ (тыс т)	19
Таблица 7: Матрица вариантов освоения ШГКМ	23
Таблица 8: Основные параметры производства Штокман СПГ	24
Таблица 9: Проекты производства СПГ в Архангельской области	25
Таблица 10: Основные параметры производства СПГ в Архангельске	27
Таблица 11: Основные параметры производства «Печора СПГ»	28
Таблица 12: Основные параметры производства «Ямал СПГ»	29
Таблица 13: Основные параметры «Ямал СПГ» Т4	31
Таблица 14: Основные параметры «Арктик СПГ-2»	32
Таблица 15: Основные параметры «Обский СПГ»	34
Таблица 16: Оценка емкости береговых и плавучих терминалов СПГ в Чукотском АО	39
Таблица 17: Налоговые режимы для проектов добычи газа на Ямале и для проектов производства СПГ на Ямале и Гыдане	42
Таблица 18: Оценка достижения продолжительности времени налогового режима Ямал СПГ	43
Таблица 19: Изменение поставок СПГ и трубопроводного газа в Европе (выборка)	47
Таблица 20: Параметры производства и добычи газа российских арктических СПГ производств	48
Таблица 21: Нормативы выбросов при добыче и подготовке газа	48
Таблица 22: Коэффициенты выбросов парниковых газов при подготовке и транспортировке газа в Арктических условиях	49
Таблица 23: Сравнение параметров электростанций российских арктических СПГ проектов	49
Таблица 24: Сравнение углеродного следа российских арктических производств СПГ	50
Таблица 25: Оценка затрат на транспортировку СПГ с учетом перевалки и прямых поставок с арктических проектов	53
Таблица 26: Выигрыши и ущербы для экономики России при запрете HFO в Арктике	64
Таблица 27: Оценка затрат для СПГ бункеровки в основных портах Арктики	65
Таблица 28: Модели СПГ проектов в Арктике	68
Таблица 29: Газовозы ледового класса Arc 4 – Arc 7	77
Таблица 30: Распределение газовозов по владельцам и ледовому классу	78

ПОД РЕДАКЦИЕЙ



Александр Климентьев

Эксперт WWF по СПГ для Арктической зоны
Научный руководитель рабочей группы по
мало- и среднетоннажному СПГ
Энергетического центра Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: t_diamonds@mail.ru



Татьяна Митрова

Директор,
Центр энергетики Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: energy@skolkovo.ru



Сергей Капитонов

Аналитик,
Центр энергетики Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: energy@skolkovo.ru

АВТОРЫ



Администратор рабочей группы

Минзалья Ишмуратова

Заместитель директора Центра энергетики
Московской школы управления СКОЛКОВО
аспирантка ИНЭИ РАН

Участник рабочей группы рабочей группы по
мало- и среднетоннажному СПГ
Энергетического центра Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: energy@skolkovo.ru



Комплексный проект использования СПГ на Чукотке

Михаил Соболев

Первый заместитель Губернатора
Чукотского автономного округа

E-mail: smy0458@yandex.ru



Игорь Родичкин

Участник рабочей группы рабочей группы по
мало- и среднетоннажному СПГ
Энергетического центра Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: Rodichkinigor@hotmail.com

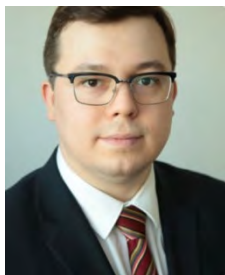


Штокман

Игорь Мещерин

Кандидат технических наук, заместитель
заведующего кафедрой по научной работе,
директор МУЦ газомоторное топливо,
Президент Национальной Палаты инженеров

E-mail: info@npirf.ru



**Потенциал использования источников
энергии с низким углеродным следом в
СПГ проектах**

Егор Богданов

Генеральный директор ООО «НОВОХИМ»

E-mail: e.bogdanov@fundenergy.ru

Выражаем признательность за активный вклад и участие в работе над настоящим исследованием Елизавете Готовой, Алексею Книжникову, Николаю Петренко.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

DOE	Department of Energy (Министерство энергетики США)
IEA	International Energy Association (Международная энергетическая ассоциация)
TPA	Third party access (доступ третьих лиц – недискриминационный доступ)
GIE	Gas infrastructure Europe
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
ГПЗ	газоперерабатывающий завод
СПГ	сжиженный природный газ
СПХР	система приема, хранения и регазификации
СУГ	сжиженные углеводородные газы
ДТ	дизельное топливо
СМП	Северный морской путь

РЕЗЮМЕ

Настоящий цикл публикаций по отрасли мало- и среднетоннажного СПГ в России посвящен региональным проектам производства СПГ и состоит из трех частей:

1. Балтика
2. Арктика
3. Прочие регионы

Данный том посвящен Арктическим проектам мало- и среднетоннажного СПГ.

Несмотря на относительно поздний, по сравнению с другими производителями, момент входа на рынок СПГ, Россия старается не только наверстать упущенное, но и войти в перечень крупнейших производителей СПГ за счет арктических проектов. К 2025 г. в Арктике будет производиться 52 % российского СПГ или около 50 млн т. Именно в Арктике российские компании уже сейчас реализуют инновационные решения мирового уровня.

История успеха «Ямал СПГ» привела к инициации новых арктических СПГ проектов, что позволяет России включиться в борьбу за первенство на глобальном рынке СПГ.

В начале 2020 г. в рамках проекта «Ямал СПГ» планируется запустить четвертую линию проекта мощностью около 1 млн т. За счет реализации этого проекта российские компании входят в перечень лицензиаров технологий среднетоннажного СПГ. Примечательно, что уровень локализации оборудования для этой технологии достигает 95%. Таким образом, российские проекты СПГ начинают играть все большую роль для развития национальных инжиниринговых компаний и машиностроительной отрасли.

В планах «НОВАТЭКА» построить еще три линии СПГ с использованием технологии «Арктический каскад», реализовав концепцию создания крупнотоннажного производства путем строительства нескольких среднетоннажных линий.

В 2019 г. российская компания «Совкомфлот» впервые в мире осуществила транзит нефти из Европы в Азию через Северный морской путь. Примечательно, что для этого применялись суда, которые используют СПГ в качестве моторного топлива. Практически была доказана эффективность и безопасность судоходства в Арктике на СПГ. В сочетании с растущей доступностью СПГ в Арктике и ужесточающимися требованиями к качеству судового топлива, СПГ может стать основным топливом для судоходства в Арктике уже к 2050 г.

Рост глобальной конкуренции на рынке СПГ требует снижения издержек по всей цепочке стоимости. Создание терминалов СПГ в Мурманске и на Камчатке, в первую очередь, решают задачу снижения транспортных издержек. Плавающие терминалы СПГ будут выступать не только в качестве объектов для перевалки СПГ

с газовозов ледового класса, но и выступают в качестве накопителей для снабжения СПГ потребителей Мурманской области и Камчатки. Географическое положение терминала СПГ на Камчатке позволяет рассчитывать, что со временем терминал может стать газовым хабом регионального уровня, в т.ч. обеспечивать перевалку СПГ, производимого на Аляске.

Важным фактором для развития торговли СПГ в Арктике на плавучих терминалах является разработка правил доступа к терминалам, в т.ч. в режиме доступа третьих лиц (ТРА), создания флота малотоннажных СПГ газовозов и СПГ бункеровщиков.

Производство, логистические схемы поставки СПГ на рынок и использование СПГ для судоходства демонстрирует возможность устойчивого социально-экономического развития этого экологически уязвимого региона мира и может войти в мировую практику, как образец реализации крупных проектов в нефтегазовой сфере.

В Арктической зоне имеется возможность производства малотоннажного СПГ в Архангельске и на Чукотке. Малотоннажные проекты позволяют не только обеспечить локальный спрос на энергоносители, но и выступить в качестве поставщика СПГ для бункеровки судов при судоходстве по СМП.

Благоприятные условия в виде специального налогового режима по федеральным и региональным налогам, введение исключений в Федеральный закон «Об экспорте газа» для некоторых месторождений, показали свою эффективность, обеспечили успешную реализацию проекта «Ямал СПГ» и привели НОВАТЭК к амбициозному плану увеличить производство СПГ в Арктике до 140 млн т.

Распространение подобных мер государственной поддержки на проекты других компаний позволили бы обеспечить дополнительный рост производства СПГ в объеме до 10 млн т в год. Новые проекты производства СПГ приведут к росту инвестиций в Арктике и новых рабочих мест по всей цепочке стоимости: от добычи газа, производства и транспорта СПГ, вплоть до строительства газовозов различной вместимости на российских верфях.

РОССИЙСКИЙ СПГ – ХОЛОДНЫЙ ГАЗ С СЕВЕРА

Общая оценка потенциала производства СПГ в России по оценке министра энергетики Александра Новака, приведенная в статье «Окно возможностей для России»¹, составляет 40-80 млн т, что вместе с уже заявленными проектами производства СПГ дает общий возможный объем производства СПГ в России в 123-163 млн т в год.

Достижение таких объемов производства возможно в первую очередь за счет крупнотоннажных проектов в Арктике.

СПГ производство в Арктике обеспечивает чистой энергией мировую экономику и будет вполне логичным, что СПГ будет широко использоваться в Арктике для обеспечения топливом флота, промышленных проектов и населенных пунктов Арктической зоны Российской Федерации.

Помимо крупнотоннажных проектов СПГ мирового класса, в Арктике имеется разнообразная ресурсная база для производства мало и среднетоннажного СПГ [1,2] и по мере развития инфраструктуры таких проектов должно стать больше.

В условиях ограниченной инфраструктуры и транспортной доступности в Арктике важным будет развитие следующих направлений:

1. создание и совершенствование нормативного регулирования доступа к создаваемым СПГ терминалам в Мурманской области и на Камчатке, в т.ч. и по причине значительных государственных инвестиций в терминалы;
2. развитие сервисов по транспортировке и распределению малотоннажного СПГ для арктических прибрежных и островных территорий, включая ISO контейнеры, автомобильные цистерны, бункеровщики и малотоннажные газовозы;
3. формализация и регулирование экспортных поставок СПГ.

С учетом тренда на ужесточение лимитов выбросов в секторе судоходства в рамках правил ИМО, Россия может выступить с глобальной инициативой запрета на использование любых видов нефтяных топлив для промышленности и транспорта во всей Арктике с горизонтом внедрения к 2035-40 гг.

Первым этапом этой инициативы должна стать разработка и реализация до 2025 г. концепции Green shipping, подразумевающей замену флотского мазута на СПГ в Арктике.

Для этого Россия может выступить не только крупнейшим экспортером крупнотоннажного СПГ из Арктики на зарубежные

¹ <https://minenergo.gov.ru/node/10283>

рынки, но глобальным поставщиком газа для судов, промышленности, наземного транспорта в регионе.

WWF России провел предварительные оценки экологических и экономических преимуществ по переводу судоходства и Северного завоза на СПГ (возможно в комбинации с безуглеродными источниками энергии)².

Международное регулирование судовых топлив ужесточается. С 2020 г. вводятся ограничения по сере, активно обсуждается запрет на использование мазута для судоходства в Арктике. Эти изменения следует рассматривать не только с точки зрения ограничений, но и с точки зрения возможностей.

Действующие и планируемые СПГ проекты, политическая воля и установленный в указе президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 г.» целевой показатель грузопотока на СМП в 80 млн т, возможный запрет ИМО на использование мазута в Арктике являются возможностью для модернизации устаревающего национального арктического флота.

Эффективная реализация указа возможна только при условии комплексного подхода, который должен включать в себя флот и порты российской Арктики, не входящих в акваторию СМП: Мурманск и Архангельск.

Для реализации этого необходима программа, аналогичная программе развития газомоторного топлива для сухопутного транспорта.

Российская Федерация может выступить с инициативой запрета использования нефтяных топлив и это будет не только дополнительными доходами от продажи СПГ на внутреннем рынке, но и инструментом «мягкой силы» для контроля над судоходством в Арктике.

Постоянный активный рост российского производства СПГ в Арктике потребует значительных изменений инфраструктуры транспортировки и хранения СПГ, применения новых технологических решений по производству, распределению СПГ и значительных изменений в области нормативного регулирования отрасли СПГ в России.

² <https://wwf.ru/resources/publications/booklets/perspektivy-i-potentsial-ispolzovaniya-spg-dlya-bunkerovki-v-arkticheskikh-regionakh-rossii/>
<https://wwf.ru/resources/publications/booklets/analiticheskiy-obzor-potentsial-gazifikatsii-arkticheskoy-zony-rossiyskoy-federatsii-szhizhennym-pri/>
https://wwf.ru/upload/iblock/629/rabochie_materialy_po_spg_forum_sudostroenie_iyun_2019.pdf?fbclid=IwAROMf3AKoo2iEvnc9BQxSdyiTDRQJOJDacZNmbNuQAUa6bbgRRV8305L0fA

Таблица 1: Карта СПГ отрасли Арктической области России

цены на газ и газовый хаб	• регулирование цен на газ в Архангельске (зона ЕСГ), Норильске и на Чукотке; • условия и прозрачность цен на терминалах в Мурманске и на Камчатке для внутренних потребителей.
производство СПГ	• развитие всех сегментов от малотоннажного до крупнотоннажных производств мирового класса; • расширение использования российских технологий и оборудования; • разработка низкоуглеродных технологий производства СПГ.
перевозка СПГ	• устранение дефицита газовозов ледового класса; • создание малотоннажных газовозов и бункеровщиков ледового класса; • использование ISO контейнеров.
терминалы	• рост количества бункеровщиков; • появление новых терминалов всех сегментов от малотоннажных до крупнотоннажных, в т.ч. плавучих терминалов.
рынок СПГ	• развитие системы газоснабжения СПГ национальных потребителей; • стимулирование внутреннего рынка СПГ.
нормативное регулирование	• формализация получения разрешения на экспорт СПГ; • разработка национальных правил доступа к объектам инфраструктуры (терминалы, газовозы); • введение правила доступа третьих лиц (ТРА) к объектам инфраструктуры, в т.ч. терминалам перевалки СПГ; • разработка правил толлинга мощностей по сжижению газа.

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОЕКТОВ СПГ

Российская Арктика становится одним из мировых центров производства СПГ, реализуется несколько проектов в разных частях Арктики. Проекты по производству СПГ находятся в разных сегментах: от крупнотоннажных производств мирового масштаба до малотоннажных проектов. На фоне переизбытка предложения СПГ в мире наблюдается значительный рост конкуренции между различными его поставщиками, а также борьба СПГ и трубопроводного газа на региональных рынках. В подобных условиях принимают особую важность неценовые факторы конкуренции (экологические, климатические, политические).

Каким образом можно оценить издержки по цепочке стоимости СПГ и определить уровень конкурентоспособности проекта?

Этот раздел посвящен оценке моделей проектов СПГ и качественному анализу производственной цепочки российских арктических проектов.

Таблица 2: Качественный анализ производственной цепочки российских арктических проектов

	Преимущества	Недостатки	Возможные способы повышения конкурентоспособности
Сырьевая база	Высокое качество сырьевой базы	Слаборазвитая инфраструктура и высокие затраты на обустройство	Специальные налоговые режимы, концентрация производств на единой площадке Нормативное регулирование: ликвидация барьеров при лицензировании и доступе к лицензиям
Процессинг	Использование внешнего холода	Слаборазвитая инфраструктура и высокие затраты на строительство	Оптимизация технологий ожижения газа Использование климатических особенностей снижение издержек или рост производства в объемных выражениях
Транспортиров ка СПГ		Необходимость использования газозовозов ледового класса Ограничение судоходства по флагу	Усложнение логистических схем: создание терминалов в Мурманске/Камчатке; сокращение использования газозовозов высокого ледового класса; терминалы СПГ в порту Индига / Печора СПГ. Нормативное регулирование: судоходства газозовозов под российским флагом; деятельность терминалов перевалки СПГ.
Перевалка	Центры накопления и торговли СПГ	Дополнительные издержки	Доступ третьих сторон (ТРА) Газовые хабы на основе хранилищ
Продажи			Использование возможностей внутреннего рынка и увеличение объемов поставки: участие в межтопливной конкуренции; новые проекты Чукотка и Певек; судоходство и международное регулирование судоходства. Нормативное регулирование разрешение на экспорт; налогообложение НДС оборота СПГ на терминале, в т.ч. услуг хранения.

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

Размещение производства в Арктической зоне представляет существенный вызов для реализации проекта в удаленном месте, что приводит к повышенным капитальным затратам по всей производственной цепочке и повышает риски реализации проекта в срок и в рамках бюджета. При этом холодные климатические условия предоставляют возможность более эффективного процесса сжижения, включая производство дополнительной продукции. Крупнотоннажные российские проекты СПГ стабильно демонстрируют это преимущество и показывают рост производительности от 7-10 % (для «Ямал СПГ»³.) до 17 % («Сахалин-2»).

Таблица 3: Влияние технологических и климатических факторов на производительность российских проектов СПГ

Проект	Установленная мощность, млн т	Фактическая мощность, млн т	Год начала производства	Год фиксации результата	Причина
Сахалин-2	2 x 4,8	11,5	2009	2018	климатические особенности, технологические совершенствования
Ямал СПГ	3 x 5,5	16,5 + 7-10 %	2017	2018	климатические особенности

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

В других регионах мира подобный рост производства может быть обеспечен иными решениями. Компания Chiyoda начинает проект использования искусственного интеллекта для повышения производительности завода PT Donggi-Senoro LNG в Индонезии. Подобные технологии в будущем могут быть применены в Арктике, что позволит дополнительно увеличить производительность.

Высокое качество запасов и обширная ресурсная база позволяют наращивать производство путем строительства дополнительных линий производства СПГ на условиях brownfield. Использование инфраструктуры действующей площадки оказывает большое влияние на эффективность всего комплекса производства СПГ. Например, размещение четвертой производственной линии «Ямал СПГ» обеспечит совокупный рост экономической эффективности проекта Ямал СПГ на 3-4 %⁴.

Финансовые модели реализации СПГ-проектов.

На мировом рынке СПГ реализуется большое количество разнообразных моделей реализации проектов производства. Очень часто для сравнения конкурентоспособности используют предельные кратко- и долгосрочные затраты. При этом в категорию краткосрочных затрат, например, для американских проектов, которые сегодня служат определенным СПГ-

³ <https://ria.ru/20181211/1547826843.html>

⁴ <https://www.kommersant.ru/doc/3861627?query=ямал%20спг>

бенчмарком, не включаются затраты на толлинг или даже на транспортировку СПГ при наличии долгосрочного фрахта [22].

При этом ряд затрат, относящихся к краткосрочным, например, затраты на толлинг и фрахт являются денежными затратами, т.е. участник проекта имеет отрицательный денежный поток и реализует стратегию минимизации денежных убытков, но продает СПГ выше предельных краткосрочных затрат. Безусловно, что подобная рыночная стратегия имеет свой предел, связанный с максимально допустимым уровнем накопленных денежных убытков.

В период, как минимум, до 2023 г. планируется переизбыток производства СПГ⁵. В подобной ситуации имеет большое значение оценка конкурентоспособности проектов СПГ для определения наиболее устойчивых проектов. Особое значение играет размер денежных затрат и наличие денежных убытков у поставщиков СПГ, а не меньшие предельные краткосрочные затраты.

Таблица 4: Основные составляющие издержек производства СПГ

	Денежные затраты	LRMC	SRMC
Сырьевой газ, в т.ч.			
бурение и строительство	да	да	да
добыча	да	да	да
амортизация по добыче	нет	да	нет
подготовка и транспортировка газа	да	да	да
амортизация по транспорту	нет	да	нет
непредвиденные расходы	да	да	да
Сжижение	да	да	да
Амортизация по сжижению	нет	да	нет
Обслуживание долга	да	да	нет
Транспорт СПГ	да	да	да

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

При достижении определенного уровня цен на рынке стратегия продавцов толлинговых проектов может заключаться во временном уходе с рынка, т.е. сами заводы по толлингу не пострадают и будут получать необходимые платежи, но СПГ производить не будут.

Например, в рассмотренном упрощенном случае американского проекта Driftwood⁶ LNG (мощность завода должна на пике составить 27,6 млн т/г, первые поставки начаться в 2023 г.), при

⁵ <https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/13042017/13042017-PRZ-HEN.pdf>

⁶ <https://www.facebook.com/groups/293375711148130/permalink/603119473507084/>

исключении фрахта из SRMC при цене 5 долл./млн БТЕ все сценарии находятся выше SRMC, но в каждом случае продавцы СПГ получают денежные убытки, т.е. имеют отрицательную EBITDA. В таком режиме необходима постоянная компенсация отрицательного денежного потока от других видов деятельности. Понятно, что такая стратегия в долгосрочном периоде не может быть применена.

И подобные опасения начинают высказываться крупными игроками рынка. Так, в условиях продолжительно низких цен на газ Vitol опасается приостановки работы производств СПГ в Северной Америке.⁷

С целью определения устойчивости российских проектов СПГ на мировом рынке в долгосрочном периоде в этом исследовании производилось сравнение по следующим категориям затрат:

- предельные краткосрочные;
- предельные долгосрочные;
- денежные.

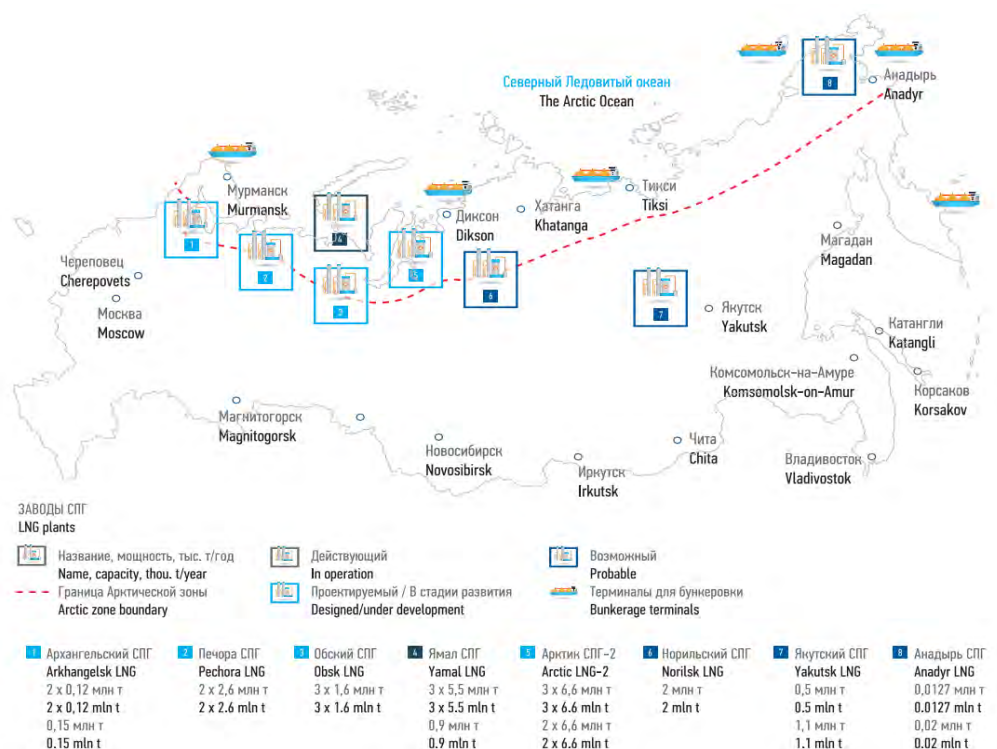
⁷ https://www.petroleum-economist.com/articles/corporate/finance/2019/vitol-warns-on-lng-production-shut-ins?fbclid=IwAR2osW_ZJMsRzboZQtwUHAGZhLcwpsIDC-xZkchG6QYuCoM02i2bbaeZXYA

РОССИЙСКИЕ СПГ ПРОЕКТЫ В АРКТИКЕ

Арктическая зона за последние несколько лет вошла в перечень мировых центров производства СПГ.

Гигантские запасы природного газа и опыт проекта «Ямал СПГ», который продемонстрировал технологическую реализуемость строительства и эксплуатации заводов СПГ в Арктике, а также логистические решения по поставке СПГ по морям Северного ледовитого океана в зимний и летний период, обеспечивают повышенное внимание к региону и повышают интерес к реализации новых проектов.

Рисунок 1: Схема размещения СПГ заводов в Арктической зоне



Источник: «Арктические горизонты российского СПГ», А.Ю. Климентьев, И.Г. Родичкин, Е.В. Богданов.- «Газовая промышленность», № 8, 2019 [9]

Таблица 5: Перечень российских арктических проектов СПГ

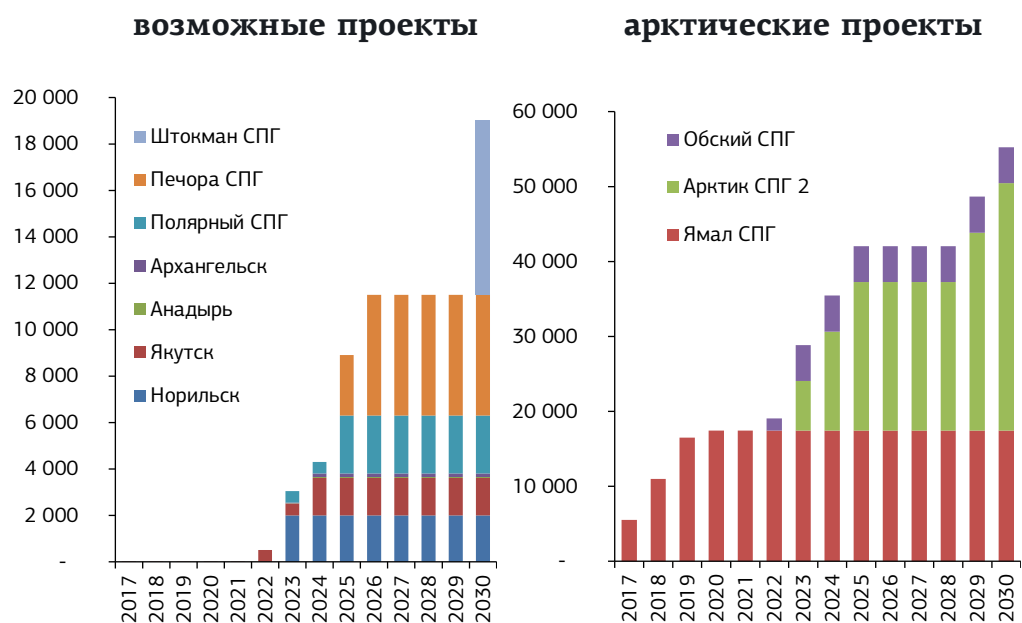
Цикл сжижения	Владелец Место реализации	Год начала производства	Производительность, тыс т/год
н/д	«Штокман СПГ» («Газпром»)	н/д	7500
APCI C3MR	«Ямал СПГ» Т1-Т3 («НОВАТЭК»)	2017-2018	3 x 5500
н/д	«Печора СПГ» («Алтек»)	н/д	2 x 2600
«НОВАТЭК» «Арктический каскад»	«Ямал СПГ» Т4 («НОВАТЭК»)	2019	950
«НОВАТЭК» «Арктический каскад»	«Обский СПГ» Т1-Т3 («НОВАТЭК»)	2022-2023	3 x 1600
Linde MFC	«Арктик СПГ-2» Т1-Т3 («НОВАТЭК»)	2023-2025	3 x 6600
н/д	«Арктик СПГ-2» Т4-Т5 («НОВАТЭК»)	2029-2030	2 x 6600
SMR	«Северная Двина СПГ» «Ростехнологии» Архангельская область	н/д	2 x 120
дроссельный	«Архангельск СПГ» Ассоциация «Созвездие» Архангельская область	н/д	24 с возможностью увеличения до 150 тыс.т
н/д	«Норильский СПГ»	н/д	2000
н/д	«Полярный СПГ»	н/д	500
н/д	Чукотка	н/д	24
	проекты в стадии строительства		
	действующие проекты		
	предполагаемые проекты		
	приостановленные проекты		

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Общий объем производства СПГ в российской Арктике и в регионах Крайнего Севера может превысить 60 млн т к 2030 г., что создает условия не только для наращивания экспорта, но и для использования СПГ в качестве бункерного топлива в арктических морях и снабжения локальных потребителей в Арктике.

Таблица 6: График ввода мощностей по производству СПГ (тыс т)

Название	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Арктические проекты														
«Ямал СПГ»	5500	5500	5500	950										
«Арктик СПГ 2»							6600	6600	6600				6600	6600
«Обский СПГ»						1600	3200							
Возможные проекты														
Штокман														7500
«Печора СПГ»									2600	2600				
Норильск							2000							
Якутск	7		8			500		1100						
Анадырь							13	30						
Архангельск							24	120						
«Полярный СПГ»							500		2 000					



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Штокман

Совет директоров «Газпрома» в 2004 г. утвердил стратегию по развитию сегмента СПГ. Документ предусматривал разработку собственных технологий сжижения природного газа и организации производства необходимого оборудования, включая судостроительную программу, меры государственной поддержки, в числе которых особый налоговый режим и обнуление таможенной пошлины, подготовку кадров и программу реализации проектов производства СПГ на собственной и сторонней сырьевых базах с определенными критериями выбора проектов. Общий объем производства СПГ в рамках полного развития сегмента в «Газпроме» в базовом сценарии должен был составить 110-130 млн т в год на горизонте 2030 г. В качестве наиболее существенного элемента стратегии предусматривалось создание масштабного производства СПГ на базе Штокмановского газоконденсатного месторождения. Планировалась, что российский сжиженный газ в перспективе займет на мировом рынке место, эквивалентное трубопроводному газу.

Штокмановское месторождение было открыто в 1989 г. Месторождение расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 290 км к западу от побережья островов архипелага Новая Земля и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманска, центра Мурманской области.

На месторождении открыты четыре газоконденсатные залежи в юрских отложениях. Глубина продуктивных пластов составляет 1813 – 2479 м.

Запасы газа месторождения составляют:

- 4 трлн куб. м природного газа;
- 80 млн т газового конденсата.

На месторождении пробурено не менее семи разведочных скважин. В 2006 г. закончена скважина № 7 с параметрами, близкими к проектным.

Первоначально планировалось два варианта распределения газа по рынкам сбыта: производство СПГ и трубопроводный транспорт с годовой добычей газа в объеме 69,3 млрд куб. м (67,5 млрд куб. м товарного газа).

По результатам анализа разнообразных технических решений, базовым вариантом обустройства предполагалось полностью подводное размещение оборудования морского добычного комплекса.

Предполагалось применение скважин с диаметром НКТ 9^{5/8} дюйма, что позволяло бы обеспечить дебит на уровне 6 млн куб. м/сут. По мере снижения пластового давления уровень добычи должен поддерживаться вводом дополнительных скважин.

На начальном этапе обустройства месторождения предполагалось осуществлять транспорт многофазного потока с месторождения за счет собственной энергии пласта. После снижения устьевое давления до 14 МПа для поддержания требуемого уровня добычи газа необходима дожимная компрессорная установка.

Портовый транспортно-технологический комплекс (ПТТК) первоначально планировалось разместить в удобной гавани Видяево, но затем площадка проекта была перенесена в Териберку.

Для проекта предполагалось применять крупноблочный способ строительства.

Размещение технологического оборудования предполагалось в виде крупноблочных технологических узлов полной заводской готовности.

График реализации проекта учитывал пуск завода по производству СПГ на шестой год после начала рабочего проектирования.

Проектируемая мощность одной технологической линии составляла до 7,5 млн т/год и более.

Общая производительность первой очереди завода, состоящей из двух технологических линий, должна была составить 15 млн т/год с дальнейшим увеличением до 45 млн т/год и более в зависимости от потребностей рынка.

Рисунок 2: Техническая концепция освоения Штокмановского ГКМ (первая фаза)

Хранение СПГ предусматривалось в резервуарах изотермического типа. При номинальной производительности завода СПГ равной 15 млн т/год расчетная емкость хранения составляла 320 000 куб. м и включала в себя два резервуара вместимостью 160 000 куб. м каждый.

Значительную часть газа предполагалось направить в сухопутный газопровод «Видяево – Волхов» для обеспечения сырьем Северо-Европейского газопровода (первоначальное название системы газопроводов «Северный поток – 1 и 2»).

Рассматривался также вариант с увеличением добычи на полке до 124 млрд куб. м в год. В этом случае номинальная производительность восьми линий по сжижению достигла бы 60 млн т в год.

Оценка потребности в капитальных вложениях для реализации первой фазы составляла около 23 млрд долл. Суммарные капитальные вложения в проект при полной производительности месторождения (три фазы) могли составить более 50 млрд долл.

По результатам FEED 1-ой фазы реализации, выполненного по заказу компании Shtokman Development AG в 2012 г., была принята технологическая структурная конфигурация освоения месторождения:

- газ в объеме 23,7 млрд куб. м в год добывается на подводном добычном комплексе (ПДК) через спаренные донные плиты, у каждой из которых имеется по четыре буровых окна;
- по гибким добычным райзерами пластовый флюид направляется от донной плиты на плавучую установку судового типа (FPSO). На ее борту производится первичная сепарация пластового флюида, отделение воды и механических примесей;

- от судна газ и конденсат двухфазным потоком доставляется на берег по морскому двухниточному магистральному трубопроводу;
- береговая часть Штокмановского проекта включала установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и завод СПГ.

Изменения в проекте были направлены как на возможность перехода к подводному освоению месторождения, так и на транспортные изменения. Предлагалось предусмотреть вариант трубопроводного транспорта в двухфазном состоянии или отдельно: по газопроводу и конденсатопроводу. Рассматривался также вариант строительства и плавучего завода СПГ.

Таблица 7: Матрица вариантов освоения ШГКМ

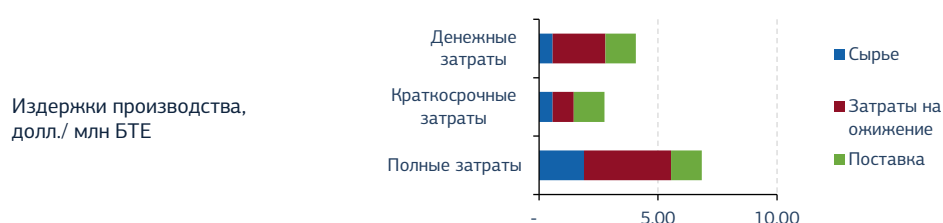
Освоение	Энергоснабжение	Подготовка	Транспорт газа	Транспорт конденсата
Платформа судового типа	с платформы	полная на платформе	трубопровод	трубопровод
				танкер
		частичная	двухфазный	
Подводное	с берега			
	с промежуточной платформы	полная на берегу	двухфазный	
	с платформы обеспечения на м/р			
	с плавучего завода СПГ	полная на плавучем заводе СПГ	двухфазный до плавучего завода СПГ	

Проект был приостановлен в связи с низким потенциальным спросом на СПГ, прежде всего в США. В современных условиях рынок СПГ демонстрирует достаточно высокий оптимизм в долгосрочном периоде и вновь появились сообщения о возможном возобновлении Штокмановского проекта⁸. С учетом меньших объемов производства и снижения цен на строительство СПГ мощностей в Арктической зоне России, при оценке проекта капитальные затраты в проект пересмотрены в сторону снижения и составляют около 7,5 млрд долл. в мощности по сжижению и до 10 млрд долл. в добычу природного газа и строительство газопровода к побережью. За счет капиталоемкой добычной и транспортной части, цена на газ для «Штокман СПГ» одна из самых высоких в Арктике и может достигать 4 тыс. руб./тыс куб. м.

⁸ <https://neftegaz.ru/news/gosreg/198077-spg-proekt-na-baze-shtokmanovskogo-mestorozhdeniya-mozhet-byt-reanimirovan-k-2035-g/>

Таблица 8: Основные параметры производства Штокман СПГ

Установленная мощность, тыс.т	7500
Технология ожижения	н/д
Начало производства	после 2029 г.
Поставка газа	Штокмановское месторождение
Обслуживаемый флот, куб. м	до 220000
Функции бункеровки	Возможно
Перевалка на грузовики	Возможно
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	500000 ⁹



Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

Архангельск

Единственным местом в российской Арктике, где возможно газоснабжение из Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и поставки газа возможны к побережью, является Архангельск. Поэтому, несмотря на достаточно высокую цену на сетевой газ, вполне закономерно появление СПГ проектов в Архангельской области. В период до 2019 г. было заявлено несколько проектов производства СПГ, но только два проекта находятся в стадии подготовки к реализации.

Географическое положение Архангельской области, размещение на ее территории крупных промышленных предприятий и важный статус логистического центра национального уровня для освоения Арктики, высокие цены на нефтепродукты, позволяют рассчитывать на большие перспективы использования СПГ в Архангельской области в качестве газомоторного и бункерного топлива, для автономной и распределенной генерации. Архангельские проекты производства СПГ являются первым регионом в Арктике, где СПГ может не только производиться, но и использоваться на внутреннем рынке.

⁹ только мощности по производству СПГ

Таблица 9: Проекты производства СПГ в Архангельской области

Проект	Место реализации	Целевой рынок	Параметры	Дата	Статус
Программа газификации Архангельской области	Вельск	автономная газификация ГМТ	2 x 56 тыс т н/д	2012	не состоялся
	Архангельск ГРС 2	карьерная техника	40 тыс т н/д	2012	не состоялся
Красная Кузница ОСК	Архангельск Территория завода Красная кузница	бункеровка	н/д	2014	не состоялся
			5 млрд руб – завод 3 млрд руб – бункеровочная станция и станция заправки ISO контейнеров		
«Архангельск СПГ»	Новодвинск	распределенная генерация ГМТ бункеровка	24 тыс.т с возможностью увеличения до 150 тыс.т до ₪2 млрд	2017-н.в.	в стадии реализации
«Северная Двина СПГ»	Архангельск Район порта Экономия	распределенная генерация ГМТ	2 x 120 тыс.т 16 МВт мощностей 20 котельных газификация 10 тыс. домовладений до ₪14 млрд	2018-н.в.	статус не известен

Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

«Северная Двина-СПГ»

Проект заявлен компанией «Ростех»¹⁰ в 2019 г. и является комплексным проектом, включающим в себя производство, распределение и объекты потребления СПГ:

- завод по сжижению природного газа с двумя линиями мощностью 120 тыс. т/год каждая;
- объекты распределенной генерации на СПГ в труднодоступных и изолированных территориях с установленной мощностью не менее 16 МВт;
- перевод на сжиженный природный газ более 20 котельных
- перевод на сжиженный природный газ около 550 единиц общественного транспорта и спецтехники с созданием заправочной инфраструктуры;
- предусмотрена автономная газификация более 10 тыс. домовладений, фермерских хозяйств, специальных объектов;
- создание соответствующей логистической системы для их своевременного обеспечения СПГ.

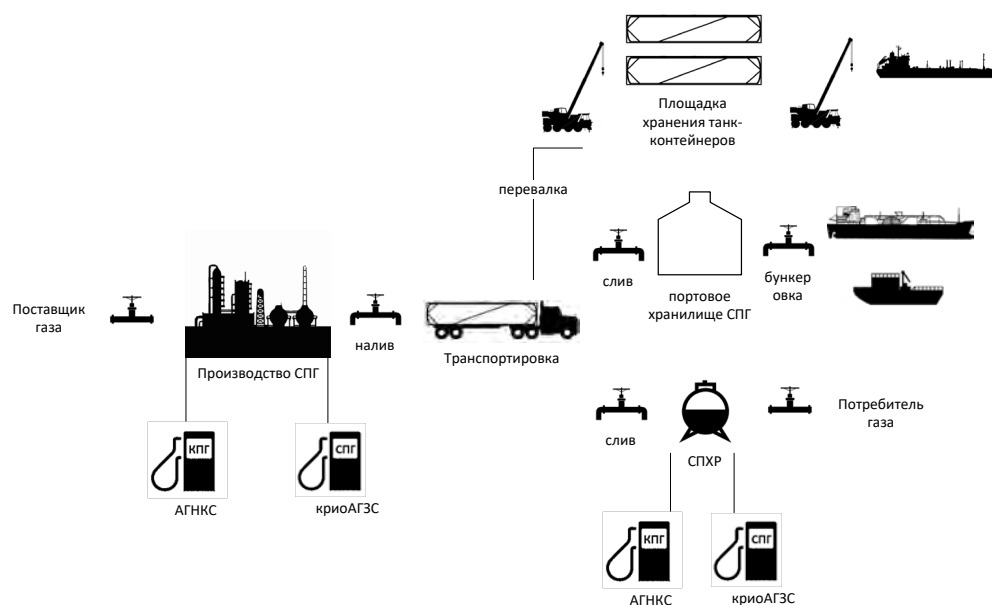
¹⁰ <https://rostec.ru/news/rostekh-realizuet-v-arkhangelskoy-oblasti-kompleksnyy-spg-proekt-/>

Производственные мощности могут располагаться в районе порта «Экономия». Суммарный объем инвестиций в проект оценивается примерно в $\text{₽}14$ млрд до 2024 г.

«Архангельск СПГ»

Проект заявлен к реализации в 2017 г. В качестве площадки выбран район г. Новодвинска. Поставка газа для производства СПГ осуществляется по распределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск» среднего давления 0,6 -1,2 МПа, в которых давление и состав газа относительно стабильны в течение года.

Рисунок 3: Производственная цепочка проекта производства СПГ в Архангельске

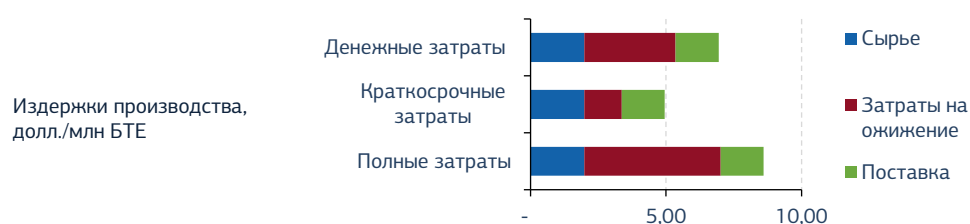


Источник: «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Декабрь 2018 [2]

Проект реализуется в регионе с хорошо развитой инфраструктурой, разветвленной системой газопроводов, мощной промышленностью, в соседстве со столицей региона г. Архангельском с его промышленным и научным потенциалом. Для оценки показателей проекта учитывалась возможность создания территории опережающего развития в городе Новодвинске, включая особый режим налогообложения.

Таблица 10: Основные параметры производства СПГ в Архангельске

Установленная мощность, тыс.т	120
Технология ожижения	н/д
Начало производства	после 2023 г.
Поставка газа	ЕСГ
Обслуживаемый флот, куб. м	20000
Функции бункеровки	возможно, речные суда
Перевалка на грузовики	Да
Признак ТРА	Да
CAPEX, млн руб.	12000



Источник: «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Декабрь 2018 [2]

«Печора СПГ»

Завод по сжижению природного газа «Печора СПГ» планировался компанией «Аллтек» на участке в районе поселка Индига в незамерзающей части побережья Баренцева моря в 230 км от административного центра округа – города Нарьян-Мар. Рассматривалась возможность размещения производственных мощностей на берегу, на основаниях гравитационного типа, а также в виде плавучего завода СПГ.

Проект «Печора СПГ» предусматривал разработку Кумжинского и Коровинского газоконденсатных месторождений в Ненецком автономном округе (в качестве возможных также назывались поставки с Лаявожского месторождения, которое принадлежит «Газпрому»), прокладку газопровода, строительство СПГ-завода, установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и отгрузочного морского терминала.

Лицензионные обязательства Коровинского и Кумжинского месторождений включают строительство завода СПГ с 2014 г. Только ресурсная база «НОВАТЭКа» и месторождения проекта «Печора СПГ» включают в себя подобное обязательство по строительству завода СПГ.

Предполагалось, что первая очередь проекта обеспечит переработку 4 млрд куб. м сухого газа в год и производство

2,6 млн т СПГ. В проект были заложены возможности расширения завода по переработке газа до 8 млрд куб. м и увеличение производства СПГ до 5,2 млн т.

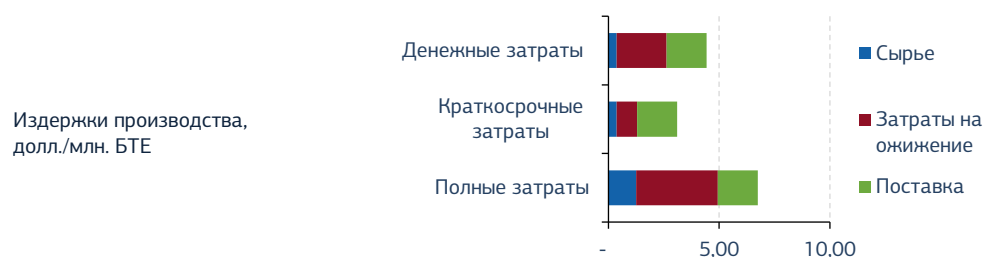
Для обслуживания проекта планировалась постройка нескольких танкеров-газовозов ледового класса Arc4 грузоместимостью 180 тыс. куб. м каждый.

В период с 2015 по 2018 гг. в состав акционеров входила «Роснефть». В отношении этого проекта сохраняется большая неопределенность, которая связана с монополией на экспорт СПГ. В феврале 2018 г. Комитет по энергетике Государственной Думы Федерального Собрания дал отрицательное заключение на законопроект, который разрешал проекту «Печора СПГ» самостоятельно экспортировать газ. В результате в 2018 г. «Роснефть» вышла из участников проекта¹¹.

С целью возможности монетизации газа в условиях ограничений по экспорту СПГ, собственники рассматривают дополнительные варианты с производством метанола и карбамида.¹²

Таблица 11: Основные параметры производства «Печора СПГ»

Установленная мощность, тыс. т	2 x 2600
Технология ожижения	н/д
Начало производства	после 2023 г.
Поставка газа	Кумжинское и Коровинское месторождения
Обслуживаемый флот, куб. м	170000
Функции бункеровки	Нет
Перевалка на грузовики	Нет
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	350000



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

«Ямал-СПГ» Т1-Т4

«Ямал СПГ» стал первым крупнотоннажным проектом производства СПГ в российской Арктике и первым в мире заводом

¹¹ <https://www.rbc.ru/business/05/09/2018/5b902e3a9a7947414734d2b9>

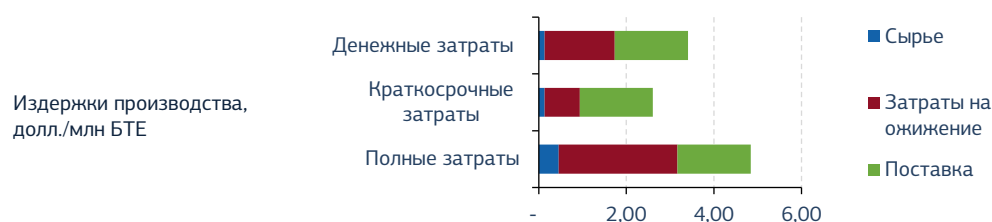
¹² <http://rcc.ru/article/proekt-rosnefti-quot-pechora-spgquot-ne-smozhet-eksportirovat-gaz-62868#astart>

СПГ, расположенным в таких высоких широтах. Проект стал возможным благодаря принятым в 2013 г. изменениям в Федеральный закон «Об экспорте газа», который определил возможность экспорта СПГ недропользователями на участках недр федерального значения, лицензия на пользование которых по состоянию на 1 января 2013 г. предусматривала строительство завода по производству газа природного в сжиженном состоянии или направление добытого газа природного в газообразном состоянии для сжижения на завод по производству газа природного в сжиженном состоянии. Фактически, изменения в закон определили направление развития российской Арктики в долгосрочной перспективе.

Создание проектов по производству и вывозу СПГ поддержало развитие арктической инфраструктуры и атомного ледокольного флота России, что привело к снижению рисков судоходства в Арктике и, в свою очередь, дало большой синергетический эффект по подготовке к реализации целого перечня проектов по добыче угля, золота, руд цветных и редких металлов.

Таблица 12: Основные параметры производства «Ямал СПГ»

Установленная мощность, тыс.т	3 x 5500
Технология ожижения	APCI C3MR
Начало производства	T1 – 2017 T2-T3 - 2018
Поставка газа	Южно-Тамбейское месторождение
Обслуживаемый флот, куб. м	170000
Функции бункеровки	Нет
Перевалка на грузовики	Нет
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	1273000



Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьеваА

«Ямал-СПГ» Т4

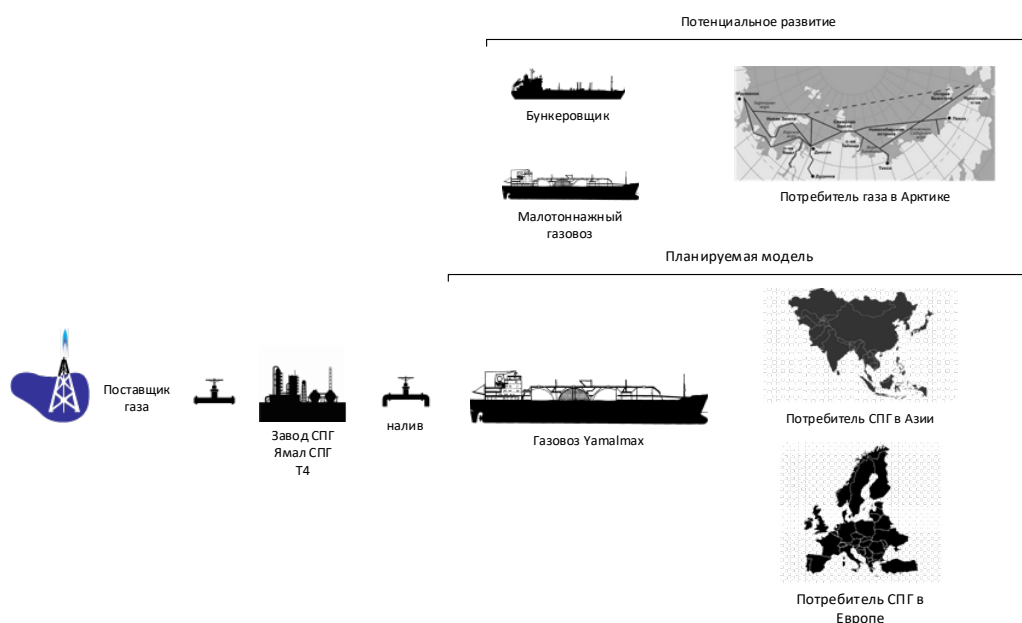
Успешный опыт строительства крупнотоннажного производства в условиях Арктики позволяет «НОВАТЭК» приступить к реализации целой группы СПГ проектов, в том числе, на основе собственных технологий по сжижению газа.

Первым проектом компании на основе собственной технологии «Арктический каскад» стала четвертая производственная линия проекта «Ямал СПГ».

За счет реализации проекта на производственной площадке крупнотоннажного производства достигается ощутимая экономия на удельных капитальных затратах, а доступ к инфраструктуре, созданной для первых трех линий, приведет к снижению себестоимости производства СПГ.

Четвертая линия Ямал СПГ будет интегрирована в производственную цепочку крупнотоннажных линий. В будущем можно ожидать возможное расширение производственной цепочки с поставкой СПГ для бункеровки и использования малотоннажных газозов для поставки СПГ на внутренний рынок.

Рисунок 4: Производственная цепочка проекта «Ямал СПГ» Т4

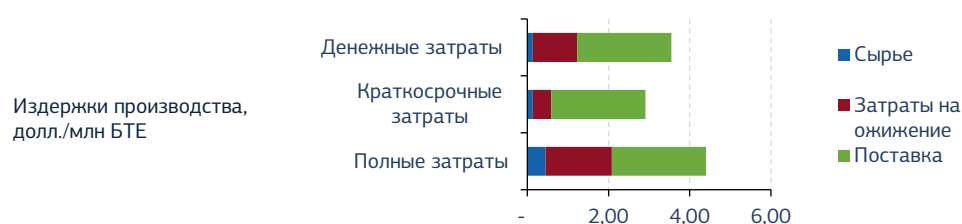


Источник: «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Декабрь 2018 [2]

Проект использует инфраструктуру «Ямал СПГ» и за счет этого удельные капитальные затраты низкие и, по заявлению компании, будут находиться в диапазоне 450-500 долл./т. Однако, в отношении операционных затрат имеется неясность в части порядка доступа к инфраструктуре и мощностям хранения и отгрузки СПГ, а также в порядке распределения произведенной продукции среди акционеров проекта.

Таблица 13: Основные параметры «Ямал СПГ» Т4

Установленная мощность, тыс.т	950
Технология ожижения	«Арктический каскад»
Начало производства	конец 2019 г.
Поставка газа	Южно-Тамбейское месторождение
Обслуживаемый флот, куб. м	170 000
Функции бункеровки	Нет
Перевалка на грузовики	Нет
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	31 825



Источник: «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Декабрь 2018 [2]

Председатель правления «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон чрезвычайно высоко оценивает эффективность решения по строительству четверной линии, до уровня повышения экономической эффективности всего проекта «Ямал СПГ» Т1-Т3 на 3-4%.¹³

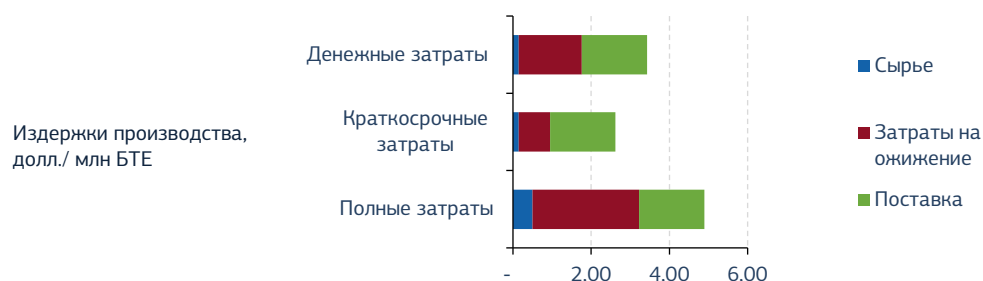
«Арктик СПГ-2»

Проект Арктик СПГ-2 стал вторым крупнотоннажным проектом «НОВАТЭКа» в Арктике. Для реализации проекта используется технология сжижения компании Linde, которая, по ряду оценок, обеспечит лучшее использование внешнего арктического холода и за счет этого позволит снизить операционные издержки. Вторым существенным изменением является использование оснований гравитационного типа, на которых будут размещается мощности по сжижению. Для реализации проекта в Мурманской области строится специальная верфь, которую в «НОВАТЭКе» называют «заводом заводов». По оценкам реализуемая концепция позволит на 30 % снизить удельные капитальные затраты.

¹³ <https://www.kommersant.ru/doc/3861627?query=ямал%20спг>

Таблица 14: Основные параметры «Арктик СПГ-2»

Установленная мощность, тыс. т	19,8
Технология ожижения	MFC Linde
Начало производства	T1 – 2023 г. T2 – 2024 г. T3 – 2025 г.
Поставка газа	Месторождение Утреннее
Обслуживаемый флот, куб. м	170 000
Функции бункеровки	Нет
Перевалка на грузовики	Нет
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	1 400 000



Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

Обский СПГ

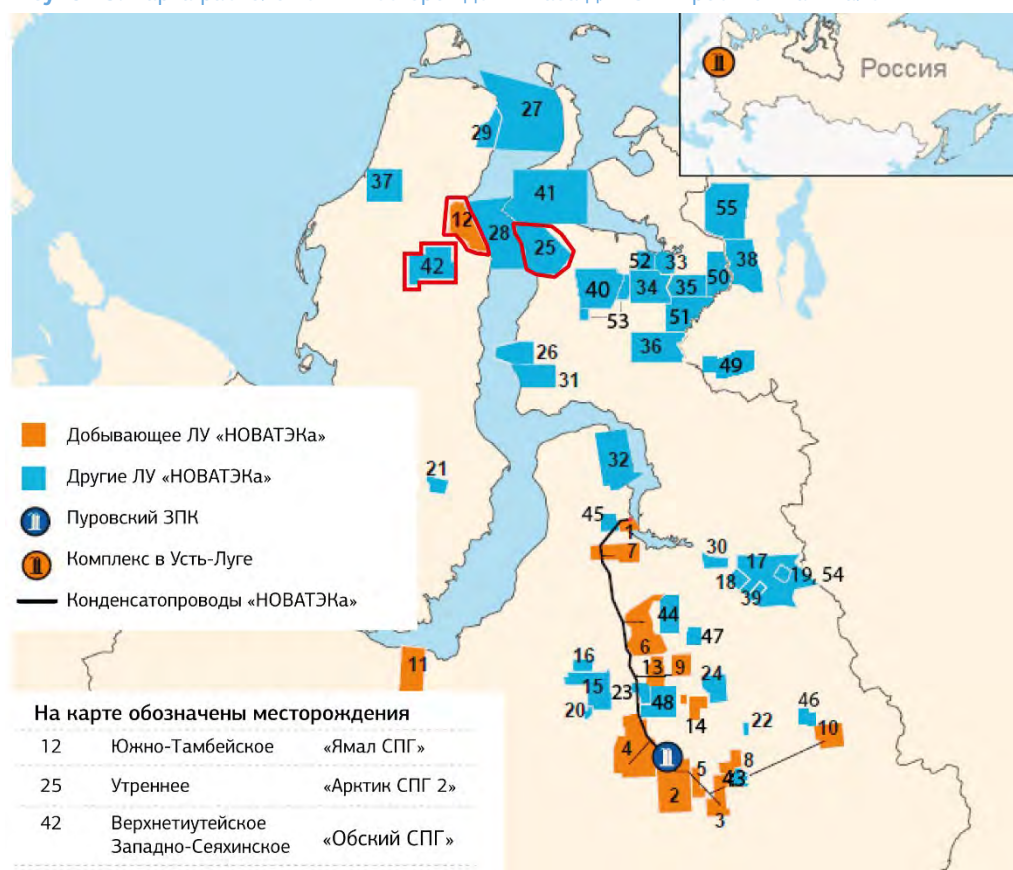
Третьим заявленным проектом «НОВАТЭКа» по производству СПГ стал «Обский СПГ».

Проект будет опираться на инфраструктуру «Ямал СПГ». За счет этого запуск первой очереди запланирован на конец 2022 г., а вторая и третья очереди во втором и третьем кварталах 2023 г. соответственно. Каждая из технологических линий будет иметь мощность 1,6 млн т. В качестве технологии сжижения используется технология «Арктический каскад».

Ресурсной базой для «Обского СПГ» должны стать Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения. Суммарные запасы двух месторождений составляют 206,4 млрд куб. м газа по категории C1 и 103,5 млрд куб. м по категории C2.¹⁴

¹⁴ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71599802/>

Рисунок 5: Карта расположения месторождений газа для СПГ проектов на Ямале



Источник: «НОВАТЭК»

С одной стороны, «Обский СПГ» демонстрирует значительные резервы созданной портовой инфраструктуры по хранению и отгрузке СПГ в порту Сабетта. С другой стороны, проект в части добычи и ожижения является интегрированным с относительно небольшим по запасам и удаленным от порта на 150 км месторождением. Существенно меньшие запасы и удаленность от порта, которая потребует строительства достаточно протяженного газопровода, приведут к повышенным удельным капитальным и операционным затратам по сравнению с «Ямал СПГ» Т4.

По некоторым оценкам объем капитальных вложений в проект составит 5-7 млрд долл. Однако, судя по заявленным удельным затратам на «Ямал СПГ» Т4, следует оценивать удельные затраты проекта в размере 500 долл./т для мощностей сжижения и 200-300 долл./т по мощностям добычи и транспортировки. Таким образом, общая величина затрат не превысит 4,5 млрд долл.

Аналогично проекту «Ямал СПГ» Т4, имеется неясность в части порядка доступа к инфраструктуре и мощностям хранения и отгрузки СПГ проекта «Ямал СПГ».

Официальной информации о проекте недостаточно. В публикации¹⁵ содержится информация о том, что в состав

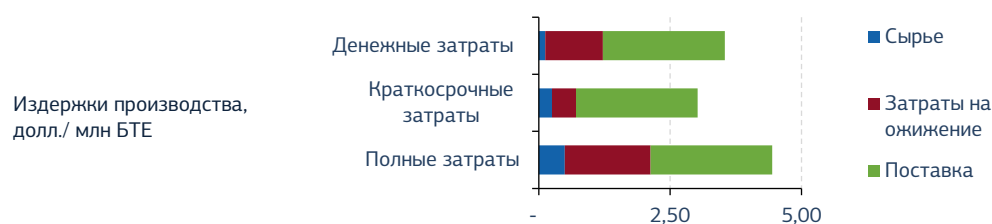
¹⁵ «СПГ каскадом...» Сергей Сержантов, Нефть и капитал. №7-8 (259) июль-август 2019

производства будут входить два резервуара вместимостью 160 тыс. куб. м каждый, резервуары для газового конденсата, будет создана отдельная энергетическая инфраструктура. При оценке операционных и денежных затрат по проекту использовалось предположение о дополнительных затратах в 30 долл./т за пользование хранилищем и перевалке СПГ при использовании существующей инфраструктуры «Ямал СПГ».

Проект «Обский СПГ» сможет использовать особые налоговые режимы по НДС, получить освобождение от налогов на прибыль и имущество, но при этом сырьевая база не попадает под разрешение на экспорт, т.к. лицензии выданы позднее 1 января 2013 г. Для экспорта газа по проекту «Обский СПГ» нужно привлекать «Газпром экспорт».

Таблица 15: Основные параметры «Обский СПГ»

Установленная мощность, тыс. т	3 x 1 600
Технология ожижения	«Арктический каскад»
Начало производства	T1 - конец 2022 г. T2- T3 – конец 2023 г.
Поставка газа	Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения
Обслуживаемый флот, куб. м	170 000
Функции бункеровки	Нет
Перевалка на грузовики	Нет
Признак ТРА	Нет
CAPEX, млн руб.	260 000



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

«Арктик СПГ-1»

Проект «Арктик СПГ-1» становится очередным проектом «НОВАТЭКа» по производству СПГ. В качестве ресурсной базы возможно использование Солетско-Ханавейского месторождения, аукцион на которое «НОВАТЭК» выиграл в августе 2019 г.¹⁶.

¹⁶ https://www.rbc.ru/rbcfreenews/5d6927779a7947582cb48331?fbclid=IwAR2wanHa6FD02eNwXbZVFzwQmp55uVg_9q-bdlbLJoEafranwCp6pylpnOA

Запасы газа этого месторождения составляют более 154 млрд куб. м по категории С1+С2, ресурсный потенциал превышает 1,7 трлн куб. м по категориям Дл-Д1-Д2¹⁷.

Проект «Арктик СПГ-1», как и «Обский СПГ», на сегодняшний день не имеет права самостоятельного экспорта газа.

Как и в случае Верхнетиутейского и Западно-Сеяхинского месторождений, в условиях аукциона на Солетско-Ханавейское месторождение были заложены ограничения.

Эти ограничения прямо касались возможности участия в аукционе только компаний, которые уже имеют лицензию на право пользования участком недр, расположенным на полуострове Ямал или Гыданском полуострове с лицензионными обязательствами направления добытого газа на производственные мощности по сжижению природного газа, построенных и (или) планируемых на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Вторым уровнем ограничений является обязательство использовать ресурсную базу месторождения на участке недр для производства сжиженного природного газа на построенных и планируемых на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и прилегающей акватории производственных мощностях по сжижению природного газа и объектах сопутствующей инфраструктуры.

Параметры производства и технология СПГ не объявлялись. «НОВАТЭК» заявляет, что мощность завода будет сравнимой с «Арктик СПГ-2».¹⁸

Комплексный проект использования СПГ на Чукотке

Чукотский полуостров полностью входит в Арктическую зону, его берега омывают воды трёх морей двух океанов. Через территорию Чукотского автономного округа проходит сто восьмидесятый меридиан и 30% территории находится в Западном, а 70% - в Восточном полушарии.

Основа экономики Чукотки – горнодобывающая промышленность. В западном кластере сосредоточены основные месторождения золота, серебра, меди, олова. В Восточном – месторождения коксующихся углей и углеводородов.

¹⁷ <http://docs.cntd.ru/document/560588617>

¹⁸ http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/doc/3Q19_Transcr.pdf

Рисунок 6: Чукотский автономный округ



Источник: Правительство Чукотского автономного округа

Чукотский АО находится на пороге активного промышленного развития, связанного с реализацией новых горнодобывающих проектов. Для надежного энергообеспечения потребителей в 2019 г будет введена первая в мире плавучая атомная электростанция «Академик Ломоносов». Но даже ее мощности не хватит для реализации амбициозного проекта добычи медных руд Баимской площади.

Рисунок 7: Основные инфраструктурные проекты Чукотки



Источник: Правительство Чукотского автономного округа

Основные инфраструктурные проекты – строительство источников генерации, ЛЭП, дорог, реконструкция морских портов – реализуются в западной территории опережающего развития. Обусловлено это, прежде всего, необходимостью запуска Баимского месторождения меди, которое входит в четвёрку крупнейших месторождений в мире.

Завоз грузов для снабжения населенных пунктов Чаунского и Билибинского районов, строительство Баимского ГОКа, обеспечения горнодобывающих предприятий и

инфраструктурных объектов производится через порт Певек, который является самым северным морским портом России. Порт был основан в 1951 г., основное его назначение – переработка и перевалка грузов для освоения золотых месторождений Колымы и Чукотки. В Певеке располагался штаб морских операций для проводки судов по Северному морскому пути. В 2019 г. порт примет 250 тыс т генеральных грузов, кроме того, 70 тыс т золотого концентрата Майского месторождения будет вывезено для дальнейшей переработки.

Один из важнейших инфраструктурных проектов Чаун-Билибинского горно-промышленного района – запуск в эксплуатацию первого в мире плавучего атомного энергоблока.

В соответствие с Правилами энергоснабжения изолированных территорий при вводе нового энергоисточника – в данном случае плавучей атомной станции – ее мощность должна полностью резервироваться. В качестве резервного источника в 2024 г. должна быть построена газопоршневая станция мощностью 70 МВт.

После запуска Баимского ГОКа через этот порт будет вывозиться до 3 млн т золото-медного концентрата. Для доставки по СМП золото-медного концентрата из Чаунской бухты и морского порта Певек в китайский порт Тяньцзинь планируется построить суда ледового класса ARC-8.

Переход к чистой энергетике - приоритетная задача Правительства Чукотского автономного округа. С середины прошлого столетия базовым энергоносителем на Чукотке был уголь. В Певеке до сих пор работает Чаунская ТЭЦ, 1944 г. рождения. Шлейф дыма от этого энергетического объекта наблюдается из космоса. Аналогичная ситуация наблюдалась и в Анадыре до 2018 г. В 2018 г. Анадырская ТЭЦ была переведена на природный газ.

Рисунок 8: Анадырская ТЭЦ до перевода на газ и после



Источник: Правительство Чукотского автономного округа

В настоящее время доля чистой энергетики на Чукотке составляет 44%. Одним из основных путей перехода к 100% правительство Чукотского автономного округа определило СПГ в качестве базового энергоносителя.

В сентябре 2019 г. на ВЭФ-2019 было подписано соглашение между Администрацией Чукотского автономного округа и компанией «НОВАТЭК» об использовании СПГ для реализации комплексного проекта использования СПГ в Певеке.¹⁹

СПГ будет использоваться по трём основным направлениям:

1. бункеровка кораблей;
2. использование газа в качестве моторного топлива для автотранспорта и горной техники;
3. распределенная генерация электрической энергии.

В связи с прогнозируемым промышленным рывком развития добычи руд на Чукотке планируемая резервная ГМТЭЦ в Певеке не будет стоять в резерве, а начнет выдавать электроэнергию горнодобывающим предприятиям и населению округа. В случае необходимости ее мощность будет увеличена до 250 МВт.

Второе направление использования СПГ – бункеровка кораблей, проходящих транзитом по Северному морскому пути и осуществляющих доставку и вывоз продукции из порта Певек. В связи с ужесточением требований Международной морской организации (ИМО) по использованию судового топлива, а также намерением запретить использование в морях арктического бассейна мазута, СПГ становится наилучшим вариантом среди энергоносителей для судоходства.

Замещение дизельного топлива природным газом в четыре раза снижает объем выбросов отравляющих веществ в атмосферу, обеспечивает экономию затрат на ГСМ владельцам транспортных средств в объеме до 40%, Использование природного газа карьерными самосвалами кратно повышает эффективность их работы в тяжелых условиях Заполярья.

СПГ может активно применяться для доставки генеральных грузов (от 300 тыс. т) и вывоза продукции Баимского ГОК (1-я очередь) в объеме более 1,5 млн т. Для обеспечения производственной деятельности парк автомобилей грузоподъемностью более 20 т превысит 300 единиц, а общий расход СПГ в качестве ГМТ составит не менее 30 тыс т/год. На маршруте Певек – ГОК необходимо строительство не менее пяти криоАЗС.

Чукотка является одним из немногих регионов в России, где газопровод выходит на побережье.

Имеющиеся резервы в добыче природного газа позволяют организовать собственное производство СПГ в объеме до 30 тыс. т на основе Западно-Озерного месторождения с сохранением надежного газоснабжения существующих потребителей.

Как и в Архангельской области, производство СПГ на Чукотке, прежде всего, может ориентироваться на внутренний рынок.

¹⁹ https://rg.ru/2019/09/04/reg-dfo/chukotka-zakliuchila-na-vef-soglasenie-s-krupnym-investorom.html?fbclid=IwAR3seAUvhqJV_5kmSPwhITvmlmF2MnDmLm5I5xkOfcP8cNMJuVE23Xm2MWA

Географическое положение Чукотки позволяет использовать инфраструктуру по производству и хранению СПГ для развития бункеровки СПГ морского транспорта и портовых судов, а также рассматривать поставки СПГ на экспорт для потребителей на Аляске.

Газ, поставки которого могут производиться с заводов СПГ на Ямале, терминала СПГ на Камчатке (после 2023 г.) и с собственного производства в Анадыре в условиях высоких цен на субституты является конкурентоспособным энергоносителем в долгосрочной перспективе.

В зависимости от места расположения, объема потребления, для поставки топлива могут использоваться наземные или плавучие решения по хранению, регазификации СПГ и производству электрической энергии.

Текущее замещение угля в трех прибрежных населенных пунктах Чукотского АО – Эгвекино, Певек и Мыс Шмидта – обеспечит потребление 56 тыс. т СПГ и снизит использования угля на 125 тыс т. В случае использования СПГ в качестве основного энергоносителя для горных проектов Баимской площади и Беринговского угольного проекта, общий объем спроса на СПГ приблизится к 484 тыс т в год.

Таблица 16: Оценка емкости береговых и плавучих терминалов СПГ в Чукотском АО

	Итого потребление, т	Объем хранилища, куб. м	Размещение хранилища	FPGU	Бункеровочный центр	Площадь криостерн
Анадырь	н/п	25000	onshore	н/п	да	Да
Певек	32128	53681	FSRU	да	да	Нет
Певек (электростанция 120 МВт)	156522	261523	onshore	да	да	Да
Певек СПГ - GMT	150000	250627	onshore	н/п	н/п	н/п
Мыс Шмидта	284	474	FSRU	да	нет	Нет
Провидения бункеровка	22000	3 000	FSRU	да	нет	Нет
Эгвекино	22975	23992	FSRU	да	нет	Нет
Беринговский СПГ - GMT	100000	104428	onshore / FSRU	да	нет	Да
Итого	483900					

Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А. Ю. Климентьев, А. Ю. Книжников; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2018 [4]

Наличие регулярных маршрутов пассажирских перевозок на теплоходе «Капитан Сотников» и катере «Камчатка» создает благоприятные условия для перевода флота на битопливный режим с использованием СПГ в качестве топлива.

Для транспортировки СПГ потребуется флот газозовов, состоящий из 1-2 газозовов вместимостью 3000 куб. м для распределения вдоль побережья и 60000 куб. м для поставки СПГ с ямальных проектов.

Арктическая стратегия РФ²⁰ предусматривает мероприятия по обеспечению экологической безопасности и активному использованию местных энергетических ресурсов, что позволяет использовать СПГ в Арктической зоне как для бункеровки, так и для энергоснабжения населения и промышленных потребителей.

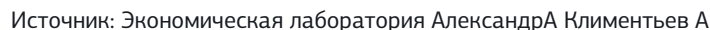
Для СПГ проекта Чукотки возможны следующие этапы:

1. производство 12 тыс т СПГ в Анадыре и перевод двух пассажирских судов на использование СПГ;
2. наращивание объемов производства СПГ в Анадыре до 30 тыс т, замещение угля на СПГ в Эгвекиноте и пос. Мыс Шмидта, включая создание мощностей по генерации электрической энергии на газе, переоборудование флота Анадырского порта, строительство плавучего хранилища газа и электростанции на газе в Певеке;
3. создание бункеровочного центра в Бухте Провидения, строительство берегового комплекса по хранению СПГ в Певеке и газовой электростанции мощностью 120 МВт;
4. расширение берегового хранилища СПГ в Певеке, создание берегового хранилища в Беринговском, активное использование СПГ для тяжелой карьерной техники.

Комплексный проект использования СПГ на Чукотке соответствует государственной политике по развитию промышленного потенциала Арктического региона России и расширению использования природного газа в качестве моторного топлива.

В результате замещения традиционных энергоносителей на СПГ объем вредных выбросов сократится более чем в два раза по сравнению с текущей ситуацией. Дополнительным эффектом перехода с угля на СПГ станет ликвидация выбросов угольной пыли при портовых погрузо-разгрузочных операциях.

²⁰ Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.



Следует отметить, что не существует особых налоговых режимов для отдельных компаний. Налоговые режимы на уровне федеральном и региональном устанавливаются для группы лиц, которые соответствуют требованиям налогового

законодательства. То есть, нулевая ставка по НДС при добыче газа применяются к любой компании, которая соответствует требованиям НК РФ ст. 342.1.18, а не только «Ямал СПГ».

В то же время на уровне регионов действует юридическое понятие налоговых льгот по налогу на имущество и по части налога на прибыль. В случае реализации проектов производства СПГ на Ямале региональные власти приняли соответствующие два закона, именно в категориях налоговых льгот.

Таблица 17: Налоговые режимы для проектов добычи газа на Ямале и для проектов производства СПГ на Ямале и Гыдане

Добыча		
НДС	0*	коэффициент определяется по формуле $K_p = 0,066 \times n + 0,144$ n – год, когда выработанность запасов достигла 1 %
налог на прибыль	13,5 % в региональный бюджет 3 % в федеральный	20 %
налог на имущество	0*	2,2%
Транспорт		
налог на имущество	н/п	2,2%
Переработка		
налог на прибыль	13,5 % в региональный бюджет 3 % в федеральный	20 %
социальное страхование	2,9 %	2,9 %
пенсионное страхование	22 %	22 %
медицинское страхование	5,1 %	5,1 %
налог на имущество	0*	2,2%
ввозные пошлины	0 для оборудования, не имеющего российского аналога	

* до достижения накопленного объема добычи газа горючего природного 250 млрд куб. м на участке недр и при условии, что срок разработки запасов участка недр не превышает 12 лет

налоговые льготы, предоставленные региональными властями

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Таким образом, в отдельной части для «Ямал СПГ» действуют льготные налоговые режимы, а в региональной части Ямал СПГ предоставлены налоговые льготы.

В любом случае для понимания уровня, предоставляемой налоговой поддержки, всегда надо смотреть, где находится исходная точка. Для проектов на Ямале снижение НДС на 80% предоставляется для любых проектов добычи газа, а для проектов по производству СПГ налог снижается еще на 20% (**Таблица 17:** Налоговые режимы для проектов добычи газа на Ямале и для проектов производства СПГ на Ямале и Гыдане).

Продолжительность специального режима налогообложения, включая НДС, налог на имущество и налог на прибыль, для проектов производства СПГ на Ямале и Гыдане связана с наступлением одного из событий:

1. прохождения 12 лет проекта;
2. достижения уровня добычи в 250 млрд куб. м.

Производительность проекта Ямал СПГ существенно изменилась за счет строительства четвертой технологической линии на 0,9-1 млн т и за счет роста производительности 1-3 линий по причине использования климатических особенностей районе реализации проекта.

Если принять во внимание эти два фактора, то следует ожидать, что объем добычи на проекте Ямал СПГ в 250 млрд куб. м будет достигнут в 2026-2027 гг., т.е. через 9 лет после начала проекта.

Таблица 18: Оценка достижения продолжительности времени налогового режима Ямал СПГ

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Производство СПГ, млн т	0	11,0	18,2	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1
Энергозатраты 10 %, млрд куб. м	0	1,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Добыча газа «Ямал СПГ», млрд куб. м	0	17	28	29	29	29	29	29	29	29,2	29,2	29	29	29	29
Накопленным итогом, млрд куб. м	0	17	45	74	103	132	161	191	220	249	278	308	337	366	395

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

Проект «Обский СПГ» сохранит специальный налоговый режим в течение 12 лет, т.к. проект относительно небольшой и добыча на его ресурсной базе не превысит 250 млрд куб. м за этот период.

К вопросу по экспорту газа

Монополия на экспорт СПГ была введена в 2006 г. Федеральным законом «Об экспорте газа» в период ожиданий глобального роста цен на нефть и газ. В качестве обоснования использовался тезис необходимости получения максимальных поступлений в бюджет от экспортных поставок газа.

Сланцевая революция в США и энергетическая трансформация в мире в последствие привели к снижению мировых цен на энергоносители и высокой волатильности цен.

В 2013 г. произошла частичная либерализация экспорта СПГ в результате изменений в ФЗ «Об экспорте газа». Право экспорта СПГ было предоставлено пользователям участков недр на участках недр федерального значения, лицензия на пользование недрами которых по состоянию на 1 января 2013 г. предусматривает строительство завода по производству газа природного в сжиженном состоянии или направление добытого газа природного в газообразном состоянии для сжижения на завод по производству газа природного в сжиженном состоянии.

Федеральный закон от 18 июля 2006 г. N 117-ФЗ «Об экспорте газа»**Статья 1. Цель и сфера применения настоящего Федерального закона**

...

2. Требования настоящего Федерального закона **не применяются** к экспорту газа, произведенного в соответствии **с соглашениями о разделе продукции, заключенными до дня вступления в силу** настоящего Федерального закона.

Статья 3. Исключительное право на экспорт газа

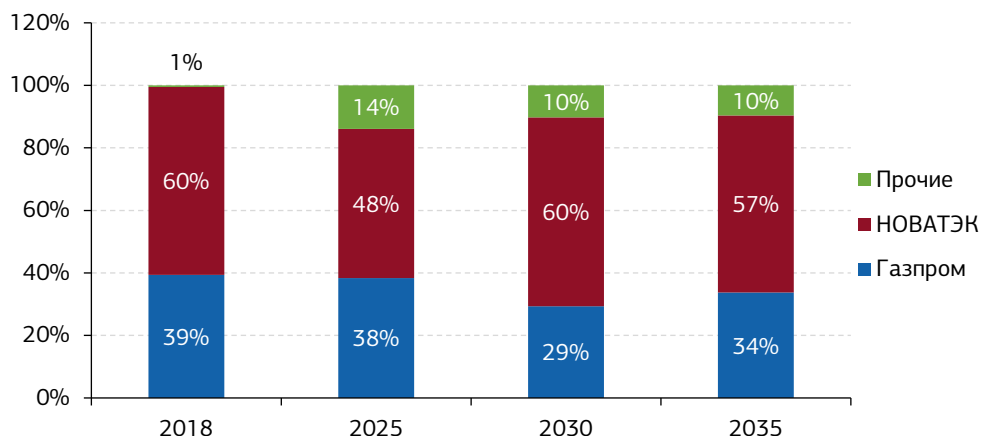
1. Исклучительное право **на экспорт газа природного в газообразном состоянии предоставляется организации - собственнику единой системы газоснабжения** или ее дочернему обществу, в уставном капитале которого доля участия организации - собственника единой системы газоснабжения составляет сто процентов.

- 1.1. Исклучительное **право на экспорт газа природного в сжиженном** состоянии предоставляется:

- 1) лицам, указанным в части 1 настоящей статьи;
- 2) **пользователям участков недр на участках недр** федерального значения, лицензия на пользование недрами которых по состоянию **на 1 января 2013 г. предусматривает строительство завода по производству газа природного в сжиженном состоянии** или направление добытого газа природного в газообразном состоянии для сжижения на завод по производству газа природного в сжиженном состоянии;
- 3) юридическим лицам, которые созданы в соответствии с законодательством Российской Федерации, **в уставных капиталах которых доля (вклад) Российской Федерации составляет более пятидесяти процентов** и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц, которые являются **пользователями участков недр внутренних морских вод, территориального моря, континентального шельфа Российской Федерации, Черного и Азовского морей и которые производят газ природный в сжиженном состоянии из газа природного** в газообразном состоянии, добытого на указанных участках недр, или **из газа природного в газообразном состоянии, добытого при реализации соглашений о разделе продукции**, в том числе заключенных до дня вступления в силу настоящего Федерального закона, и их дочерним обществам, **в уставных капиталах которых доля участия таких юридических лиц составляет более пятидесяти процентов** общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы этих обществ, и которые производят газ природный в сжиженном состоянии из газа природного в газообразном состоянии, добытого на указанных участках недр, или из газа природного в газообразном состоянии, добытого при реализации соглашений о разделе продукции, в том числе заключенных до дня вступления в силу настоящего Федерального закона.

Таким образом, право экспорта было привязано к участкам недр, которые удовлетворяют некоторым дополнительным условиям. Проекты «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» компании «НОВАТЭК» используют в качестве сырьевой базы месторождения, позволяющие экспортировать СПГ без участия Газпрома.

Рисунок 10: Структура СПГ проектов по компаниям



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Подобное исключение позволило «НОВАТЭКу» привлечь инвесторов и определить производство СПГ в качестве ключевого стратегического направления развития компании. Максимального значения в 60% в установленных мощностях по производству СПГ в России «НОВАТЭК» достиг в 2018 г. В последующие годы доля «НОВАТЭКа» будет колебаться в диапазоне 50-60%.

С учетом проектов, реализуемых на условиях СРП, в период до 2035 г. более 70% от планируемого производства СПГ в России будет экспортироваться по исключениям из ФЗ «Об экспорте газ» без участия «Газпрома». Таким образом, фактически этот закон потерял свое значение и роль для «максимизации газовой ренты» России.

Однако ограничение экспорта становится сдерживающим фактором для развития российских производителей СПГ. В том числе, по причине экспортной монополии не были реализованы проекты «СПГ Горская», «Печора СПГ», ничем не закончилось стремление австрийской компании OMV построить СПГ завод на Черном море, тормозятся проекты в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Лицензии на новые лицензионные участки «НОВАТЭКа»: Верхнетейутинское, Западно-Сеяхинское и Солетско-Ханавейское, получены после 1 января 2013 г., в лицензионные обязательства этих участков включено требование строительства завода СПГ. Однако, месторождения попадают под действие пп.2 статьи 1 Федерального закона «Об экспорте газа», т.е. произведенный на этих проектах СПГ «НОВАТЭК» не может экспортировать самостоятельно.

Поэтому вполне ожидаемо начало обсуждения об изменении условий экспорта СПГ, которые позволяют расширить возможности экспортировать СПГ без участия «Газпрома»²¹.

Регулирование экспорта газа применяется и в странах Северной Америки. Однако в США и Канаде действуют работоспособные процедуры получения лицензии на экспорт от государства, которая сдерживает, но не ограничивает возможность поставки газа на экспорт.

Наилучшим возможным вариантом для России будет полная отмена монополии на экспорт СПГ. Подавляющий объем поставок «нового» СПГ будет от «НОВАТЭКа», на месторождения которого не распространяется монополия экспорта²², однако сохранение монополии тормозит развитие мало и среднетоннажных проектов, которые, как правило, ориентируются на близлежащие рыночные ниши. Приемлемым вариантом является получение безусловного разрешения на экспорт в виде подписанного контракта с ООО «Газпром экспорт» в течение 3-6 месяцев с момента предоставления данных о возможностях производства СПГ и целевых рынков сбыта. В этом случае монополия сохраняется, осуществляется контроль за поставками СПГ, «Газпром экспорт» повышает собственные доходы за счет комиссионного вознаграждения.

Ранее именно опасение возможного влияния российских поставок СПГ на европейский рынок, оказавшееся заблуждением, ограничивало развитие СПГ индустрии.

Ограничения ФЗ «Об экспорте газа» по поставкам на экспорт не только СПГ, но и даже КПГ, являются большим тормозом развития индустрии в России.

Однако итоги 2018 г. показали, что экспорт СПГ из России не повлиял на рыночные позиции «Газпрома», но российский СПГ сумел вытеснить прочих поставщиков СПГ с рынка Испании, Франции и Великобритании.

Министр энергетики Российской Федерации Александр Новак в статье «Окно возможностей для России»²³ обозначил важный вывод об отсутствии конкуренции между российским СПГ и трубопроводным газом в Европе. Именно опасение возможного влияния российских поставок СПГ на европейский рынок, оказавшееся заблуждением, ограничивало развитие СПГ индустрии в России.

Результаты первого года масштабных поставок российского СПГ в Европу подтверждают утверждения министра. Прежде всего, российский СПГ успешно конкурирует с прочими поставщиками

²¹ https://www.rbc.ru/business/28/10/2019/5db1cedd9a79475853da2daf?fbclid=IwAR2vU0Dd-9_ZtqJdLdYiVfTavofPfejXd5f4uaGM9_skDyg3kZasslxq35M

²² А.Ю. Климентьев «Апрельские тезисы российского СПГ», «Нефть и капитал» № 5 май 2019

²³ <https://minenergo.gov.ru/node/10283>

СПГ, а рост поставок СПГ в Европу происходит не за счет доли Газпрома, а за счет вытеснения поставок СПГ из других стран.

Таблица 19: Изменение поставок СПГ и трубопроводного газа в Европе (выборка)

2018 к 2017	Газпром, млрд.м ³	СПГ Россия, млн.т	СПГ США, млн.т	СПГ прочие, млн.т
Франция	↑ 0,62	↑ 1,09	↑ 0,29	↓ -0,89
Великобритания	↓ -2,04	↑ 1,08	↑ 0,8	↓ -1,81
Голландия	↑ 3,18	↑ 1,07	↑ 0,26	↓ -0,08
Бельгия	↑ 1,77	↑ 0,4	→ 0	↑ 0,62
Турция	↓ -5,04	→ 0	↑ 0,22	↑ 0,75
Италия	↓ -1,03	→ 0	↑ 0,27	↓ -0,16
Испания	→ 0	↑ 0,64	↓ -0,29	↓ -1,7
Польша	↓ -0,64	→ 0	↓ -0,01	↑ 0,73
ИТОГО по ЕВРОПЕ	↑ 8,6	↑ 4,29	↑ 0,88	↓ -2,24

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева на основании по поставкам СПГ – GIIIGNL годовые отчеты 2018 и 2019, поставки в 2017 г. сетевого газа - ПАО «Газпром» <http://www.gazprom.ru/f/posts/86/062008/presentation-press-conf-2018-06-07-ru.pdf> по 2018 г. - ООО «Газпром экспорт» <http://www.gazpromexport.com/statistics/>

На трех из четырех рынков, куда идут поставки российского СПГ, и торгует газом «Газпром», выросли продажи СПГ и сетевого газа. На рынке Великобритании совокупный рост поставок СПГ из России и США равен снижению поставок на рынок Великобритании прочих поставщиков, т.е. произошло простое замещение объемов СПГ на российский и американский СПГ. Для того чтобы конкурировать с «Газпромом» российский СПГ должен победить в конкуренции на мировом рынке СПГ.

В результате, развитие мирового рынка СПГ приводит к совокупному росту доли российских поставщиков газа на рынке Европы.

Потенциал использования источников энергии с низким углеродным следом в СПГ проектах

Энергетическая трансформация и ужесточение экологических требований оказывают влияние на все виды ископаемых топлив. Все чаще обвинения в недостаточной экологической чистоте звучат и в адрес природного газа.

Помимо технологического развития по всей цепочке производства, которое повышает энергетическую эффективность и снижает углеродный след, имеются существенные возможности повышения экологической эффективности производства СПГ за счет использования электрических приводов и низкоуглеродных источников при производстве электрической энергии.

Использование электроприводов для производства СПГ в северных условиях осуществлялось на СПГ-заводе мощностью 4,3

млн т/год в норвежском Хаммерфесте. Электрические приводы являются принятым технологическим решением в проекте Calcasieu LNG (США), который будет состоять из 18 производственных линий единичной мощностью 0,626 млн т/год каждая и проекта Plaquemines LNG (США - 20 линий той же единичной мощности). Канада продвигает использование энергии ГЭС для производства СПГ в качестве одного из конкурентных преимуществ для производства экологически чистого СПГ. Энергообеспечение производств СПГ с использованием энергии, произведенной на АЭС, предполагалось в проекте «Штокман СПГ».

Согласно докладу Black&Veatch на Gastech 2017, [20] наибольшая мощность единичного электрического привода составляет 75 МВт, что позволяет обеспечить производство более 2 млн т СПГ в год в одну линию.

В качестве модели мы рассматриваем проект «Полярный СПГ», который является среднетоннажным проектом производства СПГ и реализуется в обычных условиях налогообложения.

Таблица 20: Параметры производства и добычи газа российских арктических СПГ производств

	Ямал СПГ	«Полярный СПГ»
Производительность завода, млн т	16,5	0,5
Добыча газа, млрд куб. м	27,5	0,7

Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьеваА Егор Богданов

Цепочка производства СПГ включает в себя полный цикл от добычи газа, его подготовки, транспорта и непосредственно ожижения.

Для цикла добычи используем данные, приведенные Минприроды в документе «Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации»

Таблица 21: Нормативы выбросов при добыче и подготовке газа

	кг/куб. м	т/млрд куб. м
Норматив выбросов при добыче	0,001497	1 497,00
Подготовка газа	0,002400	2 400,00

Источник: «Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», проект Минприроды Российской Федерации

Для этапов подготовки и транспорта газа применяются оценки, приведенные в работе «Экологические аспекты СПГ-проектов в Арктических условиях», Аметистова Л.Е., Книжников А.Ю., WWF, 2016.

Таблица 22: Коэффициенты выбросов парниковых газов при подготовке и транспортировке газа в Арктических условиях

	Подготовка газа, т/млрд куб. м	Транспорт газа, т/млрд куб. м 1000 км
CO ₂	23 203,42	35 381,43
NO _x	41,00	105,00
SO _x	0,20	0,03
PM	-	-
CO	92,00	131,00
CH ₄	27,00	135,00

Источник: «Экологические аспекты СПГ-проектов в Арктических условиях», Аметистова Л.Е., Книжников А.Ю., WWF, 2016.

По данным ОВОС проекта «Ямал СПГ», выбросы парниковых газов для 3 производственных линий общей мощностью 16,5 млн т/год составляют около 2,5 млн т/год.

Дополнительно в качестве энергообеспечения производства СПГ на проекте Ямал СПГ установлена электростанция мощностью 380 МВт, которая выбрасывает около 1,6 млн т парниковых газов.

Для проекта «Полярный СПГ» рассмотрено два варианта электростанции:

1. полностью с использованием генерации на газе;
2. с покрытием мощности на 30 % от установленной мощности ПАТЭС.

Таблица 23: Сравнение параметров электростанций российских арктических СПГ проектов

	Ямал СПГ	«Полярный СПГ» вариант 1	«Полярный СПГ» вариант 2
Электростанция установленная мощность	380	156,25	52
Расход, куб. м/кВт ч	241,86	241,86	241,86
Общий расход, млн куб. м	805,11	331,05	110,35
Выбросы CO₂ электростанции, млн т	1,59	0,66	0,22

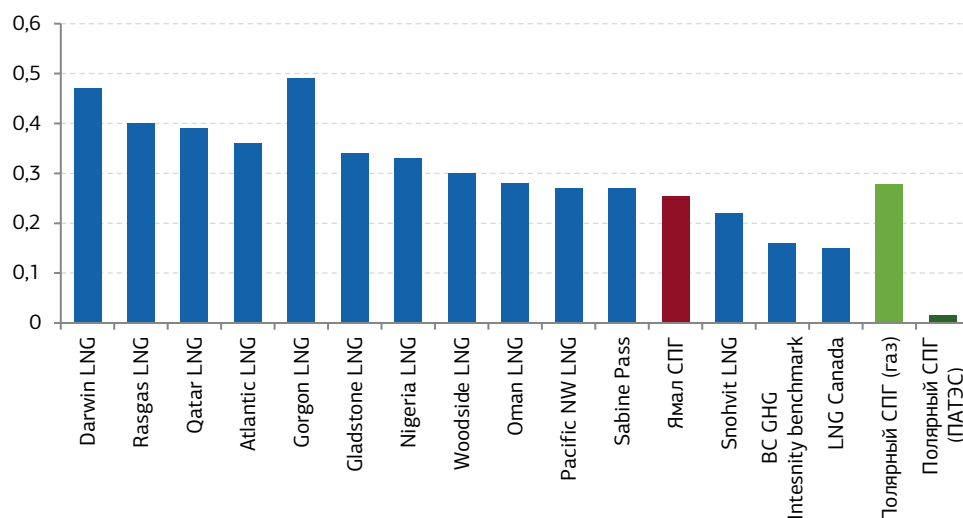
Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА Егор Богданов

В результате «Полярный СПГ» по углеродному следу при использовании электрических приводов и полной газовой генерацией будет на уровне лучших заводов в мире, а при использовании безуглеродной энергии, производимой на ПАТЭС – абсолютным лидером.

Таблица 24: Сравнение углеродного следа российских арктических производств СПГ

Выбросы CO ₂ , тыс т	Ямал СПГ	«Полярный СПГ» вариант 1	«Полярный СПГ» вариант 2
Добыча газа	41,2	1,048	1,048
Подготовка газа	66,0	1,7	1,7
Транспортировка газа	-	4,953	4,953
Основная технологическая линия	2 486,1		
Электростанция	1 594,1	131,1	-
ВСЕГО выбросов CO₂, тыс т	4 187,4	138,8	7,7
тонн CO₂ на 1 тонну СПГ	0,25	0,28	0,02

Источник: оценки Экономическая лаборатория Александра Климентьева Егор Богданов

Рисунок 11: Углеродный след СПГ производств в мире и российской Арктики

Источник: данные BC EOA, Экономическая лаборатория Александра Климентьева Егор Богданов

Использование энергии АЭС для производства СПГ может стать конкурентным преимуществом России и предложить на рынок СПГ с чрезвычайно низким углеродным следом.

Резюме по арктическим проектам производства СПГ

Мировой рынок СПГ находится в стадии активного роста. В мире не только развиваются традиционные центры производства СПГ на Ближнем Востоке и в Австралии, но на рынок стремительно выходят новые игроки из Северной Америки и России. Африканские проекты производства СПГ также планируют играть большую роль в развитии рынка.

«Ямал СПГ» стал проектом, который не только доказал возможность реализации крупных перерабатывающих проектов в Арктике, но и обеспечил развитие инфраструктуры морских

перевозок в акватории СМП, а также технологий транспортировки и перевалки СПГ.

Успех «Ямал СПГ» привел к разработке целого перечня проектов производства СПГ в Архангельске и на Чукотке, включая создание инфраструктуры использования СПГ в качестве энергоносителя в Арктике.

Развитие СПГ проектов происходит в рамках нескольких моделей, включая использование площадки действующего производства для строительства дополнительных СПГ линий.

В конце 2019 – начале 2020 гг. предполагается запуск первой среднетоннажной линии проекта «Ямал СПГ» на основе российской технологии «Арктический каскад». При реализации этого проекта была не только разработана отечественная технология производства СПГ, но и уровень использования российского оборудования составил около 95 %.

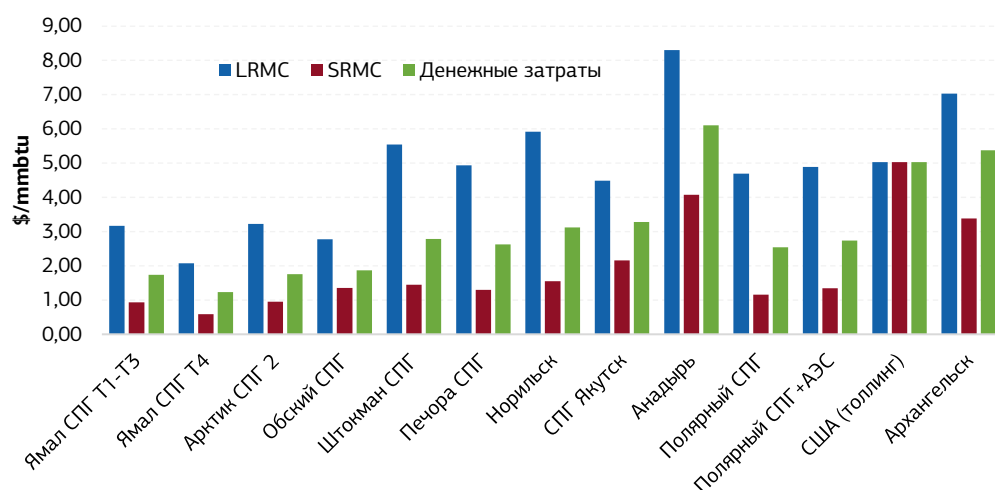
Реализуемые и заявленные арктические проекты СПГ в период до 2030 г. имеют совокупную установленную мощность около 80 млн т в год. Климатические условия с одной стороны усложняют реализацию проектов, но с другой стороны, позволяют ощутимо снизить энергетические затраты на производство СПГ за счет использования внешнего холода.

Рост доступности СПГ в Арктике и промышленное развитие российской Арктической зоны могут дополнять друг друга.

Первым крупным проектом использования СПГ для экономического развития российских регионов может стать комплексный проект использования СПГ на Чукотке.

На рынке реализуются разнообразные модели проектов производства СПГ. С целью определения устойчивости российских арктических проектов производилось сравнение по предельным краткосрочным, долгосрочным и денежным затратам.

Рисунок 12: Сравнение LPMC, SRMC и денежных затрат на производство СПГ в Арктике (без учета поставки на рынок)



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Крупнотоннажные проекты «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» имеют конкурентоспособные долгосрочные предельные издержки производства СПГ, очень низкие денежные и краткосрочные издержки. Это обеспечивает российскому СПГ устойчивые конкурентные преимущества на мировом рынке.

Проекты четвертой очереди «Ямал СПГ» и «Обский СПГ» реализуются на условиях brownfield, что обеспечивает им низкие предельные издержки и сопоставимые с крупнотоннажными проектами краткосрочные и денежные издержки.

Практически все проекты в Арктике являются интегрированными проектами, включающими в себя добычу и производство СПГ. За счет этого большинство проектов, в т.ч. среднетоннажных, имеют достаточную конкурентную устойчивость по сравнению с производством СПГ, например, в США.

Проекты по производству СПГ в Якутске и Архангельске предполагают использование газа, поставляемого из региональной и единой систем газоснабжения соответственно.

В условиях растущей международной конкуренции на рынке СПГ дополнительными условиями конкурентоспособности продукта могут стать пониженный углеродный след производственной цепочки. Снижение углеродного следа может быть обеспечено за счет электрификации производства СПГ, прежде всего за счет использования российского технологического лидерства в атомной энергетике.

В качестве пилотного проекта плавучего завода СПГ с использованием атомной энергии может стать судно «Северный морской путь», с использованием его мощной энергетической установки, большого объема трюмов для размещения там криохранилищ СПГ и ледового класса Arc5 для размещения практически в любом месте побережья Северного Ледовитого Океана.

Существенно увеличить количество и размер проектов производства СПГ в Арктике возможно за счет:

1. снижения барьеров лицензирования участков недр на газ;
2. предоставления специальных налоговых режимов и налоговых льгот вне зависимости от размера проекта и статуса его основных акционеров;
3. формализации получения разрешения на экспорт СПГ.

РАЗВИТИЕ ЛОГИСТИКИ И НОВЫХ РЫНКОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ

В рамках проекта «Ямал СПГ» начали формироваться логистические цепочки и, связанные с ними, объекты СПГ инфраструктуры.

Первоначальный вариант предполагал использование газовозов высокого ледового класса непосредственно для поставки СПГ потребителю. Однако высокая цена газовозов класса Arc7, связанные с этим высокие затраты на транспортировку СПГ, и бурный рост планов по производству СПГ потребовали изменения логистических решений.

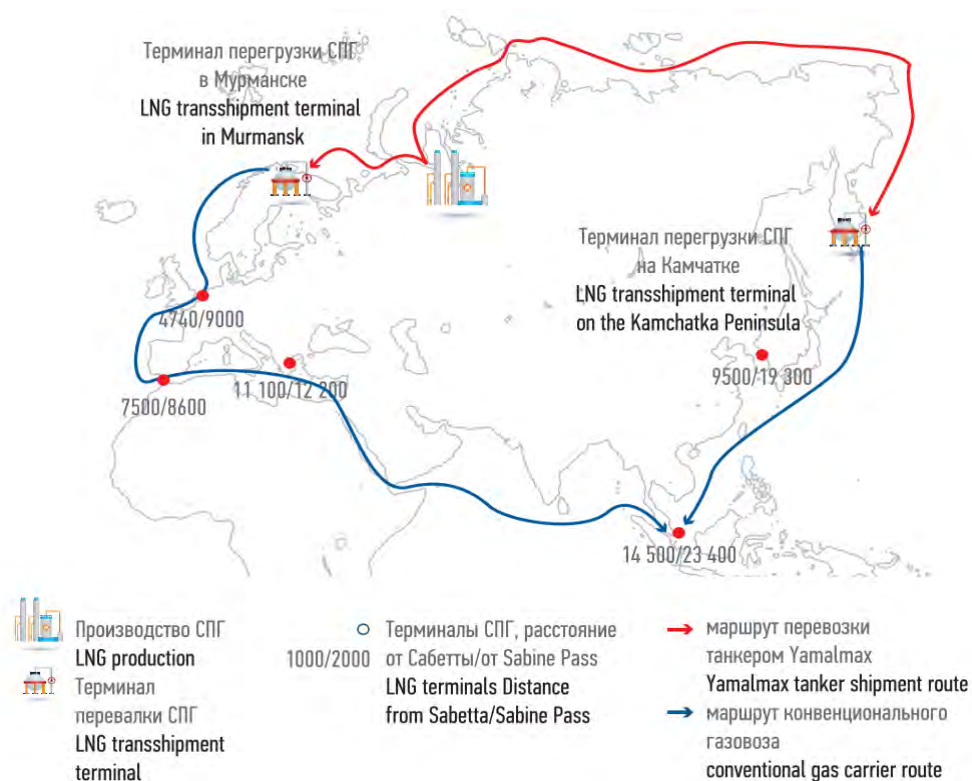
Принятые решения позволили существенно снизить удельные затраты на транспортировку СПГ из Арктики и фактически нивелировать влияние повышенных капитальных затрат на транспортировку СПГ газовозами высокого ледового класса.

Таблица 25: Оценка затрат на транспортировку СПГ с учетом перевалки и прямых поставок с арктических проектов

	Роттердам	Пусан
«Ямал СПГ», долл./млн БТЕ		
Прямой	1,08	1,95
С перевалкой	0,86	1,67
«Печора СПГ», долл./млн БТЕ		
Прямой	0,76	2,09
С перевалкой	0,55	1,8
«Полярный СПГ», долл./млн БТЕ		
Прямой	1,06	2,08
С перевалкой	0,80	1,79
США, долл./млн БТЕ		
Сабин-Пасс	0,80	1,64

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

Новая логистическая схема арктических проектов предполагает использование газовозов ледового класса и конвекционных газовозов. Для ее реализации на первом этапе реализована перевалка ship-to-ship, а после 2017 г. принято решение о строительстве терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманске.

Рисунок 13: Маршруты транспортировки и места размещения терминалов на Камчатке и в Мурманске

Источник: «Арктические горизонты российского СПГ», А.Ю. Климентьев, И.Г. Родичкин, Е.В. Богданов.- «Газовая промышленность», № 8, 2019 [9]

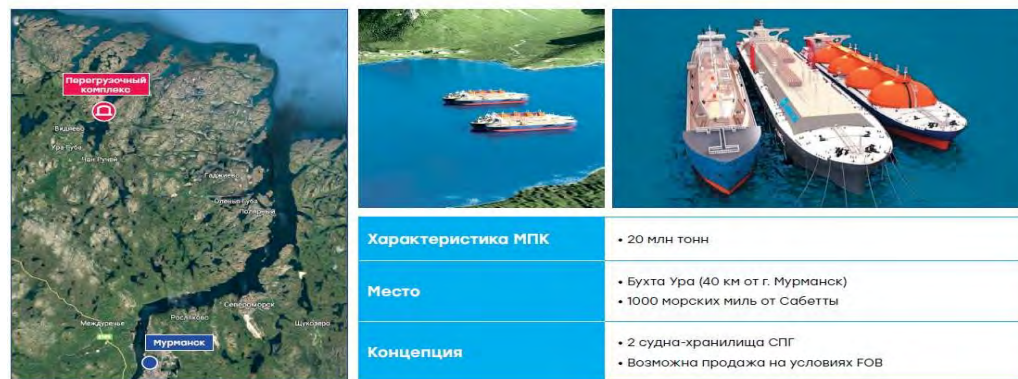
Планируемые перегрузочные терминалы в Мурманской области и на Камчатке могут играть не только функциональную роль по перевалке СПГ, но и роль центров торговли СПГ. Для реализации этого потенциала необходимо нормативное регулирование с условиями доступа третьих лиц (ТРА) к терминалам, развитие механизмов торговли СПГ на западе и на востоке страны.

Аналогичные возможности имеются и у введенного в эксплуатацию в начале 2019 г. плавучего хранилища газа в Калининграде на основе FSRU «Маршал Василевский».

Терминал перевалки в Мурманске

В 2018 г. «НОВАТЭК» объявил о проекте строительства терминала по перевалке СПГ в Мурманской области.

Терминал в Мурманске планируется мощностью 20 млн т в год. Основное задачей терминала является накопление и перевалка СПГ с танкеров ледового класса на конвенциональные танкеры.

Рисунок 14: Параметры и место размещения терминала в Мурманске

Источник: НОВАТЭК

До лета 2019 г. перевалка осуществлялась с газовозов ледового класса в районе норвежского порта Сарнесфьорда рядом с Хонненгсвогом по схеме ship-to-ship. Перевалку с ноября 2018 г. обеспечивала компания Tschudi Shipping Company. Было объявлено, что в соответствии с заключенным соглашением планируется осуществить 158 операций по перегрузке СПГ²⁴. До момента начала навигации по Северному морскому пути 2019 г. перевалка осуществлялась в Норвегии. Как только появилась возможность осуществлять поставки СПГ в Азию, газовозы ледового класса перешли на новые маршруты и перевалка СПГ в Норвегии завершилась. С конца 2019 г. перевалка СПГ по схеме ship-to-ship будет осуществляться в российских водах у острова Кильдин²⁵. Схему перевалки ship-to-ship, которая будет длиться несколько лет, заменит терминал в Мурманске.

С СПГ терминалом правительство Мурманской области связывает надежды на замещение нефтяных топлив и угля.

Рисунок 15: Схема возможной газификации Мурманской области с СПГ терминала

Источник: Правительство Мурманской области

Использование СПГ для газификации позволит заместить до 177 тыс. т нефтепродуктов и более 1 тыс. т угля на объектах

²⁴ <https://thebarentsobserver.com/ru/promyshlennost-i-energiya/2019/01/u-arkticheskikh-beregov-norvegii-probka-iz-gazovozov>

²⁵ <https://thebarentsobserver.com/ru/promyshlennost-i-energiya/2019/07/za-granicey-stanovitsya-tishe-novatek-svernul-perevalku-spg-u?fbclid=IwAR3YymMV0lhLBWCZQiuYCGk-V03zudqsDQ1mJbgeCmW3NYXddqsqOGDd9g>

теплоснабжения Мурманской области. Для замещения потребуется около 150 тыс. т СПГ.

Часто можно слышать, что для газификации области будут использоваться отпарные газы (BOG), образующиеся при хранении СПГ.

Однако, использование отпарных газов является технически сложным и очень часто экономически нецелесообразным решением. Во-первых, при использовании газа на объектах тепло и энергоснабжения требуется газ определенного качества, давления и в гарантированном объеме. Образование отпарных газов зависит не только от выбранной конструкции хранилища, но и от интенсивности его использования для перевалки СПГ, и, конечно, от температуры окружающей среды. Поэтому любое решение о газификации за счет отпарных газов без регазификационных мощностей не обеспечит требуемого уровня надежности газоснабжения.

Поэтому совсем не случайно, что в конце лета 2019 г. «НОВАТЭК» заявил о газификации двух населенных пунктов в губе Ура с использованием традиционной схемы: малотоннажный газовоз, который будет поставлять СПГ с хранилища на береговые объекты хранения, и терминал регазификации СПГ для поставки газа потребителю.²⁶

Кроме того, состав отпарного газа может сильно отличаться во времени за счет того, что в первую очередь происходит испарение азота и метана, позже в составе отпарного газа начинает расти доля тяжелых углеводородов. Такой эффект изменения состава СПГ и отпарных газов хорошо изучен и называется «выветривание» или «старение».

В-третьих, образующиеся отпарные газы имеют низкое давление, поэтому требуется компрессорное оборудование для повышения давления перед поставкой в сеть. Это надежный способ, но более энергозатратный, нежели регазификация СПГ, находящегося под давлением.

²⁶ <https://yamaloilandgas.com/glava-novateka-rasskazal-o-perspektivah-gazifikatsii-murmanskoj-oblasti/>

ОТПАРНЫЕ ГАЗЫ (boil-off gases)

Отпарные газы – термин, обобщающий газы низкого давления, которые образуются за счет:

1. теплообмена СПГ, находящегося в хранилище, с внешней средой, что приводит к нагреву и испарению СПГ;
2. внешнего приток тепла в трубы и элементы системы слива и налива СПГ в хранилище;
3. парообразования при заливе теплого СПГ, находившегося под давлением, в хранилище СПГ;
4. тепла, образующегося от использования погружных насосов для слива, циркуляции и отгрузки СПГ;
5. паров, возвращающихся с емкостей газовозов, при отгрузке СПГ;
6. паров, возникающих при изменении внешнего давления;
7. намеренного снижения давления в емкостях хранения СПГ;
8. неисправности системы.

На терминалах первого поколения отпарные газы сжимались до давления газовой сети и направлялись потребителю. Подобные решения являются надежными, но энергетически неэффективными и затратными. Впоследствии была разработана технология, которая позволяет смешивать отпарные газы с СПГ, сжимать смесь на насосах отгрузки и получать переохлажденный СПГ, который возвращается в хранилище. Таким образом, из цепочки исключаются компрессоры высокого давления для отпарных газов.

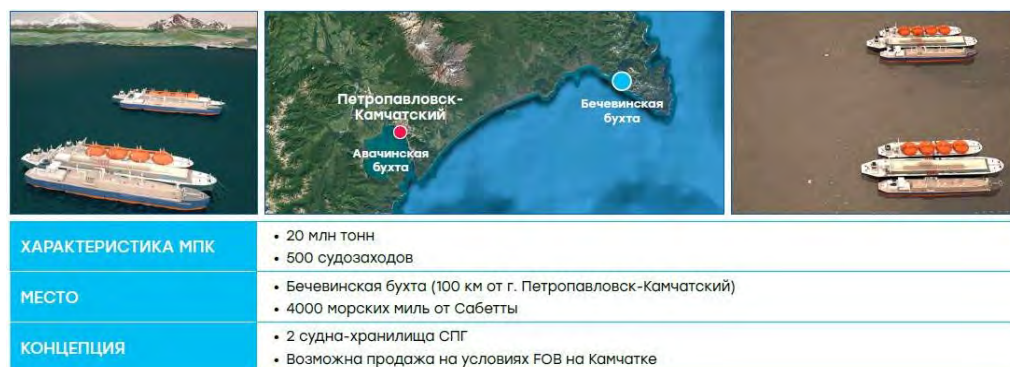
Состав отпарных газов зависит от компонентного состава СПГ и не стабилен, что приводит к значительным изменениям числа Воббе, метанового числа, т.е. именно тех показателей, которые важны для потребителя газ.

Терминал на Камчатке

В Аналитическом обзоре «Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, А.Ю. Григорьев, WWF, 2017, была представлена карта расположения возможных производств СПГ в Арктике и бункеровочных центров. Одним из наиболее привлекательных мест расположения были определена Камчатка и Мурманск.

После выхода доклада в августе 2017 г. «НОВАТЭК» объявил о желании построить перевалочный терминал на Камчатке²⁷. И уже в октябре 2017 г. было подписано соглашение между «НОВАТЭКом» и Правительством Камчатского края по реализации проекта и для газификации Петропавловск-Камчатского с использованием отпарных газов терминала.

²⁷ https://kamchatinfo.com/news/economics_and_business/detail/21090/

Рисунок 16: Параметры и место размещения терминала на Камчатке

Источник: НОВАТЭК

Терминал планируется в плавучем исполнении и иметь мощность 20 млн т в год.²⁸ Первоначально место расположения предполагалось в бухте Моховая в Авачинской губе. Заявлялось, что потребители смогут приобретать газ на условиях FOB. График проекта предполагает ввод терминала в эксплуатацию в 2022-2023 гг.

В ноябре 2017 г. между «НОВАТЭК» и Marubeni Corporation, Mitsui OSK Lines был подписан меморандум по проекту терминала, который включает в себя и возможность совместных инвестиций.²⁹

Предварительно «НОВАТЭК» подписал соглашение с Камчатской областью, которое предусматривает возможность поставки отпарного газа (BOG) для газификации области³⁰. Государство планирует оказать поддержку реализации проекта³¹.

Камчатский край в настоящее время потребляет около 400-450 млн куб. м/год газа при потенциале в 720 млн куб. м/год. Снабжение газом осуществляется «Газпромом», который разрабатывает Кшукское и Нижне-Квакчикское месторождения, расположенные на западном побережье Камчатского полуострова. Добыча на этих месторождениях прогнозировалась в объеме 750 млн куб. м/год газа. Но месторождения оказались сложными и малоресурсными, а добыча оказалась гораздо ниже прогноза – 400 млн куб. м/год.

В сентябре 2017 г «Газпром» вынужден был отказаться от строительства еще 2 скважин на этих месторождениях.

Только отпарных газов³² с терминала вместимостью 300 тыс куб. м СПГ будет недостаточно для полного газоснабжения Камчатки и потребуется иметь хранилище СПГ объемом порядка

²⁸ <https://neftegaz.ru/news/view/167164-NOVATEK-podpisal-memorandum-o-vzaimoponimanii-s-Marubeni-i-MOL-po-proektu-perevalochного-SPG-terminala-na-Kamchatke>

²⁹ <https://neftegaz.ru/news/view/167164-NOVATEK-podpisal-memorandum-o-vzaimoponimanii-s-Marubeni-i-MOL-po-proektu-perevalochного-SPG-terminala-na-Kamchatke>

³⁰ <https://neftegaz.ru/news/view/166058-NOVATEK-i-Kamchatka-podpisali-soglasenie-po-sozdaniyu-v-regione-terminala-po-perevalke-SPG-Eto-tehnologichno-i-dazhe-defitsit-gaza-pokroet>

³¹ http://kamchat.info/novosti/spg-terminal_na_kamchatke_mogut_postroit_pri_finansovom_uchastii_gosudarstva/

³² <http://government.ru/docs/36084/>

600 тыс куб. м или дополнительно 3 груза для покрытия пиков потребления газа в зимний период. При этом следует решить задачу сохранения емкостей в захлабленном состоянии для приема танкеров СПГ, следующих после зимы в восточном направлении. Для целей управления отпарными газами (BOG) может потребоваться миниустановка по их повторному сжижению, которая может быть задействована и в сжижении излишков газа, добываемого «Газпромом» в летний период.

В мае 2018 г. «НОВАТЭК» перенес место реализации терминала СПГ на Камчатке³³ на 77,7 км от ближайшего газопровода в бухту Бечевинская. Как это скажется на обещанной газификации Камчатского края, не сообщается. Скорее всего данное решение свидетельствует о том, что поставок трубопроводного газа с терминала СПГ на Камчатке не будет.

Для газификации Камчатского края потребуется строительство малотоннажных терминалов СПГ и создание инфраструктуры по транспортировке и распределению криогенных цистерн-контейнеров.

При этом не следует исключать возможности отгрузки малотоннажных партий СПГ с терминала для поставки газа малотоннажным газовозом на терминалы регазификации³⁴ или в криогенных цистернах-контейнерах потребителям Камчатки и Дальнего Востока.

Терминал на Камчатке может использоваться для перевалки СПГ, производимого на Аляске³⁵. Однако, для реализации такой возможности необходима разработка правил доступа третьих лиц к терминалу.

Бункеровка СПГ в Арктике³⁶

Российская Арктика становится регионом масштабного экономического развития с фокусом на добычу и экспорт различных природных ресурсов. Особо важная роль при этом отводится судоходству: до 2024 г. руководством страны поставлена задача довести грузооборот га СМП до 80 млн т. При этом с 2020 г. ужесточаются международные требования к выбросам от судоходства, и данная тенденция сохранится и в дальнейшем.

В зоне рисков находятся танкеры по перевозке нефти, флот «Норильского никеля», транзит и планируемые промышленные проекты в Арктике.

³³ <https://teknoblog.ru/2018/05/18/89445?from=teknoblog.ru>

³⁴ <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/502999-gaz-iz-bukhty-bechevinskaya-v-petropavlovsk-kamchatskiy-budut-vozit-na-tankere/>

³⁵ <https://qilaking.com/?fbclid=IwAR1wVphXPKbWdsSwd3oFSFY3XVD1pryigaRrYGRP2trh5zW7I7NX4cUSJPc>

³⁶ на основании «Перевод арктического флота с мазута на сжиженный природный газ (СПГ). Россия в окружающем мире.», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, Дискуссионные материалы к международной конференции «Судостроение в Арктике», июнь 2019 г.

В связи с тем, что ИМО активно продвигает идею запрета на использование флотского мазута (HFO) в полярных водах, ошибка в стратегическом выборе топлива для новых судов может обернуться многомиллионными потерями или вообще привести к тому, что проекты будут закрыты с инвестиционными потерями для их инициаторов.

Судовладельцы и операторы флота в Российской Арктике стоят перед достаточно сложным стратегическим выбором. Использование дистиллятных топлив приведет к немедленному росту операционных затрат, а установка скруббера может быть неправильной инвестицией при введении запрета использования остаточных топлив в Арктике, и инвестиции в оборудование не успеют окупиться. Еще большие риски у судовладельцев при строительстве новых судов, требующих высоких капитальных вложений.

Некоторые судовладельцы жалуются на постоянное повышение стоимости судового топлива в условиях практической монополизации этого рынка крупными нефтяными компаниями. В связи с этим переход на СПГ может служить хорошей альтернативой для судовладельцев. По предварительным подсчётам, стоимость СПГ примерно на 30-50% ниже дизельного топлива и сопоставима с ценой мазута. А существующие производства СПГ и планируемое строительство терминалов СПГ на побережье Арктики и прилегающих морей позволит существенно упростить бункеровку судов.

Переоборудование имеющихся судов на СПГ или заказ нового флота является инновационным и капиталоемким инвестиционным решением. Но в этом случае операции флота будут допустимы в арктической зоне в течение долгосрочной перспективы вплоть до 2050 г., и все новые жесткие экологические требования не окажут влияние на операционную деятельность и не приведут к дополнительным капитальным затратам в течение всего жизненного цикла судна. При этом российские СПГ-проекты способны надежно обеспечить флот топливом.

В условиях неопределенностей по срокам введения жестких экологических требований для арктического судоходства, определение вектора развития судостроения и переоборудования (модернизации) флота является стратегическим решением, определяющим на ближайшие 40 лет развитие не только судостроительной отрасли России. Выбор направления развития арктического флота России влияет на успешность реализации российской промышленной стратегии в Арктике, определит, насколько эффективными и экологически безопасными будут крупные российские добывающие и транспортные проекты (в том числе, транзит по СМП).

При этом Россия может самостоятельно выступить с инициативой запрета использования любых нефтяных топлив в Арктике, и это приведет не только к появлению дополнительных доходов от

продажи СПГ на внутреннем рынке, но и станет стимулом для строительства сотен судов на российских верфях и инструментом «мягкой силы» для контроля за судоходством в Арктике.

Подобный инструмент контроля позволит закрепить позиции России в долгосрочном периоде и вне зависимости от различных законодательных трактовок статуса арктических вод и СМП, в частности, обеспечить контроль за судоходством через контроль бункеровки морских судов.

Политика ИМО в отношении использования мазута

В настоящее время в акватории Арктики осуществляются значимые и регулярные перевозки грузов для горнодобывающей отрасли, нефти, СПГ, оборудования для строительства промышленных объектов.

Флот, действующий в Арктике, имеет высокий ледовый класс, его использование в прочих регионах маловероятно. Это подтверждается многолетней историей эксплуатации флота, который работает на фиксированных маршрутах в челночном режиме.

ИМО планирует введение запрета на использование мазута в качестве судового топлива в Арктике.

В настоящее время подобный запрет введен для Антарктической зоны.

В отличие от антарктических вод судоходство в арктических водах достаточно интенсивное. Прежде всего, это касается России, Канады, островной части Норвегии и Гренландии.

Рисунок 17: Зона арктических вод IMO



Источник: Polar Code MEPC 68/21/Add.1 Annex 10

Позиция IMO заключается в запрете транспорта и использования НФО, при этом запрет касается не только использования мазута, но и даже нахождения мазута в топливных баках судна.

Исходя из этих соображений, запрет на использование НФО окажет большое влияние не только на судоходство и энергоснабжение потребителей, но и на проекты добычи полезных ископаемых в России. Это связано с тем, что грузовые суда и танкеры пересекают зону арктических вод и им потребуется полный переход на использование других видов топлив в случае введения подобного запрета.

СПГ - политическая позиция России Развития Арктики

В течение последнего времени политические деятели в России постоянно высказывают поддержку использованию экологически чистых видов топлив в Арктике. Прежде всего, каждый раз речь идет о сжиженном природном газе.

«...необходимость перехода на более экологичное топливо в Арктике, это абсолютно правильное предложение»

Президент РФ Владимир Путин³⁷

«Наверное, первым и самым лёгким шагом могла бы стать борьба с чёрным углеродом, сажей.... И второе мероприятие – это переход арктического мореходства к использованию

³⁷ <http://www.kremlin.ru/events/president/news/58347#sel=51:1:zBk,51:18:hhS>

сжиженного природного газа вместо мазута и других более тяжёлых видов топлива»,

глава Финляндии темы Саули Ниинистё

«Одна из ключевых задач в работе с водным транспортом — это строительство так называемого зеленого флота. У нас сейчас есть проект, который мы планируем реализовать в рамках Арктического совета, — это переход судов на газовое топливо. Это одно из перспективных направлений, которое позволит снизить объемы загрязнения Арктики»

С.Е. Донской – Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации³⁸

«Российский Арктический флот будет переведен на использование СПГ или на другое топливо с низким влиянием на окружающую среду...»

С.Б. Иванов - Специальный представитель Президента Российской Федерации по вопросам природоохранной деятельности, экологии и транспорта³⁹

«Серьезно нужно задуматься о газификации транспорта на Северном морском пути»

Сергей Франк, президент ПАО «Совкомфлот»⁴⁰

Необходимость активного формирования спроса на СПГ на внутреннем рынке была подчеркнута президентом Российской Федерации Владимиром Путиным на совещании при запуске первой линии завода Ямал СПГ. При этом было отмечено, что применение СПГ может быть расширено, в том числе, за счёт поставок в удалённые населённые пункты, не имеющие сетевого газа, за счёт перевода общественного транспорта на более чистое, экологичное газомоторное топливо.⁴¹

При запрете использования HFO следует ожидать следующих выигрышей и ущербов для экономики и политики страны

Активное развитие производства СПГ в Арктике для судоходства и регионального потребления, а также сопутствующей инфраструктуры потребуются для практической реализации четко выраженной позиции России по поводу перспектив использования СПГ в Арктике.

³⁸ <https://marine.gov.ru/events/morskaya-kollegiya/1185/>

³⁹ <https://finance.rambler.ru/economics/36503888-ivanov-schitaet-cto-arkticheskiy-flot-mozhet-pereyti-na-szhizhenny-prirodnyy-gaz/>

⁴⁰ <http://roscongress.rbc.ru/arctic>

⁴¹ <http://www.kremlin.ru/events/president/news/56339#sel=10:1:yDf,10:74:Ujf>

Таблица 26: Выигрыши и ущербы для экономики России при запрете НФО в Арктике

Выигрыши	Ущерб
социальные	
рост качества жизни модернизация энергетических систем населенных пунктов в Арктике	рост потребительских цен ограничения роста занятости населения
экономические	
использование СПГ, производимого в Арктике в качестве бункерного топлива развитие машиностроительной и судостроительной отрасли для новых видов топлив снижение затрат на страхование рисков разлива нефтепродуктов	рост транспортных затрат для реализации промышленных проектов рост издержек на вывоз готовой продукции дополнительные капитальные вложения в переоборудование судов риски развития транзита по СМП в связи с необходимостью дополнительных операций замены топлив перед входом в арктические воды снижение конкурентоспособности арктических промышленных проектов
военные	
при вводе зоны исключительно использования СПГ контроль над транзитными потоками за счет «мягкой силы» бункеровки СПГ	не применимо
политические	
решение задачи сокращения выбросов по международным договорам и соглашениям по климату	не применимо
окружающей среде	
снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ликвидация выбросов сажи, снижающую отражающую способность льда и снега минимизация последствий разлива нефтепродуктов	не применимо

Источник: «Перевод арктического флота с мазута на сжиженный природный газ (СПГ). Россия в окружающем мире.», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, Дискуссионные материалы к международной конференции «Судостроение в Арктике», июнь 2019 г., Архангельск [6]

Экономическая конкурентоспособность СПГ

В отличие от всех арктических государств, в России действует постоянный водный маршрут - Северный морской транспортный коридор, который на участке от Дудинки до Мурманска является круглогодичным и обеспечивает грузопоток промышленных товаров. В летнее время Северный морской транспортный коридор выступает в качестве транзитного маршрута, соединяющего Европу со странами АТР.

Развитие транзитного потенциала Северного морского транспортного коридора, в состав которого входит Северный морской путь, позволит удешевить ледокольное сопровождение, а значит обеспечить снижение стоимости снабжения российских арктических населенных пунктов и реализуемых промышленных проектов.

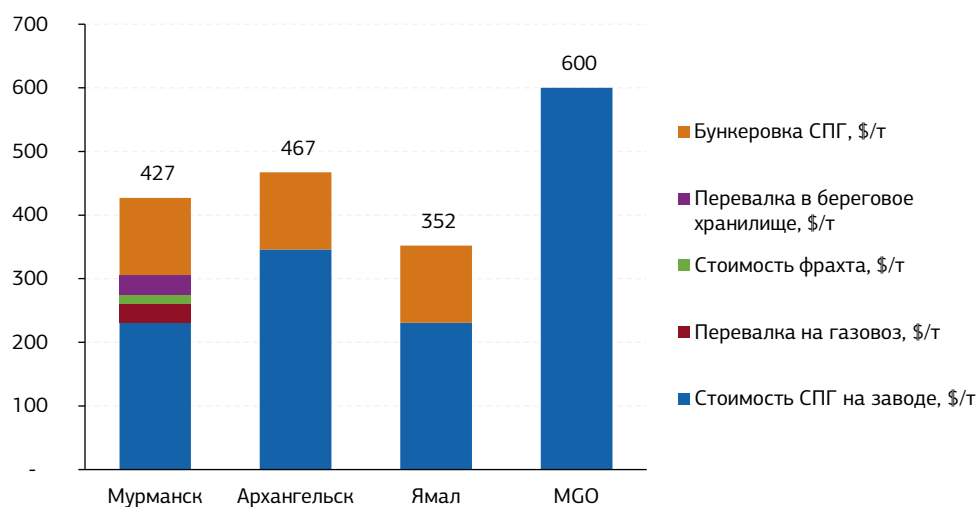
Так как рынок нефтяных топлив достаточно развит, то у отраслевых наблюдателей имеется возможность получить оперативную информацию о стоимости различных видов топлив.

В связи с началом развития рынка бункеровки СПГ информация о ценах на СПГ имеется только для некоторых регионов. Для условий Арктики, портов Мурманск и Архангельск, Сабетта стоимость СПГ необходимо оценивать по цепочке стоимости.

Для оценки отпускной стоимости СПГ на заводе принято предположение о стоимости в 5,3 долл./млн БТЕ⁴². При коэффициенте пересчета 43,62 Млн БТЕ в 1 тонне, стоимость СПГ на заводе на Ямале составит 231 долл./т. Данные по затратам на транспортировку и перевалку СПГ приняты на основании результатов работы «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ) / А. Ю. Климентьев, А. Ю. Книжников; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2018 [4].

Привлекательность использования СПГ взамен нефтяных топлив будет заключаться в более низкой стоимости СПГ. При стоимости MGO в размере 35-40 тыс. руб./т ценовая разница между дистиллятным топливом и СПГ изменилась с 8,5 тыс. руб./т в 2017 г. до 8,6 тыс. руб./т для условий Архангельска и до 10 – 15 тыс. руб./т в 2019 г. в условиях Сабетты, что обеспечивает топливную экономию от 11 до 16,5 млн руб. за один рейс.

Таблица 27: Оценка затрат для СПГ бункеровки в основных портах Арктики



⁴² <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/01/25/748897-konkurirovat-s-novatekom>

Статья затрат ⁴³ , долл./т	Порт		
	Мурманск	Архангельск	Сабетта
Производство СПГ	231	346 ⁴⁴	231
Перевалка на газовоз	30	X	X
Стоимость фрахта	15	X	X
Перевалка на береговое хранилище	30	X	X
Работа бункеровочного судна	121	121	121
ИТОГО	427	467	352
Разница с MGO (относительно цены MGO)	28,80%	22,09%	41,30%

Источник: «Перевод арктического флота с мазута на сжиженный природный газ (СПГ). Россия в окружающем мире.», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, Дискуссионные материалы к международной конференции «Судостроение в Арктике», июнь 2019 г., Архангельск [6]

Практическое использование СПГ на СМП

Впервые возможность использования сжиженного природного газа для судоходства были рассмотрены в работе «Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России» [6].

В течение длительного времени возможность прохода судов на СПГ по СМП казалась фантастической.

Однако темпы развития индустрии очень активные.

В 2018 г. через СМП прошли два судна, использующие СПГ в качестве основного топлива: Viikki и Naaga финской компании ESL Shipping. Суда для перевозки генеральных грузов были построены в Китае на верфи Jinling Shipyard для обеспечения перевозок в Балтийском море. Имеют ледовый класс 1А и дедвейт более 25 тыс.т.

Рисунок 18: Сухогрузы Viikki и Naaga первыми из судов на СПГ прошли СМП



Источник: ESL Shipping

⁴³ <https://wwf.ru/resources/publications/booklets/analiticheskiy-obzor-potentsial-gazifikatsii-arkticheskoy-zony-rossiyskoy-federatsii-szhizhennym-pri/>

⁴⁴ https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MediumDutyLNG_01122018.pdf

В начале сентября 2019 года танкер класса Aframax компании «Совкомфлот» успешно прошел СМП с использованием СПГ, следуя по маршруту из Мурманска в АТР с грузом нефти⁴⁵.

Рисунок 19: «Прспект Королева» - первое судно, осуществившее коммерческий рейс на СПГ по СМП



Источник: ПАО «Совкомфлот»

Успешный опыт судоходства судов на СПГ послужит основанием для активного развития СПГ бункеровки в российской Арктике.

⁴⁵ <https://sever-press.ru/2019/09/03/prospekt-koroljova-pervym-v-mire-proshel-po-sevmorputi-na-spg-toplive/>

ВЫВОДЫ

Отрасль производства и торговли СПГ является одним из наиболее динамичных секторов мировой энергетической отрасли. Несмотря на относительно поздний, по сравнению с другими производителями, момент входа на рынок СПГ, Россия старается не только наверстать упущенное, но и за счет арктических проектов и войти в перечень крупнейших производителей СПГ.

Общая оценка потенциала производства СПГ в России достигла фантастических 140 млн т в год.

В Арктике реализуется несколько моделей производства СПГ.

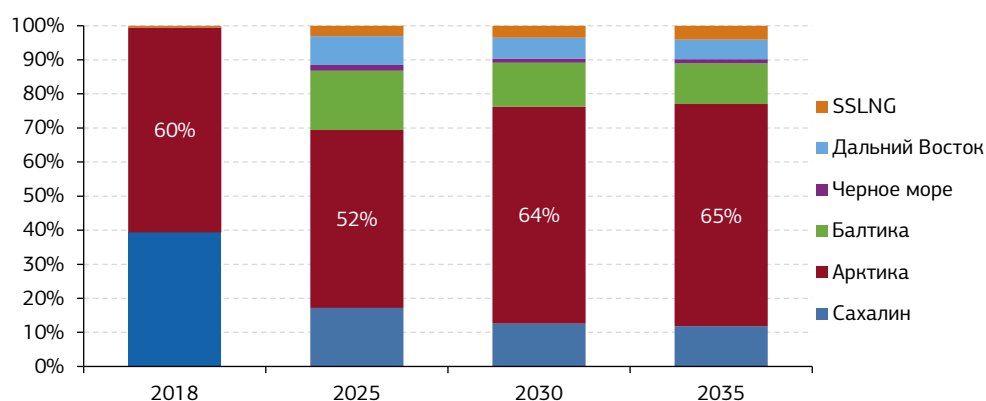
Таблица 28: Модели СПГ проектов в Арктике

Модель	Описание	Пример
Использование национальной газовой сети	поставка газа осуществляется из сети газоснабжения состав газа определяется средним по сети	«Архангельский СПГ»
Интегрированные проекты	производственная цепочка включает в себя добычу, транспортировку и переработку	«Ямал СПГ» Т1-Т3 «Арктик СПГ -2» «Печора СПГ» «Штокман СПГ» «Полярный СПГ»
Использование площадки существующего крупнотоннажного проекта	среднетоннажное производство использует доступ к инфраструктуре действующего крупнотоннажного проекта	«Ямал СПГ» Т4 «Обский СПГ»

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

В период до 2035 г. рост российского производства СПГ потребует значительных изменений по всей цепочке стоимости и значительных изменений в области нормативного регулирования отрасли СПГ в России.

Рисунок 20: География размещения производств СПГ в России



Источник информации: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

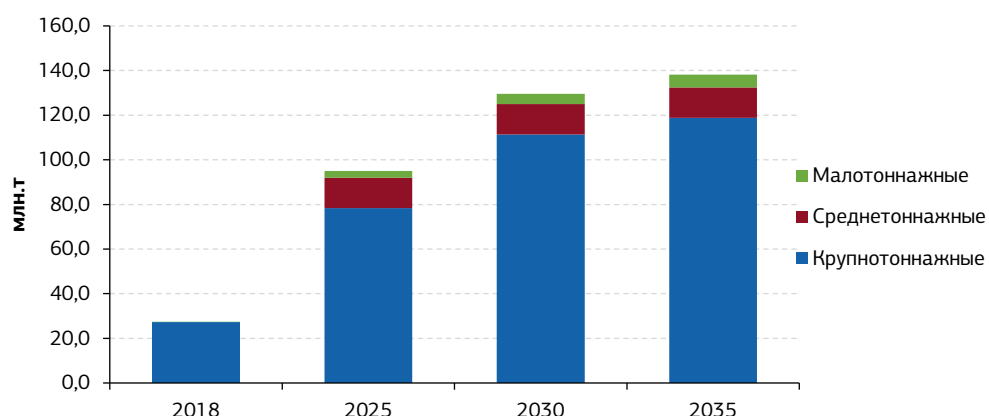
В России заявлены и реализуются СПГ проекты во всех сегментах мощностей, включая мало- и среднетоннажные проекты, которые

могут занять до 13% от общих установленных мощностей производства СПГ в России.

Именно в мало- и среднетоннажном сегменте в России создаются собственные технологии производства СПГ, и может использоваться оборудование, произведенное в России.

В связи с этим на государственном уровне необходимо активно прорабатывать вопросы стимулирования мало- и среднетоннажных проектов, внутреннего рынка СПГ, включая бункеровку на морях, создания условий для поиска экспортных рыночных ниш в рамках приграничного сотрудничества с Европой и Китаем.

Рисунок 21: Оценка потенциала производства СПГ в Российской Федерации



Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА

Одним из наиболее мощных сдерживающих факторов развития проектов СПГ в России являются ограничения по экспорту газа. Монополия на экспорт СПГ была введена в 2006 г. Федеральным законом «Об экспорте газа» в период ожиданий глобального роста цен на нефть и газ. По причине экспортной монополии не реализованы проекты «СПГ Горская», «Печора СПГ».

Ограничения ФЗ «Об экспорте газа» до недавнего времени поддерживали СПГ проекты в Арктике компании «НОВАТЭК». Активные действия «НОВАТЭК» ведет по всем элементам производственной цепочки интегрированного проекта СПГ: активная политика по участию в аукционах на месторождения, разработка технологий переработки СПГ и строительство оснований гравитационного типа для размещения СПГ заводов, долгосрочный фрахт газозовов ледового класса и создание терминалов по перевалке СПГ на Востоке и Западе страны.

Однако, при предоставлении аналогичных мер поддержки со стороны государства другим компаниям можно было бы ожидать повышенной активности на аукционах, что привело бы к дополнительным доходам бюджета, и росту прямых инвестиций в проекты СПГ, в т.ч. в объекты логистики, включая строительство газозовов и развитие газовых СПГ хабов на основе терминалов перевалки СПГ в Мурманске и на Камчатке.

За счет этого в ближайшие годы в Арктике «НОВАТЭК» не имеет реальных конкурентов.

Решение использовать ОГТ для производства СПГ является одной из новаций в мировой индустрии СПГ. С целью снятия рисков реализации проектов, в т.ч. санкционных, «НОВАТЭК» приступил к строительству собственной верфи⁴⁶. Достаточно сложно представить, что верфь «НОВАТЭКа» будет строить ОГТ для конкурирующих проектов по производству СПГ где-либо в мире в ближайшие 20 лет.

С целью эффективного использования газозовов ледового класса Arc7 НОВАТЭК инициировал строительство двух терминалов по перевалке СПГ на Камчатке и в Мурманске⁴⁷.

Государственные вложения в терминалы по перевалке СПГ для арктического СПГ приближаются к \$40 млрд. При этом отсутствует какое-либо нормативное регулирование порядка функционирования и доступа третьих лиц к инфраструктурным объектам типа терминала перевалки СПГ.

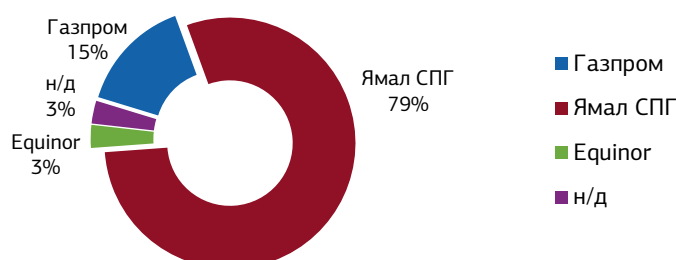
Разработка подобных правил позволит привлечь на Камчатский терминал СПГ, который потенциально может производиться на Аляске.

Развитие отрасли производства СПГ приводит к развитию сопутствующей инфраструктуры в виде СПГ терминалов не только в Арктике. Первый регазификационный СПГ-терминал был запущен в начале 2019 г. в Калининграде на основе FSRU «Маршал Василевский»⁴⁸.

Вывоз СПГ с арктических проектов в течение большей части года и с балтийских проектов в отдельные месяцы может быть безопасно осуществлен только с использованием газозовов арктического класса.

Мировой флот крупнотоннажных газозовов ледового класса в горизонте до 2020 г. достигнет 34 единиц, и 80% этого флота будет работать на проекты «НОВАТЭКа».

Рисунок 22: Распределение фрахта газозовов ледового класса Arc4, действующих и заказанных до 2020 г.



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева на основе данных Dynagas, Teekay, LNGIndustry.com

⁴⁶ <https://sudostroenie.info/novosti/24557.html>

⁴⁷ <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/08/20/778581-novatek-hochet-postroit>

⁴⁸ <https://vz.ru/news/2019/1/8/958460.html>

В любом случае, необходимо государственное регулирование объектов инфраструктуры СПГ в области функционирования, доступа третьих лиц, тарифообразования на услуги терминалов, формирование национального флота газозовов высокого ледового класса.

Арктика становится бурно развивающимся регионом с добывающими проектами мирового уровня, и, как следствие, растут объемы перевозок строительных материалов, оборудования и готовой продукции.

Рост грузопотока приводит к росту потребляемого топлива, что, безусловно, оказывает большое влияние на экологическое состояние атмосферного воздуха в регионе, повышает риски разлива топлива.

При этом весь объем нефтяных топлив завозится в Арктику, что является одной из причин высоких цен на все виды нефтяных топлив на Севере и высоких затрат на генерацию электрической и тепловой энергии. Одним из локомотивов развития судоходства является производство сжиженного природного газа. СПГ обладает существенными экологическими преимуществами по сравнению с другими видами ископаемых топлив.

В условиях постоянно ужесточающихся требований к нефтяным топливам и потенциальному запрету использования мазута в Арктике по требованиям ИМО переход СПГ позволит удовлетворять всем действующим и планируемым экологическим требованиям вплоть до 2050 г.

СПГ может активно использоваться не только для судоходства, но и для энергообеспечения арктических населенных пунктов с замещением угля и нефтяных топлив. Комплексный проект использования СПГ на Чукотке имеет все шансы стать первым подобным проектом в Арктике.

Главным экологическим преимуществом перехода на СПГ является полное устранение такого существенного риска, как угроза аварийных нефтеразливов. В этом есть не только несомненные экологические преимущества, но и экономический выигрыш, т. к. не нужно вкладывать колоссальные средства в развертывание инфраструктуры реагирования на разливы нефти.

Важным преимуществом СПГ является его ценовая конкурентоспособность. Газ для производства СПГ добывается в Арктике, там же расположены и заводы по сжижению, как следствие, нет больших транспортных затрат по доставке топлива.

По ряду оценок, СПГ обеспечит ценовую выгоду для потребителя до 50% по сравнению с нефтяными топливами. Таким образом, использование СПГ для обеспечения перевозок и реализации крупных промышленных проектов позволит реализовать сценарий устойчивого развития, т. е. с учетом развития бизнеса, снижения топливных затрат и, следовательно, повышения

долгосрочной конкурентоспособности арктических проектов и обеспечения экологической безопасности.

Развитие инфраструктуры СПГ происходит в тесной связи с развитием производства СПГ в Арктике. Конечно, первыми объектами инфраструктуры становятся объекты, которые обеспечивают экспорт СПГ. Отгрузочные терминалы на Сабетте сейчас могут отгружать СПГ только в крупнотоннажные газовозы, но после начала работы четырех ледоколов на СПГ, там должна быть создана инфраструктура бункеровки судов. Терминал в Мурманске также имеет цель перевалки СПГ с больших газовозов арктического класса на конвенциональные газовозы, но может выступать в роли распределительного терминала для нужд Мурманской области, бункеровки судов СПГ.

В регионе также могут появиться новые малотоннажные проекты по производству СПГ в Архангельске, на Чукотке, что повысит надежность обеспечения СПГ потребителей и, тем самым, будет способствовать развитию инфраструктуры использования СПГ.

Существенно увеличить количество и размер проектов производства СПГ в Арктике возможно за счет:

создания условий производства СПГ	развитие использования СПГ
снижение барьеров лицензирования участков недр на газ;	стимулирование трансформации рынков энергоснабжения Арктики с переходом от угля и нефтепродуктов на использование СПГ, в т.ч. на новых горнодобывающих проектах на Таймыре, в Якутии и на Чукотке;
предоставление специальных налоговых режимов и налоговых льгот вне зависимости от размера проекта и статуса его основных акционеров;	введение ограничений на использование нефтяных топлив для судоходства в Арктике, вплоть до национального запрета на использование любых видов ископаемых топлив, за исключением СПГ;
формализация получения разрешения на экспорт СПГ.	разработка правил недискриминационного доступа к терминалам перевалки и хранения СПГ.

Существенную роль в развитии отрасли СПГ могут сыграть государственные инвестиции, в т.ч. через создание государственной корпорации⁴⁹ не только в проекты производства СПГ, но и в инфраструктуру транспортировки и использования СПГ.

⁴⁹ <https://www.rbc.ru/business/17/10/2019/5da866299a7947233fabf745>

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

1. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Июль 2018.
2. «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Декабрь 2018.
3. «Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, А.Ю. Григорьев; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2017.
4. «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А. Ю. Климентьев, А. Ю. Книжников; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2018.
5. «Перспективы и потенциал использования СПГ для бункеровки в Арктических регионах России», А. Ю. Климентьев, А. Ю. Книжников; Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2018.
6. «Перевод арктического флота с мазута на сжиженный природный газ (СПГ). Россия в окружающем мире.», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, Дискуссионные материалы к международной конференции «Судостроение в Арктике», июнь 2019 г., Архангельск.
7. «Апрельские тезисы российского СПГ», А.Ю. Климентьев, «Нефть и капитал». – М., № 5, Май 2019.
8. «Российский мало- и среднетоннажный СПГ. Балтика», А.Ю. Климентьев, И.Г. Родичкин. - М., «Газовая промышленность», № 6, 2019
9. «Арктические горизонты российского СПГ», А.Ю. Климентьев, И.Г. Родичкин, Е.В. Богданов.- М., «Газовая промышленность», № 8, 2019
10. «Перевод арктического флота с мазута на СПГ», А.Ю. Климентьев, А. Ю. Книжников, М., - Neftegaz.ru Offshore, № 8 [92], 2019
11. Материалы компаний ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», ООО «Криогаз», Skangas.
12. «Administration Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region», US Energy Information, 2017
13. «The evolution of European traded gas hubs», Patrick Healher, Oxford Institute for Energy Studies

14. LNG Map. Gas Infrastructure Europe. URL: http://www.gie.eu/maps_data/lng.asp
15. North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations. Danish Maritime Authority. 2013.
16. «LNG Plant Cost Reduction 2014-2018», The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018.
17. «Independent economic analysis of the long-term liquefied natural gas import solution to the Republic of Lithuania», A report to Klaipėdos nafta, April 2018, Poyry
18. «LNG Supply Chains and the Development of LNG as a Shipping Fuel in Northern Europe», The Oxford Institute for Energy Studies, January 2019
19. «LNG World Shipping», November/December 2018
20. «Competitive at-shore FLNG solutions», Black&Veatch Corporation, Gastech 2017
21. «If you build it, will they come? The competitiveness of US LNG in overseas markets», SIPA, November 2016
22. «New Players, New Models», The Oxford Institute for Energy Studies, March 2019

ПРИЛОЖЕНИЕ №1: СОСТАВ ГАЗА И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕСЧЕТА

%, мол	Ростовцевское, Нурминское и т.д. (Ямал)	Южно-Тамбейское (Ямал)	Печора	Штокман
метан	92,71%	92,31%	97,01%	97,50%
этан	3,73%	6,11%	1,66%	1,35%
пропан	1,44%	1,08%	0,68%	0,37%
изобутан	0,23%	0,00%	0,00%	0,09%
н- бутан	0,32%	0,00%	0,00%	0,10%
пентан+высш.	0,48%	0,00%	0,00%	0,07%
гелий	0,03%	0,00%	0,00%	0,01%
сероводород	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
азот	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
углекислый газ	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
водород	0,01%	0,00%	0,11%	0,00%
кислород	0,47%	0,00%	0,00%	0,00%
неон + аргон и др.	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
ккал/нм ³	8 547	8 462	8 122	8 127
кВт ч/нм ³	9,94	9,84	9,45	9,45
млн БТЕ/нм ³	33 890	34	32 205	32 225
Коэффициент пересчета млн БТЕ/т СПГ	47,45	46,97	45,09	45,11

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

ПРИЛОЖЕНИЕ №2: ОЦЕНКА СОСТАВЛЯЮЩИХ ЗАТРАТ ПРОИЗВОДСТВА СПГ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

	Сырье	Затраты на ожижение	Поставка	Итого	Пункт назначения	Мощность, млн т/год	Цена газа, руб./тыс куб. м	Топливная эффективность, кВт ч/кг	Капитальные затраты		Затраты газа на сжижение	Амортизация 20 лет	Налог на имущество	Сервис, Расходные материалы	Обслуживание долга	Персонал	Транспорт	Услуги порта Сабетта
	долл/mmbtu								млн руб	млн долл	долл/ т	долл/ т	долл/ т	долл/ т	долл/ т	долл/ т	долл/ т	долл/ т
Реализуемые проекты																		
«Ямал СПГ» Т1-Т3	0,45	2,72	1,67	4,84	Пусан	18,15	1 000	0,25	1273000	19 000	1,2	52,3	-	31,4	37,7	4,9	67,4	
«Ямал СПГ» Т4	0,45	1,63	2,32	4,40		0,95	1 000	0,3	31 825	475	1,4	25,0	-	15,0	30,0	4,9	67,4	30,0
«Арктик СПГ 2»	0,50	2,73	1,67	4,89		19,80	1 100	0,25	1392930	20 790	1,3	52,5	-	31,5	37,8	4,9	67,4	
«Обский СПГ»	0,50	1,63	2,32	4,44		4,80	1 100	0,3	160800	2 400	1,6	25,0	-	15,0	30,0	4,9	67,4	30,0
Планируемые проекты																		
«Штокман СПГ»	1,89	3,66	1,29	6,83	Пусан	7,50	4 020	0,25	502500	7 500	5,0	50,0	15,0	30,0	60,0	4,9	57,4	
«Печора СПГ»	1,24	3,69	1,80	6,74		5,20	2 500	0,5	348400	5 200	6,6	50,0	15,0	30,0	60,0	4,9	73,6	
Норильск	1,57	4,35	1,67	7,59		2,00	3 420	0,5	160800	2 400	8,4	60,0	18,0	36,0	72,0	4,9	72,3	
«СПГ Якутск»	1,35	3,14	3,08	7,57	Маньчжурия (ж/д)	0,50	3 118	0,525	30150	450	7,5	45,0	13,5	27,0	54,0	4,9	-	
Анадырь	2,54	5,76	2,27	10,57	Анкоридж	0,04	5 336	0,7	4000	60	19,0	74,6	22,4	44,8	89,6	3,7	100,0	
«Полярный СПГ»	0,92	3,78	1,79	6,49	Пусан	2,00	2 000	0,5	147400	2 200	4,9	55,0	16,5	33,0	66,0	3,7	71,4	
«Полярный СПГ»+АЭС	0,92	3,97	1,79	6,68		2,00	2 000	0,5	147400	2 200	37,3	55,0	16,5	9,9	66,0	3,7	71,4	
США (Польша)	2,53	2,50	0,85	5,88	Свиноуйсьце													
Архангельск	1,98	5,03	1,59	8,60		0,12	4 250	0,7	12000	179	14,8	74,6	-	44,8	89,6	2,71	71,6	

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

ПРИЛОЖЕНИЕ №3: КРУПНОТОННАЖНЫЕ ГАЗОВОЗЫ ЛЕДОВОГО КЛАССА

Одним из основных игроков на рынке газозовов ледового класса является компания Dynagas LNG Partners. Компания будет управлять пятью из пятнадцати газозовов класса Arc7 и девятью из восемнадцати Arc4.

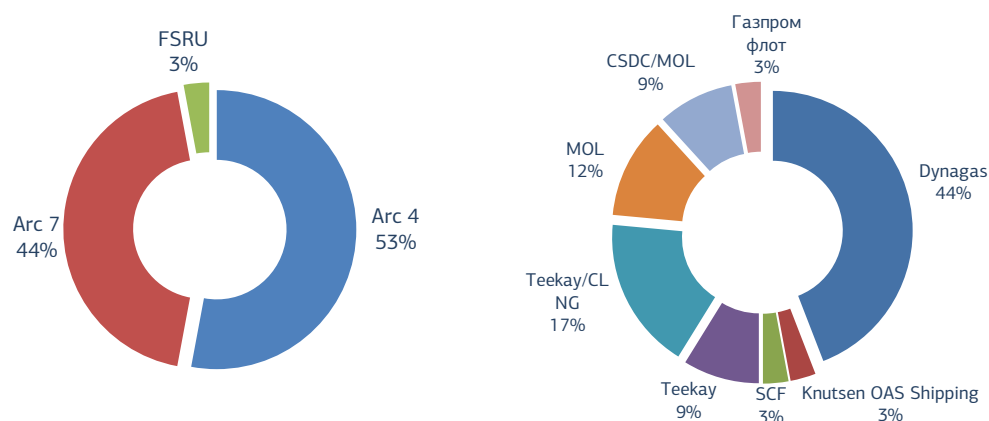
Таблица 29: Газозовы ледового класса Arc 4 – Arc 7

Название	Ледовый класс	Год постройки	Владелец	Вместимость, куб. м	Арендатор	Год завершения фрахта
Clean Energy	Arc 4	2007		149700	Газпром	2025
Ob River	Arc 4	2007	Dynagas	149700	Газпром / Sakhalin Energy	2028
Amur River	Arc 4	2008	Dynagas	149700	Газпром / Sakhalin Energy	2028
Ribera Del Duero Knutsen	Arc 4	2010	Knutsen OAS Shipping	173400		
Arctic Aurora	Arc 4	2013	Dynagas	155000	Equinor	2023
Yenisei River	Arc 4	2013	Dynagas	155000	Ямал СПГ	2033
Lena River	Arc 4	2013	Dynagas	155000	Газпром Ямал СПГ	2034
Clean Ocean	Arc 4	2014	Dynagas	162000	Ямал СПГ	2035/36
Clean Planet	Arc 4	2014	Dynagas	162000	Ямал СПГ	2034
Clean Horizon	Arc 4	2015	Dynagas	162000	Ямал СПГ	2034
Clean Vision	Arc 4	2016	Dynagas	162000	Ямал СПГ	2034
«Маршал Василевский»	FSRU	2017	Газпром флот	170000	Газпром	
Christophe de Margerie	Arc 7	2017	SCF	172410	Ямал СПГ	
Fedor Litke	Arc 7	2017	Dynagas	172410	Ямал СПГ	2045
Eduard Toll	Arc 7	2017	Teekay/CLNG	172000	Ямал СПГ	
Boris Vilkitsky	Arc 7	2017	Dynagas	172410	Ямал СПГ	2045
Vladimir Rusanov	Arc 7	2018	CDSC/MOL	172000	Ямал СПГ	
Rudolf Samoylovich	Arc 7	2018	Teekay/CLNG	172000	Ямал СПГ	
Vladimir Vize	Arc 7	2018	CDSC/MOL	172000	Ямал СПГ	
Yamal Spirit	Arc 4	2018	Teekay		Ямал СПГ	2034
Megara	Arc 4	2018	Teekay	173400	Ямал СПГ	
Georgiy Brusilov	Arc 7	2019	Dynagas	172410	Ямал СПГ	2045
Boris Davydov	Arc 7	2019	Dynagas	172410	Ямал СПГ	2045
Nikolay Zubov	Arc 7	2019	Dynagas	172410	Ямал СПГ	2045
Nikolay Evgenov	Arc 7	2019	Teekay/CLNG	172410	Ямал СПГ	
2455	Arc 4	2019	Teekay	172410	Ямал СПГ	
1810A	Arc 4	2019	MOL	174000	Ямал СПГ	
Nikolay Urvantsev	Arc 7	2020	CDSC/MOL	172410	Ямал СПГ	
Vladimir Voronin	Arc 7	2020	Teekay/CLNG	172410	Ямал СПГ	
Georgiy Ushakov	Arc 7	2020	Teekay/CLNG	172410	Ямал СПГ	
Yakov Gakkel	Arc 7	2020	Teekay/CLNG	172410	Ямал СПГ	

Название	Ледовый класс	Год постройки	Владелец	Вместимость, куб. м	Арендатор	Год завершения фрахта
1811A	Arc 4	2020	MOL	174000	Ямал СПГ	
1812A	Arc 4	2020	MOL	174000	Ямал СПГ	
1813A	Arc 4	2020	MOL	174000	Ямал СПГ	

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьевА на основе данных Dynagas, Teekay, LNGIndustry.com

Таблица 30: Распределение газозовов по владельцам и ледовому классу



Ледовый класс	Количество	Вместимость, куб. м
Arc 4	18	2 951 310
Arc 7	15	2 584 510
FSRU	1	170 000

Владельцы	Количество	Вместимость, куб. м
Dynagas	15	2424150
Knutsen OAS Shipping	1	173400
SCF	1	172410
Teekay	3	519810
Teekay/CLNG	6	1033640
MOL	4	696000
CSDC/MOL	3	516410
«Газпром флот»	1	170000

Владельцы	Количество	Вместимость, куб. м
«Газпром»	5	774100
«Ямал СПГ»	27	4603320
Equinor	1	155000
н/д	1	173400

Источник: Экономическая лаборатория Александр А., Климентьев А. на основе данных Dynagas, Teekay, LNGIndustry.com

Авторские права и предупреждение об ограниченной ответственности

Авторские права на все материалы, опубликованные в данном исследовании, за исключением особо оговоренных случаев, принадлежат Центру энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Незаконное копирование и распространение информации, защищенной авторским правом, преследуется по Закону. Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО не несет ответственности за любые потери, убытки либо другие неблагоприятные последствия, произошедшие в результате использования информации, содержащейся в настоящей публикации, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников. Любое использование материалов публикации допускается только при оформлении надлежащей ссылки на данную публикацию.

©2019 Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Все права защищены.

Московская школа управления СКОЛКОВО —

одна из ведущих частных бизнес-школ России и СНГ, основанная в 2006 году по инициативе делового сообщества. В состав партнеров-учредителей школы входят 10 российских и международных компаний и 11 частных лиц, лидеров российского бизнеса. Линейка образовательных продуктов Московской школы управления СКОЛКОВО включает программы для бизнеса на всех стадиях его развития – от стартапа до крупной корпорации, выходящей на международные рынки.

Все образовательные программы бизнес-школы построены по принципу «обучение через действие» и включают в себя теоретические блоки, практические задания, проектную работу и международные модули. С 2006 года бизнес-школа СКОЛКОВО проводит корпоративные программы, направленные на развитие индивидуальных управленческих компетенций и решение бизнес-задач компаний. В 2008 году состоялся запуск программы СКОЛКОВО Executive MBA для руководителей высшего звена и собственников бизнеса. В 2009 году стартовала программа СКОЛКОВО MBA. В 2012 году запущена Стартуп Академия СКОЛКОВО – программа для молодых предпринимателей. В июне 2013 года была открыта программа для руководителей среднего бизнеса – СКОЛКОВО Практикум для директоров.

Бизнес-школа СКОЛКОВО также является центром экспертизы и притяжения для тех, кто делает ставку на Россию и работу на рынках с быстро меняющейся экономикой. В бизнес-школе работают пять исследовательских центров, которые занимаются изучением наиболее актуальных проблем различных отраслей, осуществляют консалтинговые услуги, предлагают образовательные программы, а также способствуют формированию образовательной повестки школы в целом.

Московская школа управления СКОЛКОВО
Новая ул., д.100, Сколково, Одинцовский район,
Московская область, Россия, 143025
Тел.: +7 495 539 30 03
Факс: +7 495 994 46 68
E-mail: Info@skolkovo.ru
Website: www.skolkovo.ru

Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО фокусируется на исследованиях и распространении знаний в сфере энергетики, организации энергетического диалога между российскими и зарубежными органами власти, лидерами энергетического бизнеса и экспертного сообщества, а также на разработке рекомендаций для сбалансированной государственной политики в энергетическом секторе развивающихся стран.

Партнеры Центра – ведущие российские и международные нефтегазовые, угольные и теплоэнергетические компании. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО также сотрудничает с мировыми энергетическими центрами экспертизы, такими как: Международное Энергетическое Агентство, Oxford Institute for Energy Studies (OIES), King`s Abdulla Petroleum Research Center (KAPSARC), Center for Global Energy Policy (University of Columbia), Energy Academy Europe (EAE), University of Singapore, Institute of Energy Economics of Japan (IEEJ) и другими.

