

УДК 621.6:629.124

DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.012

Анализ развития трубопроводного и морского транспорта природного газа из Арктического региона

Боровинский Даниил Игоревич

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН,

Россия, Иркутск, *BorovinskyDI@irkutsk-dobycha.gazprom.ru*

Аннотация. В статье рассмотрены логистические транспортные маршруты поставки природного газа с Арктических месторождений, расположенных на шельфе северных морей и полуострове Ямал. Приведено описание развития транспортной сети с результатами сравнительного расчета удельной стоимости транспортировки газа в различном фазовом состоянии по разным транспортным маршрутам. Целью исследования является рассмотрение возможных вариантов доставки углеводородного сырья потребителю с наименьшими транспортными затратами. Рассмотренные транспортные маршруты и полученные предварительные данные применимы при решении задач линейного программирования. Схематично показаны поставки природного газа потребителям с северных месторождений по трубопроводной системе в сжиженном состоянии и морским транспортом в сжиженном виде. Месторождения западной части полуострова Ямал и Надым-Пур-Тазовского региона входят в Единую систему газоснабжения, месторождения восточной части полуострова Ямала, шельфа и западной части Гыданского полуострова удалены от существующей газовой инфраструктуры, что существенно усложняет монетизацию готовой продукции. Ввиду тесной связи Арктических регионов с акваторией Северного ледовитого океана доставка морским транспортом становится неотъемлемой частью развития морских и прибрежных месторождений. Климатические условия и слаборазвитая инфраструктура требуют детальной проработки возможных транспортных маршрутов с учетом надежности работы оборудования, задействованного в транспортных цепочках, и финансовой составляющей соответствующих инвестиционных проектов. С целью выявления оптимальных с экономической точки зрения направлений поставок газа рассмотрены различные варианты маршрутов, в том числе с изменением фазового состояния энергоносителя. Автором рассмотрен интегрированный маршрут доставки газа потребителю, объединяющий морской и трубопроводный транспорт газа, предложены новые маршруты поставок, показана методика подготовки исходной информации, выполнены расчеты по существующим, проектным и возможным транспортным направлениям.

Ключевые слова: поставка газа потребителю, транспортные маршруты, Северный морской путь, ледокольный флот, перевозки СПГ, математическое моделирование

Цитирование: Боровинский Д.И. Анализ развития трубопроводного и морского транспорта природного газа из Арктического региона / Д.И. Боровинский // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2024. – № 1(33). – С. 133-145. – DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.012.

Введение. Развитие Арктических регионов России (на рисунке 1 выделено пунктирной линией) в значительной степени зависит от полномасштабной разработки нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа на Обской губе и шельфе Баренцева и Карского морей.

Значительными запасами и ресурсами природного газа располагают Баренцево и Карское моря – около 70% начальных суммарных запасов газа шельфов России. Углеводородные месторождения шельфовых акваторий этих двух морей являются стратегическим резервом нефтегазового комплекса Российской Федерации на перспективу [1].

В целом, изученность арктического шельфа невысока и неравномерна, характеризуется крайне низкой степенью геологических изысканий. Плотность покрытия сейсмическими работами в наиболее перспективных акваториях арктических морей (за исключением Баренцева моря) не превышает 0,15 км на 1 км², а для восточных морей – менее 0,1 км на 1 км² [2].

Владельцами лицензий крупнейших Арктических месторождений является компания ПАО «Новатэк» с суммарными запасами лицензионных участков категории С1 + С2 – около 5 трлн м³, ПАО «Роснефть» по оценкам существующих ресурсов лицензионных участков Карского моря, севера Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа – более 4 трлн

м³ и ПАО «Газпром» с суммарными запасами Тамбейского и Штокмановского месторождений – 9,5 трлн м³.



Рис. 1. Арктическая зона Российской Федерации

Мощности действующих и проектных заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ) Арктических месторождений в разрезе 2025 – 2035 годов [3] составляют более 200 млн тонн (таблица 1).

Таблица 1. Мощности реализуемых проектов СПГ в Арктическом регионе

Проект Годы реализации	Проектная мощность, млн тонн		
	2025	2030	2035
Ямал СПГ	16,5		
Ямал СПГ (4 линия)	0,9		
Арктик СПГ-2	19,8		
Обский СПГ		5,5	
Арктик СПГ-1		19,8	
Арктик СПГ-3		19,8	
СПГ на Тамбейском			20
Кара-СПГ			30
Таймыр-СПГ			50
Штокман			30
Итого:	37,2	45,1	130
Всего:	212,3		

В средне- и долгосрочной перспективе доля российского СПГ на мировом рынке сжиженного газа будет расти. Совокупная мощность российских СПГ-терминалов без учета Дальневосточного региона составляет 38 млрд м³ в год, и еще более 40 млрд м³ в год находятся в стадии строительства. При сохранении данных темпов по вводу мощностей Россия в 2030 году может закрепиться в четверке крупнейших экспортеров сжиженного газа после США, Катара и Австралии.

Постепенный ввод заводов по производству СПГ с увеличением мощностей производства к 2035 году в три раза от текущих значений дает возможность подготовить соответствующую транспортную инфраструктуру при нарастающих объемах производств в Арктическом регионе.

Одним из экономически перспективных и концептуальных направлений развития Арктики является создание особой экономической зоны с целью внедрения научного потенциала и апробации отечественных технологий нового поколения в промышленности, машиностроении, цифровизации.

В то же время освоение северных районов невозможно без экономически выгодных логистических цепочек движения грузовых потоков с учетом сложных климатических условий. Транспортный коридор Северного морского пути (СМП) является приоритетным потенциалом Арктической зоны [4]. Круглогодичная навигация по данному маршруту существенно сокращает время транспортировки грузов в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) по сравнению с Южным маршрутом. Основные грузовые потоки перевозок по СМП составляют СПГ, нефть, нефтепродукты, уголь, минеральные удобрения, небольшую долю в перевозках занимают строительные материалы и различное промышленное оборудование [5]. Таким образом, развитая инфраструктура прибрежной зоны северных районов является важным фактором обеспечения стабильности поставок энергоносителей на внутренние и внешние рынки.

Ключевым условием движения грузов в акватории СМП является наличие ледокольного, грузового и вспомогательного флота соответствующего класса для обеспечения безопасной навигации [6]. Одним из критериев для движения судов по СМП является ледовый класс судна. Для освоения Арктической зоны России и увеличения грузооборота был разработан ряд ключевых решений. В частности, сформирован перечень мероприятий по развитию судостроительной отрасли с учетом индикативных показателей освоения Арктики и СМП в целом на период до 2035 года [7].

Для круглогодичной навигации в акватории СМП необходим флот из ледоколов с ледовым классом не ниже Arc 7¹ для плавания под проводкой ледокола в зимне-весенний период с 1 декабря по 30 июня в определенных районах СМП с тяжелыми ледовыми условиями и самостоятельного плавания в период с 1 июля по 30 ноября вне зависимости от районов акватории СМП.

Крупнейшие судостроительные и проектные организации России получили заказы для приоритетной постройки газозовов, включая танкеры ледового класса под СПГ проекты Ямала [8]. На сегодняшний день, с учетом выполнения контрактных обязательств на судостроительных верфях, общее количество танкеров-газовозов в России к 2025 году должно составить 55 единиц (рис. 2), из них 21 газозов конвенционного типа (Conventional type), одно плавучее хранилище сжиженного природного газа, оснащенное судовой регазификационной установкой (FSRU)² и 33 ледокола класса Arc 7, приспособленных к плаванию в северных районах с минимальным ограничением по ледовым условиям [9]. Динамика строительства в предстоящие годы позволяет дать оценку развитию морских транспортных направлений в России как положительную, так, на конец 2023 года прирост судов-газовозов к общему количеству увеличен на 21,8 %, в 2024 – 2025 годах планируется увеличение на 23,6 %. Количество

¹ Arc7 (ЛУ7) – самостоятельное плавание в сплоченных 1-летних арктических льдах при их толщине до 1,4 м в зимне-весеннюю навигацию и до 1,7 м в летне-осеннюю при эпизодическом преодолении ледяных перемычек набегами. Плавание в канале за ледоколом в 1-летних арктических льдах толщиной до 2,0 м в зимне-весеннюю и до 3,2 м в летне-осеннюю навигацию.

² FSRU (Floating Storage Regasification Unit) – стационарный объект регазификации и хранения, стоящий на рейде или у причала и соединенный газопроводом с берегом.

судов ледокольного класса Arc 7 за период 2023-2025 годы увеличится на 120 % к общему количеству имеющихся судов данного типа.

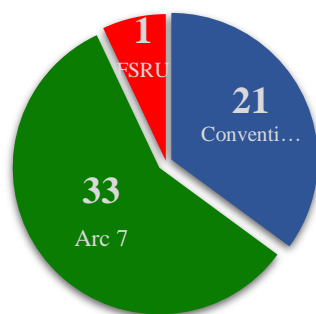


Рис. 2. Классификация и общее количество газозовов к 2025 году

Развитие СМП способствует формированию потребительского спроса Северных районов страны на экологически чистые энергоносители, развитию хозяйственной деятельности удаленных районов, строительству перевалочных портов, снижению транспортных расходов по доставке груза, открытию новых и увеличению существующих транспортных маршрутов по доставке СПГ в страны АТР.

1. Потребность в природном газе в Азиатско-тихоокеанском регионе. Суммарный объем чистого импорта природного газа поставленный в 2021 году в страны АТР составляет 446 млрд м³, в том числе 371,8 млрд м³ поставляется в виде СПГ. На рынок АТР поставляется 72% мирового импорта СПГ. При этом регион обладает высоким потенциалом к увеличению спроса на внешние поставки энергоносителя.

По данным отчета World LNG Report за 2022 год [10] крупнейшей страной – импортером природного газа в мире – стал Китай, закупающий на международном рынке 110 млрд м³, второй крупнейший импортер газа в АТР – Япония, импорт составил 101 млрд м³ (рис. 3).

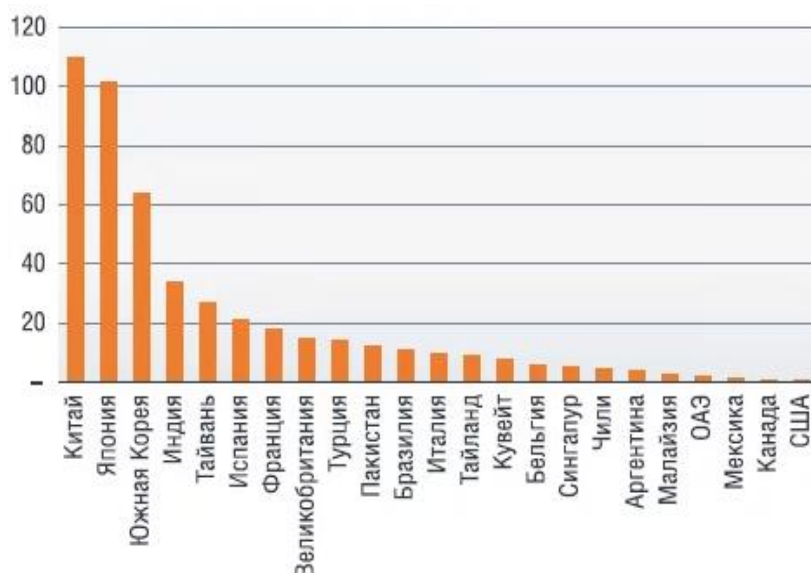


Рис. 3. Крупнейшие страны – импортеры природного газа, млрд м³

Южная Корея закупила на международном рынке 64 млрд м³ газа в виде СПГ. Основные поставщики СПГ в Южную Корею – Катар (25%), Австралия (20%), США (19%) и Малайзия (8%). Крупнейшими поставщиками СПГ в Японию является Австралия (36%), Малайзия (14%), Катар (12%) и Россия (7%). Поставки СПГ в Китай схожи с Японией, основные экспортеры в страну – Австралия (40%), Малайзия (11%), Катар (11%), на индонезийский и российский СПГ приходится только 6%.

Поставки газа в Японию и Южную Корею осуществляются только в форме СПГ, в то же время импортные поставки газа в Китай диверсифицированы как по направлениям поставок, так и по способам транспортировки – морской и газопроводный транспорт.

Правительство Китая ежегодно вводит ряд стимулирующих мер для компаний по улучшению качества воздуха, в том числе поощряя переход промышленных предприятий с угля на газ, тем самым импортные поставки газа в Китай будут неуклонно увеличиваться и, по предварительным прогнозам, составят:

- 160-170 млрд м³ к 2025 году;
- 220-240 млрд м³ к 2030 году;
- около 300 млрд м³ к 2035 году.

При растущем спросе на природный газ и существующими ограничениями по пропускной способности наземных газопроводов основной прирост поставок газа придется на СПГ. Понимая это, Китай ведет расширение действующей инфраструктуры по увеличению терминалов регазификации и приемных парков хранения СПГ. Так, в 2021 году прирост регазификационных мощностей в портах Китая составил 23 млрд м³ за счет расширения пяти и ввода в эксплуатацию двух новых терминалов по приему СПГ [11]. Совокупная мощность строящихся регазификационных терминалов в Китае составляет 63 млрд м³. Таким образом, в средне- и долгосрочной перспективе Китай будет выступать главным фактором роста рынка СПГ в АТР и в мире в целом.

При растущем спросе на газ со стороны АТР и Китая в частности Россия может войти в состав крупных импортеров СПГ Азиатского региона через поставки газа по СМП и плановом увеличении мощностей по производству СПГ.

2. Инфраструктура приемных терминалов стран-потребителей. В 2021 году в мире действовали около 142 терминалов по регазификации, из них 112 наземных и 30 морских терминалов [12]. Совокупная мощность по регазификации в мире составляла 901,9 млн тонн (1271,6 млрд м³) СПГ, увеличившись за год на 49,8 млн тонн (70,2 млрд м³). Среди существующих рынков СПГ новые терминалы начали функционировать в Индонезии, Кувейте и Мексике, в то время как Китай и Япония способствовали росту мощностей по регазификации и хранению.

Более половины мощностей и действующих терминалов СПГ находятся в странах АТР, так, на Японию приходится 39 терминалов общей мощностью 300 млн тонн в год, Южная Корея обладает 6-ю крупными терминалами мощностью 148,2 млн тонн, Китай – 21-м терминалом мощностью 131,9 млн тонн, Индия – 6-ю терминалами мощностью 47,5 млн тонн.

Крупнейшие терминалы регазификации с совокупной производительностью обратной газификации более 40 млн тонн (56,4 млрд м³) в год и резервуарным парком для хранения СПГ объемом 3436 млн тонн (4844,7 млрд м³) в эквиваленте природного газа находятся в Южной Корее (Pyeong-Taek LNG Terminal, Incheon LNG Terminal) и Японии (TEPCO Sodegaura LNG Terminal).

С целью выбора оптимального логистического маршрута поставки газа потребителю и сравнения стоимости трубопроводного и морского транспорта взята методика [13, 14] обоснования экономического преимущества доставки газа в Турцию, Китай и страны Европы. В приведенной методике рассматриваются один трубопроводный и один морской маршрут до каждой конечной точки. Автором предлагается расширить количество возможных маршрутов как наземным, так и морским транспортом в одном направлении для более объективного сопоставления полученных результатов, а также дополнить методику расчетом, объединяющую морской и наземный транспорт в единую цепочку поставки газа.

3. Методика расчета затрат на транспортировку газа. Для проведения сравнительного анализа различных транспортных маршрутов, а также консолидации маршрутов доставки энергоносителя предлагается сравнить трубопроводный транспорт компримированного природного газа (КПГ), морской транспорт СПГ по СМП, а также смешанный (комбинированный) вариант доставки энергоносителя с промежуточным изменением фазового состояния по пути следования. Расчеты сделаны на основании трех различных вариантов транспортировки газа в различных фазовых состояниях – КПГ, СПГ и СПГ-КПГ.

Конечным пунктом транспортного маршрута является Азиатско-тихоокеанский регион. По пути следования проложенных транспортных маршрутов предполагается подключение промышленных центров и газификация удаленных районов страны экспортера. С целью корректных расчетов транспортных цепочек экспорт газа осуществляется до существующих товарных приемо-сдаточных узлов Китайской народной республики, конечным пунктом является сухопутная граница страны импортера или морской порт, способный принять весь объем грузового танкера.

Методика расчета (1) себестоимости транспортировки природного газа основана на произведении удельной себестоимости прокачки газа и протяженности трубопровода:

$$E_{\text{pipe}} = \frac{R_{\text{pipe}}}{100} * C_{\text{pipe}}, \quad (1)$$

где E_{pipe} – стоимость затрат транспортировки по газопроводу; R_{pipe} – протяженность газопровода, км; C_{pipe} – затраты на прокачку по газопроводу, долл. за 1 тыс. м³ на 100 км.

В методике расчета (2) транспортировки 1 тыс. м³ газа по СМП судном арктического класса не учитываются потери СПГ при испарении из танков газовоза, движение газовоза рассматривается как дискретное событие, во избежание усложнения расчета показатель исключен:

$$E_{\text{lng}_1} = Lc + \frac{\left(\frac{R_{\text{lng}} * 2}{S} / 24 + 1\right) D_{\text{fr}}}{V}, \quad (2)$$

где E_{lng_1} – стоимость затрат транспортировки морским путем, долл.; Lc – затраты на сжижение 1 тыс. м³ природного газа, долл.; R_{lng} – протяженность морского пути, морская миля; S – скорость движения газовоза, морская миля в час; D_{fr} – суточная ставка фрахта газовоза, долл.; V – вместимость газовоза по объему СПГ, тыс. м³.

Стоимость регазификации не учитывается при сквозном движении судна в конечный пункт доставки, расчет отображает доставку СПГ с учетом сдачи груза в приемный парк хранения импортера в сжиженном состоянии.

В затратах на доставку СПГ газовозом учитывается возврат порожнего судна в порт отправления, включая сутки на погрузку и разгрузку, а при перевалке СПГ на судно конвенционного типа учитываются сутки перевалки на каждое судно.

Расчет с учетом перевалки СПГ с судна Arc 7 на судно класса Conventional выполняется по методике (3):

$$E_{\text{lng}_2} = Lc + \frac{\left(\frac{R_{\text{lng}}(\text{arc}7) * 2}{S} / 24 + 1\right) D_{\text{fr}}}{V} + Tr + \frac{\left(\frac{R_{\text{lng}}(\text{conv}) * 2}{S} / 24 + 1\right) D_{\text{fr}}}{V}, \quad (3)$$

где E_{lng_2} – затраты на транспортировку морским путем (с учетом перевалки), долл.; Lc – затраты на сжижение 1 тыс. м³ природного газа, долл.; R_{lng} – протяженность морского пути, морская миля; S – скорость движения газовоза, морская миля в час; D_{fr} – суточная ставка фрахта газовоза, долл.; V – вместимость газовоза по объему СПГ, тыс. м³; Tr – стоимость перевалки 1 тыс. м³ СПГ с газовоза ледового класса на газовоз конвенционного типа, долл.

Для оценки затрат на транспортировку при изменении фазового состояния газа СПГ-КПГ (морской транспорт – трубопроводный) по пути следования к потребителю автором предлагается методика расчета, учитывающая загрузку (товарного) экспортного газа в сжиженном

виде в танки газовоза с последующей регазификацией в порту приема и далее компримированием газа перед подачей в магистральный газопровод для транспортировки потребителю. Тем самым рассматривается объединение различных способов доставки в единый маршрут с изменением агрегатного состояния энергоносителя по пути следования:

$$El/p = Lc + \frac{(R_{lng} \cdot 2 / 24 + 1) D_{fr}}{V} + Gr + \left(P_c + \frac{R_{pipe} \cdot C_{pipe}}{100} \right), \quad (4)$$

где El/p – транспортные затраты с изменением фазового состояния по пути следования, долл./тыс. м³; Lc – стоимость сжижения за 1 тыс. м³ природного газа, долл.; R_{lng} – протяженность морского пути, морская миля; S – скорость движения газовоза, морская миля в час; D_{fr} – суточная ставка фрахта газовоза, долл.; V – вместимость газовоза по объему СПГ, тыс. м³; Gr – затраты на регазификацию, долл./тыс. м³; P_c – стоимость компримирования за 1 тыс. м³ природного газа, долл.; R_{pipe} – протяженность газопровода, км; C_{pipe} – стоимость прокачки по газопроводу, долл. за 1 тыс. м³ на 100 км.

В расчетах используются следующие коэффициенты для перевода единиц измерения: 1 тонна СПГ – 2,44 м³ СПГ – 1,41 тыс. м³ природного газа в свободном виде; 1 м³ СПГ – 600 м³ исходного газа; 35,08 ММВТЕ – 1 тыс. м³ газа; 1 морская миля 1,85 км [15].

В расчетах использованы следующие исходные данные: стоимость прокачки газа по газопроводам единой системы газоснабжения (ЕСГ) России составляет 5,5 долл. за 1 тыс. м³ на 100 км; стоимость прокачки 1 тыс. м³ природного газа на 100 км по трубопроводу «Сила Сибири» составляет порядка 6,3 долл. Расчет себестоимости транспортировки газа выполнен для Ямало-Ненецкого автономного округа: по трубопроводам – от Уренгойского НГКМ (УНГКМ); морским путем в виде СПГ – от месторождения Южно-Тамбейское ГКМ (ЮТГКМ).

Себестоимость сжижения 1 ММВту природного газа составляет 2,85 долл., 1 тыс. м³ – 99,97 долл. Себестоимость регазификации 1 ММВту составляет 0,44 долл., 1 тыс. м³ – 15,75 долл. Для доставки СПГ напрямую в страны АТР по Северному морскому пути используются газовозы арктического класса Arc7. Также рассмотрена перевалка СПГ с газовозов Arc7 на газовозы типа Conventional в портах страны-экспортера, или, при технической возможности, перевалка с судна на судно. Скорость движения газовоза Arc7 во льдах составляет 10 узлов, скорость движения газовозов обоих типов по чистой воде (в свободных от льда) – 18 узлов. Смешанное движение газовоза море-река принято в 10 узлов.

Вместимость газовоза Arc7 по объему СПГ составляет 172,6 тыс. м³ СПГ или 103,5 млн. м³ природного газа в свободном виде, вместимость газовоза Conventional – 145 тыс. м³ СПГ или 87 млн. м³ газа. Так как в расчетах приведена конечная себестоимость 1 тыс. м³, то при перегрузке с судна на судно не учитывается разность по тоннажу вместимости и остатки в танкерах судна, необходимые для поддержания работы хранилища танка от расхолаживания, а также потери от 0,15% в сутки от объема, перевозимого СПГ, данные считаются как погрешность.

Суточная средняя ставка фрахта газовоза Arc7 составляет 140 тыс. долл., газовоза Conventional – 63,5 тыс. долл. [16, 17]. Стоимость перевалки 1 тыс. м³ природного газа в порту взята 5,2 долл. В расчетах не учитывается проводка ледоколом в период тяжелых ледовых условий на основании критерия допуска судна класса Arc7 к самостоятельному плаванию с 01 июля по 30 ноября.

4. Транспортная схема. Рассмотрены следующие маршруты поставок природного газа потребителю:

1. Маршрут поставки газа с Уренгойского НГКМ трубопроводным транспортом выглядит следующим образом: осушенный и подготовленный к транспорту газ после компримирования подается в систему существующих газопроводов ЕСГ и далее с подключением к вероятной

системе газопроводов проектируемой магистрали «Сила Сибири 2» или с подключением к существующему магистральному газопроводу «Сила Сибири» (рисунок 4).

2. Маршрут поставок СПГ с п-ова Ямал по Северному морскому пути. Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до крупнейшего регазификационного СПГ терминала Китая – Tangshan LNG, расположенного в логистическом парке порта Цаофэйдянь г. Таншаня провинции Хэбэй – 6263,5 морских миль (11 600 км). Перевалка груза с судов арктического класса на газовозы конвекционального типа может осуществляться в портах города Певек или Анадырь Чукотского автономного округа [18, 19].

3. Маршрут транспортировки природного газа с п-ова Ямал с изменением фазового состояния с СПГ на КПГ при регазификации в порте г. Якутск или пос. Олёкминск Республики Саха (Якутия) с последующим компримированием газа на компрессорной станции и подачей в магистральный газопровод «Сила Сибири».

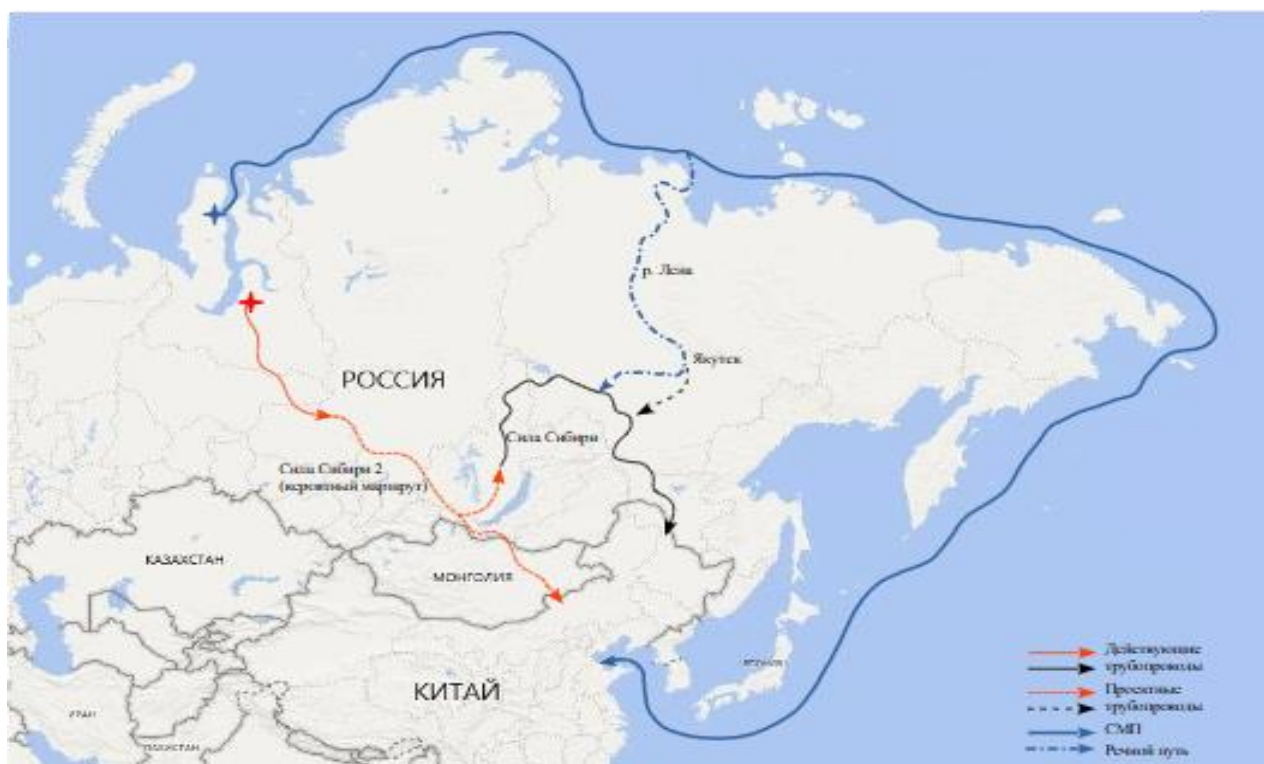


Рис. 4. Маршрутная схема поставки газа

5. Результаты расчетов. На основании приведенных коэффициентов и исходных данных были рассчитаны затраты на трубопроводную (E_{pipeline}), морскую (E_{ing}) и мультимодальную ($E_{1/g}$) транспортировку 1 тыс. м³ природного газа, результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчета затрат на доставку газа в зависимости от маршрутного коридора

Маршрут поставки	Затраты на транспортировку (E), долл./тыс.м ³	Протяженность пути, км
Трубопроводный транспорт	УНГКМ – Китай (проектный маршрут газопровода до действующего газопровода «Сила Сибири»)	196,1
	УНГКМ – Монголия – Китай (проектный маршрут газопровода «Сила Сибири 2»)	163,2

Морской транспорт	ЮТГК – СМП– Китай (судно Arc7)	141,8	11600
	ЮТГК – СМП Китай (перевалка груза Arc7 – Conventional)	123,8	12710
Смешанный (морской/ трубопроводный)	ЮТГК – СМП – Якутия – Китай (судно Arc7 – действующий газопровод «Сила Сибири»)	240,2	6258

Затраты на транспортировку газа с Уренгойского НГКМ по территории России с подключением к действующему магистральному газопроводу «Сила Сибири» составляют 196,1 долл./тыс. м³. Транспортный маршрут, проложенный по территории России через территорию Монголии по проектируемому газопроводу «Сила Сибири 2», характеризуется затратами 163,2 долл./тыс. м³. Себестоимость поставки 1 тыс. м³ морским путем по СМП с конечной точкой в порту г. Таньшань, Китай составляет 141,8 долл./тыс. м³ и 123,8 долл./тыс. м³ при перевалке груза с судна класса Arc7 на газовоз общего назначения соответственно.

Доставка газа потребителю по маршруту СМП с заходом через устье реки Лена до г. Якутск или пос. Олекминск, находящегося выше течения реки, с последующей регазификацией и компримированием газа на действующих компрессорных станциях магистрального газопровода «Сила Сибири» КС-3 или КС-2 соответственно, составит 240,2 долл./тыс. м³.

Необходимо отметить, что данные расчеты приведены на единичный случай поставки 1 тыс. м³ газа. Прогнозируя газоснабжения субъектов или экспортные поставки длительного периода, необходимо учитывать различные факторы, касающиеся объемов добычи газа с учетом падающих дебетов существующих месторождений и запуском новых проектов добычных кластеров, а также допустимые транспортные мощности с учетом отбора газа из магистральной сети и/или увеличения объемов прокачки по пути следования к конечному потребителю в зависимости от пропускной способности газопровода. При поставках морским транспортом необходимо предусматривать ограничения по объемам грузовых отсеков танкера, наличие соответствующего флота, сезонные условия и время движения судна до потребителя, в отличие от трубопроводной поставки, которая менее подвержена корреляции время-объем при правильно заложенных проектных решениях. Таким образом, в дальнейших исследованиях имеет смысл рассмотреть интегрированные, неконкурирующие маршруты трубопроводного-морского транспорта газа с учетом развития инфраструктуры прибрежных зон и газификации удаленных северных районов.

6. Оптимизация транспортной системы. При решении задач по оптимизации логистических маршрутов, перспективному планированию, развитию и расширению транспортной системы необходимо рассмотреть множество сопутствующих задач, тесно связанных с распределением потоков в зависимости от мощностей трубопроводной системы, сезонными условиями доставки груза морским транспортом, пиковым/сезонным спросом и т. д.

Основным методологическим инструментом при рассмотрении поставленных задач является линейное программирование. Результатом оптимизации транспортной системы при дальнейших исследованиях является нахождение более оптимального маршрута при снижении издержек по доставке конечного продукта потребителю. Для этих целей может быть применена теория потокового программирования, которая обширно освещена в ходе научных исследований, анализирующих как сам процесс моделирования различных задач, так и используемые методы и алгоритмы [20].

Одним из основных методов решения задач линейного программирования является симплекс-метод [21]. Данный метод представляет собой итеративную процедуру решения задач

линейного программирования, что во многом упрощает, а в большинстве случаев составляет основу для анализа искомым данным.

Заключение. Сравнительный анализ себестоимости транспортировки природного газа с месторождений Арктического региона различными маршрутами продемонстрировал высокую конкурентоспособность доставки энергоносителей в форме СПГ по СМП. Развитие экономической деятельности России в Арктике во многом зависит от возросшего технологического, транспортного и инфраструктурного потенциала региона. Это включает в себя не только порты, ледокольный флот, поисково-спасательные и экологические службы, автомобильные и железные дороги, но и передовые технологии, направленные на развитие производства. Следовательно, развитие Северного морского пути может стать одним из основных драйверов формирования транспортной системы Арктической зоны, что потребует решения следующих задач:

1. Разработка маршрутов с перевалочными терминалами, обеспечивающие круглогодичные грузопотоки по Северному морскому пути.
2. Построение математических моделей и алгоритмов с целью выявления наиболее оптимальных транспортных маршрутов и удовлетворения спроса потребителей.
3. Расширение возможности судоходства по каналам и бассейну рек Арктической зоны, включая проведение дноуглубительных, берегоукрепительных работ, строительство и обустройство действующих портов и портопунктов.
4. Внедрение общих стратегий, для создания новой морской инфраструктуры вдоль СМП, позволяющей управлять высокими операционными рисками и обеспечивающей надежные цепочки поставок груза.

Список источников

1. Иванов В.Л. Восточно-арктический шельф России ждет своих исследователей / В.Л. Иванов // Горный журнал, 2015. – № 3. – С. 71-76.
2. Краснов О.С. Геолого-экономические проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа / О.С. Краснов, В.И. Назаров, О.М. Прищепа и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2013. – Т. 6. – № 1. – С. 12–18.
3. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р «Об утверждении долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации».
4. Makarova I., Gubacheva L., Makarov D., Buyvol P. Economic and environmental aspects of the development possibilities for the northern sea route. *Transportation research procedia*, 2021, vol. 57, pp. 347-355.
5. World Energy Outlook 2022. Available at: https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/10/IEA-World-Energy-Outlook-2022-2022_10.pdf (accessed: 07/05/2023).
6. Степанов Н.С. Арктика и развитие Северного морского пути в институциональной модернизации экономики России / Н.С. Степанов // Федерализм, 2019. – № 1. – С. 5-23.
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 18.09.2020 № 1487 «Об утверждении Правил плавания в акватории Северного морского пути» (с изменениями на 19 сентября 2022 года).
8. Информационное агентство Neftegaz.RU. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/686478-obnovlenie-arkticheskogo-flota/> (дата обращения: 19.07.2023).
9. Информационное агентство Neftegaz.RU. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/733414-karta-rossiyskoj-spg-otrasli-2022/> (дата обращения 19.07.2023).
10. IGU World LNG Report 2022, available at: <https://maritimecyprus.com/wp-content/uploads/2022/08/World-LNG-Report2022.pdf> (accessed: 09/05/2023).
11. The Oxford Institute for energy studies, March 2022. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/03/OEF-131.pdf> (accessed 09/14/2023).
12. Информационное агентство Neftegaz.RU. Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya/> (accessed 09/14/2023).
13. Козьменко С.Ю. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки Арктического природного газа в виде СПГ / С.Ю. Козьменко, В.А. Маслобоев, Д.А. Матвишин // Записки Горного института. Геоэкономика и менеджмент, 2018. – Т. 233. – С. 554-560.

14. Бородин В.С. Экономическое преимущество использования СМП как главного трансарктического маршрута сбыта СПГ в страны АТР и ЕС / Бородин В.С., Гришно М.А. // Международный научно-исследовательский журнал. – Российский университет дружбы народов, Москва, Россия, 2021. – № 6 (108). – Ч. 5.
15. Statistical review of world energy 2022. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (accessed: 06/14/2023).
16. The Oxford Institute for energy studies, November 2019, ISBN: 978-1-78467-150-1, DOI: 10.26889/9781784671501, available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/11/Russian-LNG-Becoming-a-Global-Force-NG-154.pdf>.
17. Информационное агентство Neftegaz.RU. – URL: <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizheny-prirodny-gaz/704007-stoimost-frakhta-tankerov-gazovozov-spg-vyrosla-bolee-chem-v-2-raza-/?ysclid=lldbrw1b5777088102> (дата обращения: 30.06.2023).
18. Третий том серии Арктических исследований подготовлен рабочей группой «Энергия Арктики» Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, сформировавшейся из выпускников Энергетической летней школы СКОЛКОВО-2018, и посвящен развитию Северного Морского Пути (СМП), логистике и флоту. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_Arctic_Vol3.pdf (дата обращения: 10.05.2023).
19. Боброва В.А. Роль Северного Морского пути в развитии регионов Арктической Зоны России / В.А. Боброва // Вектор Экономики, 2020. – № 6. – URL: <http://www.vectoreconomy.ru/images/publications/2020/6/regionaleconomy/Bobrova.pdf> (дата обращения: 23.06.2023).
20. Юдин Д.Б. Линейное программирование / Д.Б. Юдин, Е.Г. Гольштейн. – М.: Наука, 1969. – 424 с.
21. Габасов Р. Методы линейного программирования / Р. Габасов, Ф.М. Кириллова. – Минск: БГУ, 1977. – 176 с.

Боровинский Даниил Игоревич. Аспирант Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, ведущий инженер ООО «Газпром добыча Иркутск». Наименование исследований: Исследование развития газо-снабжающей системы Северных месторождений Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока. AuthorID: 1214990, SPIN: 6594-9119, BorovinskyDI@irkutsk-dobycha.gazprom.ru.

UDC 621.6:629.124

DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.012

Analysis of the development of pipeline and sea transport of natural gas from the Arctic region

Daniil I. Borovinskii

Melentiev energy systems institute SB RAS,

Russia, Irkutsk, BorovinskyDI@irkutsk-dobycha.gazprom.ru

Abstract. The article discusses the logistics transport routes for the supply of natural gas from Arctic region located on the shelf of the northern seas and the Yamal Peninsula. The description of the development of the transport network is given with the results of a comparative calculation of the unit cost of transporting gas in different phase states along different transport routes. The purpose of the study is to consider possible options for the delivery of hydrocarbon raw materials to the consumer with the lowest transport costs. The considered transport routes and the obtained preliminary data are applicable to solving linear programming problems. Schematically shows the supply of natural gas to consumers from the northern fields through the pipeline system in a compressed state and by sea in liquefied form. The fields of the western part of the Yamal Peninsula and the Nadym-Pur-Taz region are part of a single gas supply system, the fields of the eastern part of the Yamal Peninsula, the shelf and the western part of the Gydan Peninsula are removed from the existing gas infrastructure, which significantly complicates the monetization of finished products. Due to the close connection of the Arctic regions with the Arctic Ocean, shipping by sea is becoming an integral part of the development of offshore and coastal fields. Climatic conditions and underdeveloped infrastructure require a detailed study of possible transport routes, taking into account the reliability of the equipment involved in transport chains and the financial component of the relevant investment projects. In order to identify the optimal directions of gas supplies from an economic point of

view, various route options are considered, including with a change in the phase state of the energy carrier. The author considers the integrated gas delivery route to the consumer, combining marine and pipeline gas transportation, suggests new supply routes, shows the methodology for preparing initial information, and performs calculations for existing, project and possible transport directions.

Keywords: gas supply to the consumer, transport routes, Northern Sea Route, icebreaker fleet, LNG transportation, mathematical modeling

Reference

1. Ivanov V.L. Vostochno-arkticheskiy shel'f Rossii zhdet svoikh issledovateley [The Eastern Arctic shelf of Russia is waiting for its researchers]. *Gornyy zhurnal* [Mining Journal], 2015, no. 3, pp. 71-76.
2. Krasnov O.S., Nazarov V.I., Prishchepa O.M. and others *Geologo-ekonomicheskiye problemy vosproizvodstva mineral'no-syr'yevoy bazy nefti i gaza* [Geological and economic problems of reproduction of the mineral resource base of oil and gas]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2013, vol. 6, no. 1, pp. 12-18.
3. Rasporyazheniye Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 16 marta 2021 g. № 640-r «Ob utverzhdenii dolgosrochnoy programmy razvitiya proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza v Rossiyskoy Federatsii» [Decree of the Government of the Russian Federation no. 640-r dated March 16, 2021 "On approval of a long-term Program for the development of liquefied natural gas production in the Russian Federation»].
4. Makarova I., Gubacheva L., Makarov D., Buyvol P. Economic and environmental aspects of the development possibilities for the northern sea route. *Transportation research procedia*, 2021, vol. 57, pp. 347-355.
5. World Energy Outlook 2022. Available at: https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/10/IEA-World-Energy-Outlook-2022-2022_10.pdf (accessed: 07/05/2023).
6. Stepanov N. S. Arktika i razvitiye Severnogo morskogo puti v institutsional'noy modernizatsii ekonomiki Rossii [The Arctic and the development of the Northern Sea Route in the institutional modernization of the Russian economy]. *Federalizm* [Federalism], 2019, no. 1, pp. 5-23.
7. Postanovleniye Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 18.09.2020 № 1487 "Ob utverzhdenii Pravil plavaniya v akvatorii Severnogo morskogo puti" [Decree of the Government of the Russian Federation no. 1487 dated 18.09.2020 "On Approval of the Rules of Navigation in the Waters of the Northern Sea Route"], (as amended on September 19, 2022).
8. Informatsionnoye agentstvo Neftegaz.RU [Information agency Neftegaz.RU]. Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/686478-obnovlenie-arkticheskogo-flota>, (accessed: 07/19/2023).
9. Informatsionnoye agentstvo Neftegaz.RU [Information agency Neftegaz.RU]. Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/733414-karta-rossiyskoy-spg-otrasli-2022/>, (accessed: 07/19/2023).
10. IGU World LNG Report 2022, available at: <https://maritimecyprus.com/wp-content/uploads/2022/08/World-LNG-Report2022.pdf> (accessed: 09/05/2023).
11. The Oxford Institute for energy studies, March 2022. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/03/OEF-131.pdf>. (accessed: 09/14/2023).
12. Informatsionnoye agentstvo Neftegaz.RU [Information agency Neftegaz.RU]. Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya> (accessed: 09/14/2023).
13. Kozmenko S.Yu., Masloboev V.A., Matviishin D.A. Obosnovaniye ekonomicheskogo preimushchestva morskoy transportirovki Arkticheskogo prirodnogo gaza v vide SPG [Justification of the economic advantages of sea transportation of Arctic natural gas in the form of LNG], *Zapiski Gornogo instituta. Geoekonomika i menedzhment* [Notes of the Mining Institute. Geo-economics and management], 2018, vol. 233, pp. 554-560.
14. Borodkin V.S., Grikhno M.A. Ekonomicheskoye preimushchestvo ispol'zovaniya SMP kak glavnogo transarkticheskogo marshruta sbyta SPG v strany ATR i YES [On the economic advantage of using the Northern sea route as the main trans-arctic route for the supply of liquefied natural gas to the Asia-Pacific and the EU], *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal* [International scientific research journal], Rossiyskiy universitet druzhby narodov [Peoples Friendship University of Russia], Moscow, Russia, 2021, no. 6 (108), part 5.
15. Statistical review of world energy 2022. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (accessed: 06/14/2023).
16. The Oxford Institute for energy studies, November 2019. ISBN: 978-1-78467-150-1, DOI:10.26889/9781784671501, available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/11/Russian-LNG-Becoming-a-Global-Force-NG-154.pdf>.

17. Informatsionnoye agentstvo Neftegaz.RU [Information agency Neftegaz.RU]. Available at: <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhennyu-prirodnyu-gaz/704007-stoimost-frakhta-tankerov-gazovozov-spg-vyroslo-bolee-chem-v-2-raza-/?ysclid=lldbrw1b5777088102> (accessed: 06/30/2023).
18. Tretiy tom serii Arkticheskikh issledovaniy podgotovlen rabochey gruppoy «Energiya Arktiki» Tsentra energetiki Moskovskoy shkoly upravleniya SKOLKOVO, sformirovavsheysya iz vypusnikov Energeticheskoy letney shkoly SKOLKOVO-2018, i posvyashchen razvitiyu Severnogo Morskogo Puti (SMP), logistike i flout [The third volume of the Arctic Research series was prepared by the working group "Arctic Energy" of the Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO, formed from graduates of the Energy Summer School SKOLKOVO-2018, and is dedicated to the development of the Northern Sea Route (NSR), logistics and fleet]. Available at: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_Arctic_Vol3.pdf (accessed: 05/10/2023).
19. Bobrova V.A. Rol' Severnogo Morskogo puti v razvitii regionov Arkticheskoy Zony Rossii [The role of the Northern Sea Route in the development of the regions of the Arctic Zone of Russia]. Vektor Ekonomiki [Vector of Economics], 2020, no. 6, UDC 332.1, available at: <http://www.vectoreconomy.ru/images/publications/2020/6/regionaleconomy/Bobrova.pdf> (accessed: 06/23/2023).
20. Yudin D.B., Gol'shteyn E.G. Lineynoye programmirovaniye [Linear programming], Nauka [Science], 1969, p. 424.
21. Gabasov R., Kirillova F.M. Metody lineynogo programmirovaniya [Methods of linear programming], Minsk, BSU, 1977, p. 176.

Daniil Igorevich Borovinskii. *PhD student, Melentiev energy systems institute siberian branch of the Russian Academy of Sciences, AuthorID: 1214990, SPIN: 6594-9119, BorovinskyDI@irkutsk-dobycha.gazprom.ru.*

Статья поступила в редакцию 06.10.2023; одобрена после рецензирования 14.02.2024; принята к публикации 13.03.2024.

The article was submitted 10/06/2023; approved after reviewing 02/14/2024; accepted for publication 03/13/2024.