УДК 332.1+ 338.47+330.15

ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРЕИМУЩЕСТВА МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ АРКТИЧЕСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В ВИДЕ СПГ

С.Ю.КОЗЬМЕНКО¹, В.А. МАСЛОБОВЕВ², Д.А.МАТВИИШИН¹

¹ Мурманский государственный технический университет, Мурманск, Россия

² Федеральный исследовательский центр «Кольский научный центр РАН», Апатиты, Россия

Российская Арктика является крупнейшим экспортером отечественного природного газа, что приносит федеральному бюджету весомую долю доходов. Подавляющие объемы добываемого арктического природного газа транспортируются по трубопроводам в единственном направлении – в страны Европы. Из-за ряда причин ЕС ведет планомерную работу по сокращению зависимости от российского природного газа, в том числе путем увеличения импорта сжиженного природного газа (СПГ). Это происходит на фоне процесса переориентации мировых рынков природного газа с трубопроводного газа на сжиженный. Очевидное решение – увеличение производства СПГ в Российской Арктике с последующей транспортировкой морским путем. Учитывая удаленность арктических месторождений от основных рынков сбыта, требуется выполнение сравнительного анализа себестоимости транспортировки газа по трубопроводам и морским путем в виде СПГ.

Авторами разработана методика определения себестоимости трубопроводной и морской транспортировки газа в сопоставимых условиях. Выполнены расчеты себестоимости транспортировки газа при доставке в Германию, Италию, Турцию и Китай. В результате анализа выявлено, что морская доставка 1 тыс. м³ дешевле трубопроводной по всем рассмотренным маршрутам в среднем на 106,30 дол. (–40,2 %). Расчеты подтверждают наличие экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ на ключевые существующие и перспективные рынки сбыта природного газа. Этим обосновывается необходимость рациональной замены трубопроводного газа сжиженным на рынках стран Европы (особенно Южной, где конкурентоспособность СПГ выше) и увеличение экспорта сжиженного природного газа в страны АТР. Предлагаемые меры позволят сократить себестоимость морской транспортировки природного газа в виде СПГ, что значительно повысит конкурентоспособность арктического природного газа на мировом и региональных рынках природного газа.

Ключевые слова: Арктика; природный газ; СПГ; стоимость транспортировки; арктические СПГ-проекты

Как цитировать эту статью: 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. 2018. Т. 233. С. 554-560. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.554

Введение. Российская Арктика богата полезными ископаемыми, среди которых особенно выделяются углеводородные ресурсы. Запасы нефти, природного газа, газового конденсата и каменного угля во всей Арктике оценены в размере 646 млрд б.н.э. (баррелей нефтяного эквивалента), в том числе 233 млрд б.н.э. разведанных и ориентировочно 413 млрд б.н.э. неразведанных. Это порядка 1/5 от общего объема мировых запасов углеводородных ресурсов, причем природный газ в структуре этих запасов занимает наибольшую часть и составляет 73,8 % от общего объема. В пределах российского арктического пространства локализовано около 17 % всей арктической нефти и 70 % всего арктического природного газа [11, с. 61-63].

Нефтегазовые доходы федерального бюджета Российской Федерации составляют (2017) 39,58 % от общего объема доходов [8, с. 269-271]. При этом в Российской Арктике добывается около 17 % нефти и более 85 % природного газа от общего объема отечественной добычи. При этом освоение ресурсов нефти и газа активно переносится в акваторию арктического континентального шельфа и становится важнейшей составляющей стратегии морской деятельности России в Арктике в аспекте развития рационального недропользования и освоения морских ресурсов арктического континентального шельфа [9, с. 62].

Основная доля арктического природного газа на сегодняшний день доставляется потребителям с использованием трубопроводного транспорта, причем в единственном, традиционном со времен газопровода «Союз» направлении – в страны Европы. Однако в целом на рынках стран ЕС рост спроса на природный газ практически отсутствует как в последние десятилетия, так и не ожидается в долгосрочной перспективе (потребление в 2001 г. – 475,5 млрд м³, в 2016 г. – 480,7 млрд м³, в 2040 г. – 510 млрд м³).

Более того, на этом фоне происходит снижение доли арктического природного газа в газовом импорте европейских стран, поскольку Европейский Союз, заявляя о необходимости обеспечения энергетической безопасности стран-членов, проводит политику диверсификации поставщиков природного газа, в том числе путем поиска альтернативы российскому природному газу, с целью

устранить геополитический характер использования национальных трубопроводных газотранспортных систем. Результатом принимаемых ЕС мер стало сокращение доли российского природного газа в общем объеме импорта стран Европы с 41 до 35 % за период с 2001 по 2016 гг.

В то же время, около 50 % европейского потребления газа покрываются импортом, 4/5 объема которого обеспечивается «большой четверкой» – ПАО «Газпром» (Россия), Statoil ASA (Норвегия), Sonatrach (Алжир) и N.V.Nederlandse Gasunie (Нидерланды) [13, с. 96]. Таким образом, несмотря на сохранение значительной зависимости стран ЕС от импортного природного газа, происходит перераспределение объемов поставок между поставщиками не в пользу России. При этом сегодня главной альтернативой трубопроводному газу становится инновационный сжиженный природный газ (СПГ) [2, с. 73-82].

Общемировое потребление сжиженного природного газа растет примерно на 6 % ежегодно, в то время как трубопроводного газа – только на 2,4 % в год; доля СПГ в потреблении природного газа в энергетике уже составляет 10 % [3, с. 49]. Доля СПГ в общемировом экспорте постоянно растет и составляет уже 32 % – 346,6 млрд м³ природного газа из общего объема в 1 084,1 млрд м³ (данные 2016 г.). Тенденция замещения трубопроводного природного газа сжиженным отчетливо прослеживается в последние годы. Сохранение этой тенденции ожидается в долгосрочной перспективе (до 2040 г.) [5, с. 69-77].

Таким образом, экономическая привлекательность трубопроводного газа по сравнению с СПГ снижается. Это выражается и в утрате экономического значения так называемой groningenской модели ценообразования [14, с. 31], которая предполагает реализацию природного газа исключительно в рамках долгосрочных контрактов. Соответственно, бывшее инновационное значение теряют как сам трубопроводный газ, так и порядок определения контрактной цены, которая рассчитывается по так называемой «роттердамской формуле» в соответствии с котировками Роттердамской биржи (FOB ARA Barges). Торговля СПГ, изначально начавшаяся также в рамках долгосрочных контрактов, сегодня значительно изменяется, поскольку растет объем спотовой торговли СПГ на специализированных газовых биржах – хабах. Это ведет к становлению СПГ в качестве самостоятельного глобального продукта [12, с. 57-67].

На этом фоне в Российской Арктике ПАО «НОВАТЭК» реализует крупные СПГ-проекты: «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2». Следует особо подчеркнуть, что реализация крупных инфраструктурных проектов в нефтегазовой сфере окажет положительное влияние на социально-экономическое развитие арктических регионов [например, 10, с. 275-279].

В рамках проекта «Ямал СПГ», ресурсной базой которого является Южно-Тамбейское месторождение, на западном берегу Обской губы построен п. Сабетта, рядом с которым размещен завод по сжижению природного газа. Введена в эксплуатацию первая очередь завода мощностью 5,5 млн т, отгрузки газа на газозовы арктического класса Arc7 [1, с. 55] ведутся с конца 2017 г. После ввода в эксплуатацию второй, третьей и четвертой очередей в 2018-2020 гг. общая мощность проекта достигнет 17,5 млн т СПГ. Отгрузки СПГ ведутся в страны Европы и АТР, с апреля 2018 г. – в рамках долгосрочных контрактов.

Проект «Арктик СПГ-2», реализуемый на базе Салмановского (Утреннего) месторождения, предполагает строительство СПГ-завода общей мощностью 16,5-18 млн т с запуском линий в 2022-2025 гг. Главным отличием проекта от предыдущего станет концепция размещения линий СПГ-завода на плавучих железобетонных платформах гравитационного типа, для строительства которых в Кольском заливе создаются четыре искусственных острова [7].

Таким образом, с учетом реализации указанных проектов, к 2025 г. общий объем производства арктического СПГ достигнет 35,5 млн т (почти 14 % от объема торговли СПГ в 2016 г.). В то же время, учитывая удаленность арктических месторождений от основных потребителей, реализация арктических СПГ-проектов требует обоснования экономического преимущества морской транспортировки газа в виде СПГ в сравнении с традиционной трубопроводной доставкой.

Методология исследования. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки газа в виде СПГ заключается в выполнении сравнительного анализа себестоимости транспортировки 1 тыс. м³ природного газа от арктических месторождений крупнейшего газодобычного региона страны (Ямальская, Надым-Пурская и Пур-Тазовская нефтегазоносные области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [6, с. 15-18]) до ключевых сегодняшних и потенциальных потребителей российского природного газа.

Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке по трубопроводам рассчитывается по формуле:

$$CP_{\text{pipeline}} = \frac{E_{\text{pipeline}}}{100} r,$$

где CP_{pipeline} – себестоимость транспортировки 1 тыс.м³ природного газа по трубопроводу, дол.; E_{pipeline} – протяженность трубопроводов для выбранного маршрута, км; r – средняя стоимость прокачки природного газа по трубопроводам для выбранного маршрута, дол. за 1 тыс. м³ на 100 км.

При расчете себестоимости доставки природного газа по трубопроводам конечным пунктом доставки принимается граница страны-потребителя газа.

Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке морским путем в виде СПГ рассчитывается по формуле

$$CP_{\text{lng}} = L + \frac{\left(\frac{E \ln g \cdot 2}{S/24} + 1 \right) dfr}{C} + \frac{GTit}{C} \cdot 2 + Tr + P,$$

где CP_{lng} – себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке морским путем в виде СПГ, дол.; L – стоимость сжижения 1 тыс. м³ природного газа, дол.; $E \ln g$ – протяженность морского маршрута, морские мили (nm); S – скорость движения газовоза, узлы; dfr – суточная ставка фрахта газовоза, дол.; C – вместимость газовоза по объему СПГ, тыс. м³; GT – валовая вместимость газовоза; it – тариф ледокольной проводки судна за единицу валовой вместимости судна, дол.; Tr – стоимость перевалки 1 тыс. м³ СПГ с газовоза ледового класса на газовоз конвенционного типа (если применимо), дол.; P – стоимость прохода газовоза через Суэцкий канал в расчете на 1 тыс. м³ СПГ (если применимо), дол.

Дискуссия и результаты. При расчете себестоимости доставки природного газа морским путем в виде СПГ конечным пунктом доставки принимается порт отгрузки СПГ, в котором расположен регазификационный терминал (поставка на условиях CIF). В себестоимости доставки природного газа морским путем в виде СПГ учитывается круговой рейс судна (т.е. с учетом возврата в первоначальный порт на следующую погрузку), включая сутки, отведенные на погрузку или разгрузку СПГ.

В расчетах используются следующие коэффициенты для перевода единиц измерения: 1 т СПГ = 1,38 тыс. м³ природного газа в свободном виде; 1 м³ СПГ = 572,6 м³ природного газа в свободном виде; 1 MMBtu = 35,99 тыс. м³ природного газа в свободном виде.

Авторами разработаны формулы с учетом особенностей математического моделирования систем добычи и транспорта природного газа в Арктической зоне России [4, с. 705-716] для расчета себестоимости транспортировки природного газа при его доставке по трубопроводам и морским путем в виде СПГ. Рассчитаем такую себестоимость для выбранных маршрутов: в страны Северной Европы (на примере Германии), в страны Южной Европы (на примере Италии и Турции) и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (на примере Китая). Выбор государств обусловлен возможностью сравнения себестоимости доставки обоими видами транспорта при сопоставимости маршрутов.

В расчетах использованы следующие исходные данные. В зависимости от территории, по которой пролегает трубопровод, примеряются различные средние стоимости прокачка газа. Средняя стоимость прокачки газа по газопроводам ЕСГ России и по территории стран-транзитеров составляет 5,5 дол. за 1 тыс. м³ на 100 км; по территории Бельгии, Германии, Словакии и Австрии – 2,5 дол. за 1 тыс. м³ на 100 км; по территории Китая – 2,0 дол. за 1 тыс. м³ на 100 км.

Себестоимость сжижения 1 MMBtu природного газа составляет 2,85 дол., 1 тыс. м³ – 102,57 дол. Стоимость регазификации составляет 15 дол. Для доставки СПГ в страны Северной Европы и напрямую в страны АТР по Северному морскому пути используются газовозы арктического класса Arc7. Для последующей доставки в страны Южной Европы и страны АТР по «южному» маршруту через Суэцкий канал используются газовозы конвенционного типа Conventional без ледового класса; перевалка СПГ с газовозов Arc7 на газовозы Conventional выполняется в порту Зебрюгге. Скорость движения газовоза Arc7 во льдах (Карское море в зимне-весенний

период, остальные арктические моря в летне-осенний период в тяжелых ледовых условиях) составляет 10 узлов, а скорость движения газозовов обоих типов по чистой воде (в свободных от льда водах) – 18 узлов.

Вместимость газозова Arc7 по объему СПГ составляет 172,6 тыс. м³ СПГ (98 830,76 тыс. м³ природного газа в свободном виде), а газозова Conventional – 145 тыс. м³ СПГ (83 027 тыс. м³). Суточная ставка фрахта газозова Arc7 составляет 110 тыс. дол., газозова Conventional – 33,5 тыс. дол. Стоимость перевалки 1 тыс. м³ природного газа в порту Зебрюгге составляет 4,6 дол.; стоимость прохода газозова по Суэцкому каналу (в обе стороны) – 6,37 дол. за 1 тыс. м³ свободно природного газа или около 9 дол. за 1 т СПГ.

При движении газозова Arc7 в Карском море в зимне-весенний период и в остальных арктических морях в летне-осенний период в тяжелых ледовых условиях ему необходима ледокольная проводка. Стоимость ледокольной проводки рассчитывается, исходя из валовой вместимости газозова (128 806 ед.) и тарифа ледокольной проводки судна за единицу валовой вместимости: 5,42 дол. для Карского моря в зимне-весенний период, 4,38 дол. для остальных арктических морей в летне-осенний период.

Расчет себестоимости транспортировки газа по трубопроводам выполнен от месторождений Бованенковское НГК и Уренгойское НГК, а себестоимости транспортировки газа морским путем в виде СПГ – от месторождения Южно-Тамбейское ГК. Для сопоставления рассчитанной по маршрутам себестоимости транспортировки газа каждым из видов транспорта при расчете средних значений учтены дополнительные расходы на транспортировку природного газа между месторождениями: по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ – Бованенковское НГКМ» (общая протяженность 170 км) эти расходы составляют 9,35 дол., а по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ – Уренгойское НГКМ» (760 км) – 41,8 дол. Сравнение себестоимости трубопроводной (CP_{pipeline}) и морской (CP_{lng}) транспортировки 1 тыс. м³ природного газа с Южно-Тамбейского ГКМ (ЮТГМК) по основным маршрутам представлено в таблице.

Сравнение стоимости трубопроводной и морской транспортировки природного газа (дол./тыс. м³)

Маршрут транспортировки	Трубопроводная транспортировка		Морская транспортировка	
	Протяженность, км (средняя)	CP _{pipeline} (средняя)	Протяженность, км	CP _{lng}
ЮТГМК – Германия	4270	235,84	4700	152,98
ЮТГМК – Италия	5570	279,38	8840	152,06
ЮТГМК – Турция	5720	293,95	10330	153,56
ЮТГМК – Китай, через Суэцкий канал	7370	247,60*	24000	165,0
ЮТГМК – Китай, через Северный морской путь	7370	247,60*	11600	151,0

* Стоимость прокачки 1 тыс. м³ природного газа на 100 км по трубопроводу «Сила Сибири» составляет порядка 6,3 дол., по китайским магистральным трубопроводам – 2 дол.

По газопроводам в Германию российский арктический газ может доставляться по трем основным маршрутам: «Бованенковское НГКМ – Северный поток/Северный поток-2 – Германия» (общая протяженность 4 294 км); «Бованенковское НГКМ – Ямал – Европа – Германия» (4 160 км); «Уренгойское НГКМ – Ямал – Европа – Германия» (3 860 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет 236,17; 228,80 и 212,30 дол. соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Германию составляет 235,84 дол.

По газопроводам в Италию российский арктический газ может доставляться по двум основным маршрутам: «Бованенковское НГКМ – Северный поток/Северный поток-2 – Италия» (общая протяженность 5 579 км, в том числе по территории Германии, Словакии и Австрии 1 285 км) и «Уренгойское НГКМ – Дружба – Италия» (5 254 км, в том числе по территории Словакии и Австрии 803 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет 268,30 и 264,88 дол. соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Италию составляет 279,38 дол.

По газопроводам в Турцию российский арктический газ может доставляться по двум основным маршрутам: «Уренгойское НГКМ – Голубой поток – Турция» (общая протяженность 4 709 км) и «Уренгойское НГКМ – Турецкий поток – Турция» (5 220 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет 259,00 и 287,10 дол. соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Турцию составляет 293,95 дол.

По газопроводам в Китай российский арктический газ может доставляться по маршруту «Уренгойское НГКМ – Сила Сибири-2 – Китай» (общая протяженность 2 700 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанному маршруту составляет 169,40 дол. Однако следует отметить, что основные потребители природного газа в Китае расположены в индустриально развитых районах страны – преимущественно на юго-востоке. Соответственно, себестоимость транспортировки природного газа в Китай представляется более корректным рассчитывать с учетом доставки не до границы страны, а до основных потребителей. Себестоимость дальнейшей транспортировки 1 тыс. м³ газа с северо-запада Китая на юго-восток составляет от 65,60 (Пекин, 3 280 км по территории Китая) до 90,80 дол. (Гуанчжоу, 4 540 км). Тогда с учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Китай составляет 247,60 дол.

Таким образом, средняя себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке по трубопроводам по всем рассмотренным маршрутам составляет 264,19 дол.

Рассмотрим стоимость морской доставки российского арктического газа в виде СПГ в Германию по двум маршрутам: «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Бельгийская ГТС – Германия» (в Зебрюгге расположены как перегрузочный терминал для проекта «Ямал СПГ», так и регазификационный терминал Zeebrugge); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Брунсбюттель / Штаде (Германия)» (в одном из этих портов Германия планирует строительство собственного регазификационного терминала). Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге составляет 2 537,80 nm, включая 485,96 nm в акватории Карского моря и 2 051,84 nm в свободных от льда водах. После регазификации природный газ доставляется до Германии по Бельгийской ГТС (общей протяженностью 230 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по этому маршруту составляет в зимне-весенний период 153,64 дол., в летне-осенний – 139,51 дол. Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Брунсбюттель / Штаде составляет 2 429,81 nm, включая 1 943,85 nm в свободных от льда водах. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по этому маршруту составляет в зимне-весенний период 132,34, в летне-осенний – 118,21 дол. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Германию составляет 152,98 дол.

Рассмотрим стоимость морской доставки российского арктического газа в виде СПГ в Италию по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Ливорно (Италия)» (в Ливорно расположен регазификационный терминал LNG Toscana). Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газовоз Conventional. Общая протяженность морского пути от п. Зебрюгге до Ливорно составляет 2 235,42 nm. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до Ливорно составляет в зимне-весенний период 142,07 дол., в летне-осенний – 127,94 дол. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Италию составляет 152,06 дол.

Рассмотрим стоимость морской доставки российского арктического газа в виде СПГ в Турцию по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Алиага (Турция)» (в Алиага расположены регазификационные терминалы Aliaga LNG и Etki LNG). Общая протяженность морского пути от Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газовоз Conventional. Общая протяженность морского пути от Зебрюгге до Алиага составляет 3 039,96 nm. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до Алиага составляет в зимне-

весенний период 143,57, в летне-осенний – 129,45 дол. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Турцию составляет 153,56 дол.

Рассмотрим стоимость морской доставки российского арктического газа в виде СПГ в Китай по следующим маршрутам: «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Цаофэйдянь / Тяньцзинь (Китай)» (в указанных портах, располагающихся вблизи г. Пекин, находятся регазификационные терминалы Hebei Tangshan Caofeidian LNG и Tianjin соответственно); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Яншань / Жудун (Китай)» (в указанных портах, располагающихся вблизи г. Шанхай, находятся регазификационные терминалы Shanghai Yangshan и Jiangsu Rudong LNG соответственно); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Шэньчжэнь / Дунгуань / Чжухай (Китай)» (в указанных портах, располагающихся вблизи г. Гуанчжоу, находятся регазификационные терминалы Guangdong Dapeng LNG I, Guangzhou Dongguan LNG и Guangdong Zhuhai LNG соответственно); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Цаофэйдянь / Тяньцзинь (Китай)»; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Яншань / Жудун (Китай)»; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Шэньчжэнь / Дунгуань / Чжухай (Китай)».

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газозов Conventional. Общая протяженность морского пути от Зебрюгге через Суэцкий канал составляет до китайских портов: Цаофэйдянь / Тяньцзинь – 11 339,09 nm, Яншань / Жудун – 10 745,14 nm, Шэньчжэнь / Дунгуань / Чжухай – 9 989,20 nm. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до указанных портов составляет 166,25; 165,14 и 163,73 дол. соответственно.

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта по Северному морскому пути до Берингова пролива составляет 2 370,41 nm. Протяженность дальнейшего пути до китайских портов: Цаофэйдянь / Тяньцзинь – 3 785,10 nm, Яншань / Жудун – 3 542,12 nm, Шэньчжэнь / Дунгуань / Чжухай – 4 287,26 nm. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до указанных портов составляет 145,17; 143,92 и 147,76 дол. соответственно. В случае тяжелых ледовых условий, с учетом проводки ледоколом, себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по указанным маршрутам составляет 156,59; 155,34 и 159,18 дол. соответственно.

С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Китай составляет 172,95 дол.

Таким образом, средняя себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке морским путем в виде СПГ по всем рассмотренным маршрутам составляет 157,89 дол.

Заключение. На основании изложенных расчетов выполним сравнительный анализ себестоимости трубопроводной и морской (в виде СПГ) транспортировки российского арктического природного газа по приведенным маршрутам. Морская доставка 1 тыс. м³ дешевле трубопроводной при доставке: в Германию – на 82,86 дол. (–35,1 %); в Италию – на 127,32 дол. (–45,6 %); в Турцию – на 140,39 дол. (–47,8 %); в Китай – на 74,65 дол. (–30,1 %). По всем рассмотренным маршрутам морская доставка 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ дешевле трубопроводной в среднем на 106,30 дол. (–40,2 %).

Выполненные авторами расчеты подтверждают экономическое преимущество морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ на ключевые существующие и перспективные рынки сбыта природного газа. Этим обосновывается необходимость рациональной замены трубопроводного газа сжиженным на рынках стран Европы (особенно Южной, где конкурентоспособность СПГ выше) и увеличение экспорта сжиженного природного газа в страны АТР. Учитывая актуальные тенденции развития мирового и региональных рынков природного газа, это позволит России сохранить и увеличить собственную долю в мировом импорте природного газа, выйти на новые рынки сбыта и диверсифицировать направления транспортировки природного газа.

Однако, для становления Российской Федерации конкурентоспособным экспортером природного газа в виде СПГ, требуется:

- продолжить реализацию запущенных и приступить к реализации новых проектов по производству и транспортировке природного газа в сжиженном виде;
- увеличить инвестиции в разработку собственных технологий сжижения газа, которые позволят сократить себестоимость данного этапа транспортировки СПГ;
- проработать вопрос об уровне требуемого ледового усиления для газозовозов, исходя из опыта эксплуатации газозовозов Arc7 в рамках проекта «Ямал СПГ», что при снижении ледового класса судов позволит уменьшить ставку фрахта газозовозов;
- локализовать на российских судовых верфях строительство газозовозов для транспортировки СПГ;
- сохранить и увеличить государственную поддержку компаний, выполняющих разработку новых технологий в сфере производства и транспортировки СПГ, а также непосредственно его производство и транспортировку.

Указанные меры позволят сократить себестоимость морской транспортировки природного газа в виде СПГ, что значительно повысит конкурентоспособность арктического природного газа на мировом и региональных рынках природного газа.

Благодарность. Исследование выполнено в соответствии с базовой частью государственного задания высшим учебным заведениям Минобрнауки России в части инициативных научных проектов по теме НИР «Рациональная организация экономического освоения и морской транспортировки энергетических ресурсов в Российской Арктике», № 13.12713.2017/8.9.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агарков С.А. Влияние модернизации морской газотранспортной системы на развитие арктического региона / С.А.Агарков, Д.А.Матвишин // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. Т. 2. № 53. С. 50-57.
2. Агарков С.А. Экономические региональные особенности морской транспортировки сжиженного природного газа / С.А.Агарков, Г.П.Евдокимов, С.Ю.Козьменко // Геополитика и безопасность. 2015. № 2 (30). С. 73-82.
3. Андреев П.С. Преимущества и перспективы расширения экспорта сжиженного природного газа из России в страны АТР // Азиатско-Тихоокеанский регион: экономика, политика, право. 2015. № 2 (35). С. 47-55.
4. Бондарев Э.А. Особенности математического моделирования систем добычи и транспорта природного газа в Арктической зоне России / Э.А.Бондарев, И.И.Рожин, К.К.Аргунов // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 705-716. DOI: 10.25525/PMI.2017.6.705.
5. Кравченко М.П. Геополитика природного газа // Вестник Московского государственного лингвистического университета. Серия: общественные науки. 2015. № 2 (713). С. 69-77.
6. Кравченко М.Н. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2012. № 6. С. 13-21.
7. О заключении договоров о создании 4 искусственных земельных участков в Кольском заливе (среднее колено) Баренцева моря: Распоряжение Правительства РФ от 15.06.2017 № 1245-р // Собрание законодательства РФ. № 25. Ст. 3739. 19.06.2017.
8. Остапенко Н.А. Нефтегазовые доходы в федеральном бюджете Российской Федерации // Аллея науки. 2017. № 15. Т. 2. С. 269-271.
9. Стратегия морской деятельности и экономики природопользования в Российской Арктике / С.Ю.Козьменко, А.Н.Савельев, В.С.Селин, А.А.Щеголькова // Морской сборник. 2012. Т. 1988. № 11. С.58-63.
10. Череповицын А.Е. Экономическое развитие региона в ходе реализации морских нефтегазовых проектов (на примере освоения месторождений проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2») / А.Е.Череповицын, Н.В.Смирнова // Записки Горного института. 2013. Т. 205. С. 275-279.
11. Швеиц Н.Н. Нефтегазовые ресурсы Арктики: правовой статус, оценка запасов и экономическая целесообразность их разработки / Н.Н.Швеиц, П.В.Береснева // Вестник МГИМО-Университета. 2014. № 4 (37). С. 60-67.
12. Щеголькова А.А. Модернизация системы транспортировки арктического природного газа в стратегической перспективе / А.А.Щеголькова, Л.Е.Евграфова // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. Т. 2. № 53. С. 57-67.
13. Щеголькова А.А. Пространственная организация транспортировки энергетических ресурсов: экономика и геополитика // Геополитика и безопасность. 2015. № 2 (30). С. 95-99.
14. Kopolyanik A.A. Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition. Dundee: University of Dundee. 2010. 31 p.

Авторы: С.Ю.Козьменко, д-р экон. наук, профессор, fregat22@mail.ru (Мурманский государственный технический университет, Мурманск, Россия). В.А.Маслобоев, д-р техн. наук, профессор, masloboev@ksc.ru (Федеральный исследовательский центр «Кольский научный центр РАН», Апатиты, Россия). Д.А.Матвишин, младший научный сотрудник, beshtik@rambler.ru (Мурманский государственный технический университет, Мурманск, Россия).

Статья поступила в редакцию 15.05.2018.

Статья принята к публикации 10.07.2018.