

ЩЕГОЛЬКОВА АСЯ АЛЕКСАНДРОВНА
к.э.н., доцент, ведущий научный сотрудник, Институт
экономических проблем им. Г.П. Лузина — обособленное
подразделение ФГБУН Федерального исследовательского центра
КНЦ РАН, Апатиты, Мурманская область, Россия,
e-mail: szfmgel@mail.ru

DOI:10.26726/1812-7096-2023-11-106-114

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОНЪЮНКТУРА АРКТИЧЕСКОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Аннотация. Доставка природного газа с месторождений Западной Арктики до потребителя требует выстраивания оптимальной схемы транспортировки, так как является основным звеном его монетизации. **Цель настоящей статьи** — решение научной задачи, заключающейся в оценке экономической конъюнктуры Арктической газотранспортной системы с позиции пространственной организации газовых ресурсов. **Основные задачи:** исследование промышленной газоносности ресурсной базы Арктической газотранспортной системы; оценка пространственной организации и перспектив использования Арктической газотранспортной системы; анализ экономической конъюнктуры экспортных газотранспортных коридоров для поставок газа с арктических месторождений. **Результаты и выводы.** Определено, что обоснованным и перспективным на данный момент времени видится расширение ресурсной базы за счет освоения месторождений-спутников, доразведки открытых и разрабатываемых месторождений и залежей, вовлечение в промышленную разработку труднодоступного природного газа. Даны рекомендации по выстраиванию оптимальной схемы монетизации природного газа посредством Арктической ГТС в аспекте развития новых маршрутов и стимулирование спроса на трубопроводный газ внутри страны.

Ключевые слова: Месторождения природного газа, промышленная газоносность, Арктическая газотранспортная система, газотранспортный коридор.

SHCHEGOLKOVA ASYA ALEXANDROVNA
Ph.D. in Economics, Associate Professor, Leading Researcher,
G.P. Luzin Institute of Economic Problems — a separate division
of the Federal State Budgetary Institution of the Federal Research Center
of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Murmansk Region, Russia,
e-mail: szfmgel@mail.ru

THE ECONOMIC SITUATION IN THE ARCTIC GAS TRANSPORTATION SYSTEM

Abstract. The delivery of natural gas from the fields of the Western Arctic to the consumer requires building an optimal transportation scheme, as it is the main link in its monetization. The purpose of this article is to solve the scientific problem of assessing the economic situation of the Arctic gas transportation system from the perspective of the spatial organization of gas resources.

Main tasks: to study the industrial gas content of the resource base of the Arctic gas transportation system; to assess the spatial organization and prospects for the use of the Arctic gas transportation system; analysis of the economic situation of export gas transportation corridors for gas supplies from Arctic fields. **Results and conclusions.** It is determined that the expansion of the resource base due to the development of satellite deposits, additional exploration of open and developed fields and deposits, and the involvement of hard-to-reach natural gas in industrial development is considered reasonable and promising at this point in time. Recommendations are given on building an optimal scheme for monetization of natural gas through the Arctic GTS in terms of developing new routes and stimulating demand for pipeline gas within the country.

Keywords: Natural gas deposits, industrial gas content, Arctic gas transportation system, gas transportation corridor.

1. Введение

Актуальность. В условиях экономических санкций и экспортных ограничений, в том числе в отношении энергетической отрасли РФ, в 2022 году зафиксировано снижение объемов как добычи природного газа на арктических месторождениях (на 11,57%), так и его экспорта (на 30,7%). Наибольшие потери в экспорте пришлось на трубопроводный газ, транспортируемый с арктических месторождений. Потеря экспортных рынков трубопроводного газа, в первую очередь в Центральной и Западной Европе, в перспективе может оказать негативное воздействие на развитие национальной экономики. В этой ситуации требуется преобразование модели продаж и условий поставок природного газа, которая должна включать как диверсификацию способов и направлений экспортных поставок природного газа, так и трансформацию внутреннего рынка, стимулирование спроса на трубопроводный газ внутри страны.

Изученность проблемы. Проблемы пространственной организации освоения газовых ресурсов Западной Арктики, оценка состояния глобального рынка природного газа в период геополитического противостояния, исследования в области транспортировки углеводородных ресурсов с арктических месторождений выступают предметной областью в научных работах [1, 2, 3, 4]. Однако проблема оценки экономической конъюнктуры Арктической газотранспортной системы с позиции пространственной организации газовых ресурсов требует дальнейшего предметного изучения.

Методологический аппарат исследования включает сравнительно-аналитические методы интерпретации геолого-геофизических материалов, сбор и систематизацию фактологических данных, статистические методы экономического анализа.

Фактологическая и практическая основа исследования обеспечена данными отраслевых документов стратегического планирования, официальными данными газопромышленных компаний, статистическими данными Росстата РФ, результатами собственных исследований и пр.

2. Основная часть

2.1. Оценка промышленной газоносности ресурсной базы Арктической газотранспортной системы

Основная характерная особенность сырьевой базы природного газа в РФ – неравномерность территориального распределения. Свыше 80% приходится на месторождения арктического региона. На арктических месторождениях, по оценкам экспертов, «объем извлекаемых запасов углеводородов составляет 245 млрд т условного топлива» [5], из них порядка 66% приходится на Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию (ЗСНГП), северо-западная часть которой преимущественно является газоносной с высокой концентрацией апт-альб-сеноманских отложений.

Промышленная газоносность в настоящее время установлена в нефтегазоносных областях (НГО) Западной Арктики [6], в первую очередь Пур-Тазовской, Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской. Основная часть разведанных запасов природного газа расположена в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО. Месторождения данных НГО выдают 67% всего текущего объема газа, добываемого в России. При этом выработанность месторождений к 2023 году превысила 75%. Добыча природного газа на месторождениях гигантах находится на завершающей стадии разработки (НГКМ Медвежье – 80%, Уренгойское – 64%, Ямбургское – 58%). На разрабатываемых месторождениях остаточные запасы природного газа находятся на уровне 10 трлн м³, при этом доля сеноманских залежей составляет 59% [7].

Степень промышленной «разведанности запасов природного газа Ямальской НГО достаточно высока» [7], коэффициент разведанности по всей НГО достигает 0,7, что говорит о том, что нефтегазность на данной НГО установлена и достаточно плотно изучена. Основная доля в структуре запасов природного газа Ямальской НГО принадлежит к сеноманским и нижнемеловым отложениям, которые характеризуются как легкоизвлекаемые залежи с относительно небольшой глубиной залегания - 1000-1700 м и представляют собой, главным образом, скопления метана [7].

Зона Гиданской НГО характеризуется неравномерностью распределения ресурсов свободного газа как по разрезу, так и по площади. Степень промышленной разведанности запасов природного газа всей Гиданской НГО невысока, коэффициент разведанности – 0,22. Основная причина кроется в том, что на сегодняшний день ГРП имеют преимущественно локальный характер, концентрируются в границах лицензионных участков нефтегазовых компаний на конкретных нефтегазоперспективных объектах и месторождениях. Структура запасов данных нефтегазоносных областей достаточно сложная и неравнозначная, как по глубине залегания и характеру продуктивности, так и по причине удаленности от ЕСГ России, районов с развитой

социальной и транспортной инфраструктурой. Подавляющая часть промышленных залежей природного газа Гиданской НГО сконцентрировано в апт-альб-сеноманских пластах, а также неокомским (валанжинских) отложениях [8]. В отличие от Ямальской запасы природного газа в сеноманском резервуаре Гиданской НГО не столь значительны.

Что касается "Западно-Арктического шельфа", то на него приходится 50 млрд т условного топлива. При этом доля газовых ресурсов составляет порядка 90% [9]. Западно-Арктический шельф характеризуется низкой степенью изученности, "причем не только на территории России, но и в других приарктических странах" [9], коэффициент промышленной разведанности не превышает 0,1 [10].

Для достижения планируемых стратегических показателей уровня добычи природного газа (в диапазоне от 838,3 млрд м³ до 1048 млрд м³ в год) согласно Генсхемы развития нефтегазовой отрасли до 2035 г. (2021 г.), необходимо компенсировать падающую добычу природного газа в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО. Поддержание добычи на заданном уровне требует решение следующих стратегических задач:

- вовлечение в промышленную разработку труднодоступного природного газа ачимовских и неоком-юрских отложений, а также низконапорного газа (ННГ) Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО;

- смещение сырьевой базы газовой отрасли в районы Ямальской и Гиданской НГО, включая прибрежные месторождения в акватории Карского моря, Обской, Тазовской и Гиданской губ.

Природный газ ачимовских отложений характеризуется сложным геологическим строением с глубиной залегания порядка 4000 м, аномально высоким значением пластовых температур и давлением. Себестоимость его добычи по разным оценкам от 10 до 15 раз превышает себестоимость добычи сеноманского газа [11]. Большая часть ачимовского газа приурочена к НГКМ Уренгойское (свыше 1 трлн м³ газа и 400 млн т газового конденсата). Высокий уровень обустроенности данного месторождения, а также многокомпонентность природного газа позволяет вовлекать в промышленную разработку ачимовский газ с достаточно высоким уровнем рентабельности. Промышленную освоение участка с ачимовским газом на НГКМ Уренгойское ПАО "Газпром" начал с 2009 г. В настоящее время эксплуатируется четыре опытных участка с ачимовским газом, планируется ввод пятого, общая мощность всех участков составит 37 млрд м³ природного газа в год.

Природный газ неоком-юрских отложений залегает на глубине 1700-3200 м, это "жирный" газ, который требует отбензинивания, так как содержит в виде примесей тяжелые углеводороды. Запасы природного газа по неоком-юрским залежам не исследованы в полной мере. Специалисты выделяют высокоперспективные зоны газовых залежей неоком-юрских отложений в нефтегазоносных районах (НГР) Ямальской, Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО [12]. Часть неоком-юрских залежей природного газа компактно расположены на географически небольшой территории, что повышает рентабельность их освоения. Природный газ неоком-юрских отложений в большей степени является зоной интересов ПАО "НОВАТЭК". С целью замещения падающей добычи на ключевых месторождениях компании на данный момент осуществляется освоение ПАО "НОВАТЭК" неоком-юрских залежей на ГКМ Южно-Тамбейское, НГКМ Юрхаровское и Харбейское. Помимо прочего компания выразила заинтересованность в освоении труднодоступного природного газа на месторождениях ПАО "Газпром" в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО.

Низконапорный газ – газ с низким уровнем давления, который недобран из сеноманских залежей. Его добыча при снижении пластового давления является экономически нерентабельна, извлечение возможно при условии глубокого компримирования [13]. В категорию ННГ попадает порядка 15-20% запасов газа. По данным экспертов объем ННГ на выработанных месторождениях Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО достигает 2 трлн м³, основная доля ННГ приходится на Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и Ен-Яхинское НГКМ). На данный момент специалистами рассматривается перспектива вовлечения ННГ в газохимическом секторе для производства технического углерода, метанола, аммиака и пр., а также для получения электроэнергии.

Что касается смещения сырьевой базы, то это предполагает создание с нуля добывающей, транспортной и социальной инфраструктуры с обязательной синхронизацией в части: поисково-разведочных работ, ввода комплекса мощностей в добыче и освоении месторождений, транспортировке, хранения, переработки природного газа и его ценных компонентов, распределения среди потребителей.

2.2. Система транспортировки природного газа с арктических месторождений

Исходя из технологии разработки газовых месторождений, схемы переработки и транспортировки при оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов выделяется зона Арктической газотранспортной системы (ГТС) и зона сжиженного природного газа (СПГ).

Зона Арктической ГТС (или зона трубопроводного транспорта) является зоной ответственности ПАО «Газпром», АО «РусГазДобыча» и их совместного предприятия. Она расположена в Надым-Пурской НГО (за исключением НГКМ Юрхаровское), Пур-Тазовской НГО (за исключением НГКМ Харбейское). В Ямальской НГО представлена северо-западным и юго-восточным побережьем, а также южной частью Ямала, в Гыданской НГО - северной частью полуострова Тазовский, а также приамальского шельфа, Обской и Тазовской губ «7».

Зона СПГ является зоной ответственности ПАО НОВАТЭК и его дочерних компаний «14». СПГ-кластер представлен в Надым-Пурской НГО - НГКМ Юрхаровское, в Пур-Тазовской НГО - НГКМ Харбейское «15». В Ямальской НГО расположен в восточной и северо-восточной части полуострова Ямал и северной части акватории Обской губы. В Гыданской НГО – на севере полуострова Гыдан включая его побережье с выходом под акваторию Обской и Гыданской губ.

Большая часть природного газа, добытого в арктическом регионе, транспортируется потребителям посредством Арктической ГТС, которая является частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ) и включает промышленные и магистральные газопроводы. «Специфика Арктической ГТС заключается в том, что газопроводы на данном участке построены и эксплуатируются в сложных природно-климатических условиях – в зонах вечной мерзлоты, при наличии многочисленных естественных преград (реки, озера, заболоченные местности и т.п.)» «7».

Транспортировка по Арктической ГТС осуществляется в следующих направлениях:

Северный коридор с общей мощностью - 189,6 млрд м³ в год. Представлен системами магистральных газопроводов (МГП) «Сияние Севера» (начало эксплуатации 1968 г.); МГП Медвежье – Надым I, II, Уренгой – Надым I, II - Пунга I, II, IV, (введены в эксплуатацию в 1970-х годах); МГП Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок (начало строительства с СРТО в 1974 г., полный ввод в эксплуатацию завершён в 2006 г.); МГП Бованенково-Ухта-Торжок 1, 2, 3 (построенные в 2012-2023 гг.); МГП Заполярное – Уренгой (2001 г.).

Центральный коридор общей мощностью – 300-350 млрд м³ в год представлен ГП Надым - Пунга III – Нижняя Тура (ввод в 1974-1975 гг.); системами МГП «Прогресс» (Ямбург- Западная граница), МГП Ямбург – Тула I, II, МГП Ямбург – Елец I, II, МГП Ямбург – Поволжье, МГП Уренгой – Центр I, II, МГП Уренгой – Петровск, МГП Уренгой – Помары – Ужгород, МГП СРТО - Урал I, II (данные системы МГП построены в 1980-х – начало 1990-х гг.); ГП Газ Ямала (запущен в 2021 г.).

Южный коридор общей мощностью – 90 млрд м³ в год представлен системами МГП Игрим – Серов – Нижний Тагил (начало эксплуатации первой ветки 1966 г.); МГП Уренгой – Сургут – Челябинск, МГП Комсомольское - Сургут – Челябинск (начало эксплуатации 1979 г.); МГП Уренгой – Новопсковск, МГП СРТО – Омск -Новосибирск – Кузбасс, МГП СРТО – Омск - Новосибирск - Кузбасс (данные системы МГП построенные в 2000-х гг.).

Большая часть газопроводов Арктической ГТС (более 50%) северного и южного коридора начали свою эксплуатацию в 60-х – начале 70-х годов. Данные газопроводы отличаются повышенной аварийностью по причине коррозионно-эрозионного растрескивания под напряжением, на данных участках практически ежегодно фиксируются аварии и инциденты. С увеличением сроков эксплуатации снижается их фактическая производительность, растут затраты на их поддержание в удовлетворительном техническом состоянии, при этом на капитальный ремонт в расчете на 1 км трассы требуется гораздо больше затрат, в сравнении с МГП центрального коридора, где подавляющая часть газопроводов построена в 1980-х годах. [7]. Обновление Арктической ГТС началось с активизации ГРП и доразведки месторождений природного газа в Ямальской и Гыданской НГО, открытием уникальных месторождений. Монетизация газовых ресурсов зоны Арктической ГТС предполагает "формирование комплексной Арктической ГТС, которая включает увеличение пропускной способности уже имеющихся МГП, подключение вновь открытых скважин и месторождений к промышленным и распределительным газопроводам, строительство компрессорных и газораспределительных станций"[7]. При оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов, находящихся в зоне трубопроводного транспорта, можно выделить следующие промышленные газовые кластеры.

«Бованенковский кластер», с объемом оцененных запасов газовых ресурсов 8,9 трлн м³.

Расположен на Северо-западном побережье п-ова Ямал с выходом под акваторию Байдарацкой губы. В пределах данного кластера на НГКМ «Бованенковское» введено три газовых промысла (2012, 2014, 2018 гг.), введены в эксплуатацию две нитки МГП «Бованенково-Ухта» с переходом через Байдарацкую губу (2012, 2017 гг.) с суммарной производственной мощностью – 115 млрд м³/год), в планах развития - увеличение числа ниток данного МГП. Идет освоение ГКМ «Харасавэйское» и ГКМ «Крузенштернское», которые расположены севернее НГКМ «Бованенковское» также с выходом под акваторию Байдарацкой губы. Для ведения в эксплуатацию ГКМ «Харасавэйское» (по плану в 2023-2024 гг.) осуществлено строительство комплекса сооружений и оборудования для закачки газа, включая ERD-скважину [16] с большим отходом по вертикали (KERD 2,7), установки комплексной подготовки газа (УКПГ), ГП-подключение, который связывает УКПГ ГКМ «Харасавэйское» с УКПГ НГКМ «Бованенковское». ГКМ «Крузенштернское» планируется ввести в эксплуатацию в 2028 г. Согласно технико-экономической документации, проект включает: искусственные островные сооружения, эксплуатационные скважины, в том числе на островных сооружениях. Бурение будет осуществляться посредством ERD-скважины. Подключение к Арктической ГТС планируется при помощи ГП-подключения УКПГ ГКМ «Крузенштернское» – УКПГ НГКМ «Бованенковское» (100 км).

Семаковский кластер, с объемом оцененных запасов газовых ресурсов 420 млрд м³. Расположен на северном побережье п-ова Тазовский с выходом под акваторию Тазовской губы. Включает месторождения ГМ Семаковское, НГКМ Парусовое, НГКМ Северо-Парусовое. В декабре 2022 г. Началась эксплуатация ГМ Семаковское. Освоение месторождения осуществляется с берега посредством ERD-скважины (горизонтальная скважина, проектный забой – 3663 м, глубина по вертикали - 849 м, с отходом по вертикали – 3045 м, KERD 4,48, что является рекордом) и морского добычного комплекса [16]. По остальным месторождениям принято инвестиционное решение по освоению, утверждена проектная документация, планируется поэтапный ввод – в 2025 г, 2027 -2029 гг. Подключение к Арктической ГТС планируется при помощи ГП-подключения: УКПГ ГМ Семаковское → УКПГ НГКМ Северо-Парусовое → КПП НГКМ Парусовое → Газокомпрессорная станция (ГКС) Ямбургская (122 км).

Новопортовский кластер с объемом оцененных запасов газовых ресурсов 1,3 трлн м³. Расположен на южном и юго-восточном побережье полуострова Ямал с выходом под акваторию Обской губы. На данный момент ведущим сырьем Новопортовского узла является нефть. Ранее газ с НГКМ "Новопортовское" использовался на промысле, с этой целью был введен комплекс технологических и вспомогательных объектов по попутному нефтяному газу и природному газу. На базе УКПГ попутный газ подвергается компрессии. Большая часть попутного газа (89-93%) закачивается в пласт, 2-3% используется как топливо для ГТЭС на НГКМ "Новопортовское". Однако с учетом значительных извлекаемых запасов газа на данном месторождении (324 млрд м³) было принято решение о его монетизации. Для включения производственных объектов Новопортовского кластера в Арктическую ГТС в 2021 году введен подводный ГП "Газ Ямала" (115,5 км, в т.ч. подводная часть 58,4 км). Программа освоения месторождений Новопортовского кластера - ГМ "Ближненовопортовское", ГКМ "Хамбательское", ГКМ "Мало-Ямальское" предполагает формирование единого добывающего узла, с этой целью ведется строительство ГП-подключения УКПГ ГКМ "Хамбательское" → ГКМ "Мало-Ямальское" → УКПГ ГМ "Ближненовопортовское" → УКПГ НГКМ "Новопортовское" → ГП "Газ Ямала". Предполагаемый срок начала эксплуатации 2024-2025 гг.

Прибрежный кластер с объемом оцененных запасов газовых ресурсов свыше 1000 млрд м³, расположен на южном побережье п-ова Гыдан с выходом под акваторию Тазовской губы, а также в акватории Обской губы на стыке пол-вов Тазовский, Ямал и Гыдан. Программа освоения месторождений данного кластера (ГМ «Каменномыское-море», ГКМ «Северо-Каменномыское», ГМ «Тота-Яхинское», ГМ «Антипаютинское», ГКМ «Чугорьяхинское», ГМ «Обское») находится на стадии утверждения проектной документации и включает строительство ледостойкой стационарной платформы и спутниковых ледостойких блок-кондукторов, освоение месторождений с берега будет осуществляться посредством ERD-скважин [16]. Для включения производственных объектов Прибрежного кластера в Арктическую ГТС предполагается строительство несколько ниток подводного ГП, а также ГП-подключение: ГП «ГМ Каменномыское-море» / «ГМ Северо-Каменномыское» → УКПГ «НГКМ Северо-Парусовое» → ГКС «Ямбургская»; УКПГ «ГМ Тота-Яхинское» → УКПГ «ГМ Антипаютинское» → единая транспортная система (ЕТС) сбора углеводородов Семаковского и Прибрежного кластера → ГКС «Ямбургская».

2.3. Основные направления экспорта трубопроводного природного газа с арктических месторождений

Можно выделить следующие экспортные коридоры для поставок газа с арктических месторождений.

Северо-Западный экспортный коридор представлен двумя системами - МГП «Северный поток» (через компрессорную станцию/КС «Портовая») и МГП Ленинград-Выборг-Госграница 1 (через КС «Северная»).

Западный экспортный коридор представлен системами МГП, проходящими через:

- ГТС Украины по системам МГП: Уренгой – Помары – Ужгород 1, МГП «Прогресс», «Братство» (через газоизмерительную станцию/ГИС «Суджа»), МГП «Союз» (через ГИС «Сохрановка»);

- ГТС Белоруссии, Польши, Литвы по системам: МГП «Сияние Севера» (ГП Кобрин-Брест), МГП «Ямал-Европа» (через КС «Ржевская», КС «Холм-Жирковская» и КС «Смоленская»).

Южный экспортный коридор осуществляет транспортировку газа через системы: МГП «Трансбалканский коридор» до 01.04.2021 г. (через ГИС «Писаревка», «Валуйки», «Сохрановка»), МГП «Турецкий поток 1,2» (через КС «Русская»), МГП «Голубой поток» (через КС «Береговая»).

Зависимость от транзитной мощности Западного экспортного коридора через ГТС Украины (140 млрд м³/год), и Польши (порядка 40 млрд м³/год), высокий коэффициент износа систем МГП (свыше 80%) [17], а также политическая нестабильность в соседних странах привела к необходимости создания нового транспортного маршрута в страны Центральной и Западной Европы - Северный поток (эксплуатируется с 2011 г.), Северный поток 2 (строительство завершено в 2021 г., в эксплуатацию не введен) [18].

В конце июля 2022 г., из-за сложностей с ремонтом и обслуживанием газовых турбин Siemens, экспорт газа по МГП "Северный поток" был сведён до уровня 19,5% от максимальной мощности МГП, а в конце августа 2022 г. приостановлен. Окончательно экспорт по Северо-Западному коридору остановлен после диверсии на МГП "Северный поток 1,2". В мае 2022 года поставки по МГП Ленинград-Выборг-Госграница 1 прекращены по причине отказа Gasum Оу производить оплату в рублях [7].

В мае 2022 г. постановлением Правительства РФ в отношении EuRoPol GAZ были введены контрсанкции, запрещающие использовать МГП для транзита российского газа через Польшу по Западному экспортному коридору. В этот же период оператор украинской стороны отказался прокачивать газ через ГИС "Сохрановка". На данный момент экспорт трубопроводного газа по Западному экспортному коридору сведён до минимума (остался сокращенный транзит через ГИС "Суджа" ГТС Украины).

На сегодняшний момент маршруты поставок трубопроводного газа на газовый рынок Юго-Восточной Европы и Турцию ограничиваются системами МГП Южного экспортного коридора.

Одной из задач энергетической геополитики России в новых геополитических условиях стала диверсификация экспортных потоков природного газа с арктических месторождений. В этой связи планируется открытие новых экспортных коридоров.

«Центральный экспортный коридор». В Центральной Азии, в связи с высокими темпами экономического развития последние годы, фиксируется рост энергодефицита. По оценкам экспертов, к 2023 г. в Узбекистане ожидается дефицит природного газа на уровне 8-10 млрд м³/год. На данный момент дефицит газа покрывается поставками из Туркменистана, однако рост спроса со стороны других потребителей на туркменский газ (в первую очередь Китай) поставил перед Узбекистаном вопрос о диверсификации поставок. С целью решения данной проблемы, с 7 октября 2023 года, начались экспортные поставки по системе МГП «Средняя Азия – Центр IV, V» в Узбекистан, транзитом через территорию Казахстана (через КС «Александров Гай»). В рамках двухлетнего контракта запланированный объем поставок составил 3 млрд м³/год с перспективой предполагаемого роста до 9 млрд м³/год.

«Восточный экспортный коридор» (проект мощностью 50 млрд м³/год) предполагает осуществлять транспортировку газа с арктических месторождений в Монголию, затем по МГП «Союз-Восток», который является проектируемым продолжением МГП «Сила Сибири 2», в КНР. Ввод в эксплуатацию планируется в 2027-2028 гг. В настоящее время восточный экспортный коридор не связан с Арктической ГТС и не осуществляет поставки природного газа с арктических месторождений.

На рисунке 1 представлена информация о пропускной способности и объемах поставок природного газа с арктических месторождений по основным газотранспортным экспортным коридорам в период с 2018 по 2022 гг.



Рис. 1. Пропускная способность и объемы поставок природного газа с арктических месторождений по основным газотранспортным экспортным коридорам в млрд м³ (составлено автором).

Как видно из графика (рисунок 1), наибольшие потери в экспорте пришлось на трубопроводный газ, транспортируемый с арктических месторождений по Северо-Западному и Западному экспортным коридорам. Выпадаемые объемы газа в 2022 году по данным экспортным маршрутам составили свыше 65 млрд м³/год. Следует отметить, что предпринимаемые РФ меры по диверсификации поставок природного газа привели к изменению структуры экспорта. В 2022 году произошел резкий рост поставок СПГ, его доля в структуре экспорта достигла 27%, при этом в страны дальнего зарубежья доля СПГ в общем объеме поставок составила 31,17%. Вопреки резкому снижению объема экспорта трубопроводного газа, благодаря экономической ситуации, сложившейся на глобальном рынке энергоносителей, в 2022 году нефтегазовые доходы возросли на 28% (2,5 трлн руб.), при этом рост выручки от экспорта трубопроводного газа составил 55,5%.

3. Выводы

1. С учетом сложившейся экономической конъюнктуры освоения арктических запасов природного газа наиболее обоснованным и перспективным на данный момент времени видится расширение ресурсной базы за счет:

- смещении сырьевой базы газовой отрасли в районы Ямальской и Гыданской НГО включая прибрежные месторождения в акватории Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ;
- освоения месторождений-спутников и ряда прибрежных месторождений, уже имеющих развитую добывающую, перерабатывающую, транспортную и социальную инфраструктуру;
- доразведки открытых и разрабатываемых месторождений и залежей;
- вовлечение в промышленную разработку труднодоступного природного газа ачимовских и неоком-юрских отложений, а также низконапорного газа на месторождениях высокой степени обустроенности.

2. Транспортировка природного газа от месторождения до потребителя является основным звеном его монетизации. Исходя из технологии разработки месторождений, схемы переработки и транспортировки при оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов выделяется зона трубопроводного транспорта и зона СПГ. Зона трубопроводного транспорта Западной Арктики представлена газовыми промышленными кластерами, находящимися в сфере функционирования северного, центрального и южного коридоров Арктической ГТС. При выстраивании оптимальной схемы монетизации природного газа посредством Арктической ГТС перспективным является подключение вновь осваиваемых месторождений Ямальской и Гыданской НГО к Арктической ГТС при помощи промысловых трубопроводов, в том числе подводных и газопроводов-подключений. В то же время при транспортировке газа с арктических месторождений целесообразно оценивать эффективность использования трубопроводного транспорта в сравнении с другими способами (железнодорожными, морскими) либо их комбинации.

3. Выпадаемые объемы трубопроводного газа достаточно сложно в короткие сроки перенаправить по новым экспортным коридорам, поэтому в ближайшие годы ожидается рост доли СПГ в структуре экспорта природного газа из России. Помимо диверсификации способов транспортировки, выпадающие объемы природного газа, ранее экспортируемого в Европу, возможно заместить перенаправив часть потоков в страны Центральной Азии и АТР. К 2027–2030 гг. объемы арктического природного газа через Восточный и Центральный экспортные коридоры будут сопоставимы с объемами поставок по Северо-Западному и Западному экспортным коридорам. Перенаправление части потоков также возможно через проектируемый с турецкими партнерами газовый хаб в европейские страны, но только после геоэкономической оценки перспектив экспорта на отдаленный промежуток времени. Помимо диверсификации способов и направлений экспортных поставок природного газа модель устойчивого развития газовой отрасли должна включать дорожную карту по трансформации внутреннего рынка, стимулированию спроса на трубопроводный газ внутри страны, рост мощностей нефтехимической промышленности, направленных на глубокую переработку углеводородного сырья, производство продукции нефтехимии с высоким уровнем добавленной стоимости.

Благодарности

Работа выполнена в рамках темы НИР FMEZ-2023-0009 №123012500051-8 Института экономических проблем имени Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук «Стратегическое планирование развития Арктики в новых геоэкономических и политических условиях» по государственному заданию Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук».

Литература

1. Agarkov S.A., Saveliev A.N., Kozmenko S.Y., Ulchenko M.V., Shchegolkova A.A. Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation // *Journal of Environmental Management and Tourism*. 2018. vol. 9. no. 3(27), pp. 605-623. DOI: 10.14505/jemt.v9.3(27).21 - EDN: YBJYX
2. Kozmenko S., Saveliev A., Teslya A. Impact of global and regional factors on dynamics of industrial development of hydrocarbons in the Arctic continental shelf and on investment attractiveness of energy projects / *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*. 2019. 302:012124. DOI:10.1088/1755-1315/302/1/012124
3. Ульченко М.В. Российский арктический газовый комплекс: основные проблемы и перспективы развития / *Апатиты: Изд-во ФИЦ КНЦ РАН*, 2023. – 103 с.
4. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике. *Апатиты: Кольский научный центр Российской академии наук*, 2019. 289 с. DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.407.5 - EDN: QFNES
5. Kontorovich A.E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic // *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2015. vol. 85. no. 3, pp. 213-222. DOI:10.1134/S1019331615030120
6. Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики. Часть. I. Тенденции экономического развития Российской Арктики / под науч. ред. д.э.н. Агаркова С.А., чл.корр. РАН Богоявленского В.И., д.э.н. Козьменко С.Ю., д.т.н. Маслобоева В.А., к.э.н. Ульченко М.В. – *Апатиты: изд. Кольского научного центра РАН*, 2019. – 170 с. DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.397.9-1 - EDN: SFQZPL
7. Щеголькова А.А. Пространственная организация Арктической газотранспортной системы // *Региональные проблемы преобразования экономики* – 2022. - № 10. - С.11-18. DOI: 10.26726/1812-7096-2022-10-11-18 - EDN: KXZENC
8. Торопова Т.Н. Конторович В.А. История тектонического развития и нефтегазаносность Центральной части полуострова Гыданский (Север-Восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2019. – Т.14. - № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/28_2019. - EDN: ASTMHF
9. Щеголькова А.А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Арктического шельфа Российской Федерации // *Арктика и Север*. - 2022. - No 49. - С.86-104. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2022.49.86. - EDN: BHUSVG
10. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara Sea shelf // *Doklady Earth Sciences*. 2019. vol. 489. no. 1, pp. 1289-1293. DOI: 10.1134/S1028334X19110229 - EDN: SEXXGN
11. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // *Арктика: экология и экономика*. 2016. №2(22). С.4-13. - EDN: ZBHYKH
12. Конторович В.А., Торопова Т.Н., Щербаненко В.М. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Гыданской нефтегазоносной области (Подтимская региональная клиноформа) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2022. – Т.17. - № 4. DOI: 10.17353/2070-5379/37_2022 EDN: UQAPHO
13. Рахмангулов Р.Р., Юсупов Р.Р., Рассказов А.А. В поисках юрского периода: бурение глубоких горизонтальных скважин в зонах АВПД // *Бурение и нефть*. – 2019. - №12. – С.42-45. - EDN: LUINLA
14. Ульченко М.В., Федосеев С.В. Тенденции развития мирового рынка сжиженного природного газа и перспективы реализации российских арктических проектов // *Север и рынок: формирование экономиче-*

- ского порядка. 2022. Т.25. №4(78). С. 40-57. DOI: 10.37614/2220-802X.4.2022.78.003 EDN: WRDJPM
15. Козьменко С.Ю., Маслобоев В.А., Матвишин Д.А. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ // Записки Горного института. - 2018. - Т. 233. - С. 554-560. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.554 EDN: YTDUIH
16. Назаров В., Краснов О., Медведева Л. Арктический нефтегазовый шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса // Энергетическая политика. - 2021. - № 7(161). - С. 70-85. - DOI: 10.46920/2409-5516_2021_7161_70 - EDN: RHEXKI
17. Щеголькова А.А. Экономическая конъюнктура украинского газового транзита // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. 2015. Т. 18, № 3. С.565-570. EDN: UYZBWR
18. Селин В. С., Ульченко М. В. Экономическая конъюнктура поставок арктического природного газа в Европу в условиях «украинского кризиса» // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. 2016. Т. 19, № 2. С. 512–520. DOI: 10.21443/1560-9278-2016-2-512-520 EDN: WFQBGJ

References:

1. Agarkov S.A., Saveliev A.N., Kozmenko S.Y., Ulchenko M.V., Shchegolkova A.A. Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation // *Journal of Environmental Management and Tourism*. 2018. vol. 9. no. 3(27), pp. 605-623. DOI: 10.14505/jemt.v9.3(27).21 - EDN: YBJYX
2. Kozmenko S., Saveliev A., Teslya A. Impact of global and regional factors on dynamics of industrial development of hydrocarbons in the Arctic continental shelf and on investment attractiveness of energy projects / *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*. 2019. 302:012124. DOI:10.1088/1755-1315/302/1/012124
3. Ulchenko M.V. Rossijskij arkticheskij gazovyy kompleks: osnovnye problemy i perspektivy razvitiya / *Apatity: Izd-vo FIC KNC RAN*, 2023. - 103 s.
4. Fadeev A.M., Cherepovitsyn A.E., Larichkin F.D. Strategicheskoe upravlenie neftegazovym kompleksom v Arktike. *Apatity: Kol'skij nauchnyj centr Rossijskoj akademii nauk*, 2019. 289 s. DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.407.5 - EDN: QFNESS
5. Kontorovich A.E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic // *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2015. vol. 85. no. 3, pp. 213-222. DOI:10.1134/S1019331615030120
6. Global'nye tendencii osvoeniya energeticheskikh resursov Rossijskoj Arktiki. *CHast'. I. Tendencii ekonomicheskogo razvitiya Rossijskoj Arktiki / pod nauch. red. d.e.n. Agarkova S.A., chl.korr. RAN Bogoyavlenskogo V.I., d.e.n. Koz'menko S.YU., d.t.n. Masloboeva V.A., k.e.n. Ul'chenko M.V. - Apatity: izd. Kol'skogo nauchnogo centra RAN*, 2019. - 170 s. DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.397.9-1 - EDN: SFQZPL
7. SHCHegol'kova A.A. Prostranstvennaya organizaciya Arkticheskoy gazotransportnoj sistemy // *Regional'nye problemy preobrazovaniya ekonomiki - 2022. - № 10. - S.11-18. DOI: 10.26726/1812-7096-2022-10-11-18 - EDN: KXZENC*
8. Toropova T.N. Kontorovich V.A. Istoriya tektonicheskogo razvitiya i neftegazanosnost' Central'noj chasti poluostrova Gydanskij (Sever-Vostok Zapadnoj Sibiri) // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019. - T.14. - № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/28_2019. - EDN: ASTMHF
9. SHCHegol'kova A.A. Prostranstvennaya organizaciya osvoeniya gazovykh resursov Arkticheskogo shelfa Rossijskoj Federacii // *Arktika i Sever*. - 2022. - No 49. - S.86-104. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2022.49.86. - EDN: BHUSVG
10. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara Sea shelf // *Doklady Earth Sciences*. 2019. vol. 489. no. 1, pp. 1289-1293. DOI: 10.1134/S1028334X19110229 - EDN: SEXXGN
11. Laverov N.P., Bogoyavlenskij V.I., Bogoyavlenskij I.V. Fundamental'nye aspekty racional'nogo osvoeniya resursov nefti i gaza Arktiki i shelfa Rossii: strategiya, perspektivy i problemy // *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2016. №2(22). S.4-13. - EDN: ZBHYKH
12. Kontorovich V.A., Toropova T.N., SHCHerbanenko V.M. Model' geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti neokomskih otlozhenij Gydanskoy neftegazonosnoj oblasti (Podpimskaya regional'naya klinoforma) // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2022. - T.17. - № 4. DOI: 10.17353/2070-5379/37_2022 EDN: UQAPHO
13. Rahmangulov R.R., YUsupov R.R., Rasskazov A.A. V poiskah yurskogo perioda: burnenie glubokih gorizonta'nykh skvazhin v zone AVPD // *Burenie i neft'*. - 2019. - №12. - S.42-45. - EDN: LUINLA
14. Ulchenko M.V., Fedoseev S.V. Tendencii razvitiya mirovogo rynka szhizhennogo prirodnogo gaza i perspektivy realizacii rossijskikh arkticheskikh proektov // *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka*. 2022. Т.25. №4 (78). С. 40-57. DOI: 10.37614/2220-802X.4.2022.78.003 EDN: WRDJPM
15. Koz'menko S.YU., Masloboev V.A., Matviishin D.A. Obosnovanie ekonomicheskogo preimushchestva morskoy transportirovki arkticheskogo prirodnogo gaza v vide SPG // *Zapiski Gornogo instituta*. - 2018. - Т. 233. - С. 554-560. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.554 EDN: YTDUIH
16. Nazarov V., Krasnov O., Medvedeva L. Arkticheskij neftegazonosnyj shelf Rossii na etape smeny mirovogo energeticheskogo bazisa // *Energeticheskaya politika*. - 2021. - № 7(161). - С. 70-85. - DOI: 10.46920/2409-5516_2021_7161_70 - EDN: RHEXKI
17. SHCHegol'kova A.A. Ekonomicheskaya kon'yunktura ukrainskogo gazovogo tranzita // *Vestnik MGTU. Trudy Murmanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2015. Т. 18, № 3. С.565-570. EDN: UYZBWR
18. Seline V. S., Ulchenko M. V. Ekonomicheskaya kon'yunktura postavok arkticheskogo prirodnogo gaza v Evropu v usloviyah «ukrainskogo krizisa» // *Vestnik MGTU. Trudy Murmanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2016. Т. 19, № 2. С. 512–520. DOI: 10.21443/1560-9278-2016-2-512-520 EDN: WFQBGJ