

УДК 332.12

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: szfmgei@mail.ru

DOI:10.26726/1812-7096-2022-10-11-18

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Аннотация. Активизация геологоразведочных работ на полуострове Ямал, открытие новых уникальных месторождений требует обновления и формирования комплексной Арктической газотранспортной инфраструктуры, поиска оптимальной схемы транспортировки природного газа как для внутреннего потребления, так и выполнения экспортных контрактов. **Цель настоящей статьи** – решение научной задачи, заключающейся в оценке пространственной организации и анализе газотранспортной инфраструктуры материковой части Арктики. **Основные задачи:** исследование пространственной организации ресурсной базы Арктической газотранспортной системы; оценка газотранспортных коридоров с месторождений Арктической зоны РФ. **Методология исследования.** Применена общенаучная методология, предусматривающая системный комплексный подход к оценке состояния Арктической газотранспортной системы с использованием сравнительно-аналитических, статистических методов экономического анализа. **Результаты и выводы.** Определено, что Ямальский регион газодобычи, центром которого является Бованенковский кластер, станет в перспективе основной ресурсной базой Арктической газотранспортной системы. Сделан вывод о том, что выстраивание эффективной схемы транспортировки природного газа посредством Арктической газотранспортной системы требует комплексного концептуального подхода, который включает: оценку потенциальных ресурсов природного газа, транспортное и инфраструктурное обеспечение, учет экологической безопасности, качество технико-технологического обеспечения и пр. Дана оценка перспектив развития системы транспортировки природного газа с материковых, прибрежных и шельфовых месторождений Арктики.

Ключевые слова: Арктическая зона Российской Федерации, Арктическая газотранспортная система, природный газ, месторождения природного газа, газотранспортный коридор.

SHCHEGOLKOVA ASYA ALEXANDROVNA

Ph.D. in Economics, Associate Professor, leading researcher
The Luzin Institute of Economic Problems is a separate division
of the Federal State Budgetary Institution of the Federal Research
Center of the KNC RAS, Apatity, Murmansk region, Russia,
e-mail: szfmgei@mail.ru

SPATIAL ORGANIZATION OF THE ARCTIC GAS TRANSPORTATION SYSTEM

Abstract. The intensification of geological exploration on the Yamal Peninsula, the discovery of new unique deposits requires the renewal and formation of an integrated Arctic gas transportation infrastructure, the search for an optimal scheme for transporting natural gas for both domestic

consumption and the fulfillment of export contracts. *The purpose* of this article is to solve the scientific problem of assessing the spatial organization and analysis of the gas transportation infrastructure of the Arctic mainland. *Main tasks*: investigation of the spatial organization of the resource base of the Arctic gas transportation system; assessment of gas transportation corridors from the fields of the Arctic zone of the Russian Federation. *Research methodology*. A general scientific methodology has been applied that provides for a systematic integrated approach to assessing the state of the Arctic gas transmission system using comparative analytical, statistical methods of economic analysis. *Results and conclusions*. It is determined that the Yamal gas production region, centered on the Bovanenkov cluster, will become the main resource base of the Arctic gas transportation System in the future. The conclusion is made that the construction of an effective scheme for the transportation of natural gas through the Arctic gas Transmission system requires a comprehensive conceptual approach, which includes: assessment of potential natural gas resources, transport and infrastructure support, consideration of environmental safety, quality of technical and technological support, etc. The prospects of the development of the system of natural gas transportation from the continental, coastal and offshore fields of the Arctic are assessed. *Keywords*: Arctic zone of the Russian Federation, Arctic gas transportation system, natural gas, natural gas deposits, gas transportation corridor.

1. Введение. Арктическая зона РФ (АЗРФ) находится в авангарде государственной политики России, поскольку рассматривается как движущая сила экономического развития не только региона, но и страны в целом. На современном этапе Арктика становится фронтиром в системе национальной безопасности России, так как является стратегически важным регионом со значительными ресурсами и высоким потенциалом благодаря своей уникальной биологической, а также минерально-сырьевой базе, в первую очередь углеводородов. Как следствие, АЗРФ утратила статус периферийного региона и находится в центре государственной политики России, цели которой определены в нормативных документах, определяющих направления, цели и задачи по реализации национальных проектов и стратегических государственных программ развития Арктики.

Интерес к Арктическому региону и углеводородным ресурсам в мировой геополитике и экономике возрос в 2008 году, когда Геологическое управление Соединенных Штатов (United States Geological Survey – USGS) опубликовало исследование, в котором сообщалось, что в Арктике сосредоточено 12,3 % неразведанных мировых запасов нефти (нефти – 90 млрд баррелей), 32,1 % неразведанных газовых ресурсов (природного газа – 1669 трлн куб. футов, газоконденсата – 44 млрд баррелей) [12].

На данный момент благодаря выстроенному нормативно-правовому контуру, который принят во исполнение Стратегии развития [8], российские арктические территории стали единственной крупнейшей в мире экономической зоной в Арктике, где государственная политика и государственный контроль объединены посредством административных, налоговых, инвестиционных инструментов и преференций, что позволило сделать возможной крупномасштабное освоение и разработку углеводородного сырья, обновление и формирование комплексной арктической газотранспортной инфраструктуры [10].

Решение проблем, обозначенных в стратегических программах развития АЗРФ, актуализируют исследование в области пространственной организации регионального хозяйства в Арктике [2, 11].

Пространственная организация экономического освоения нефтегазовых ресурсов АЗРФ, устойчивое развитие и стратегическое управление нефтегазовым комплексом, определение эффективной схемы транспортировки природного газа с арктических месторождений применяется в качестве методологического подхода в научных работах [3, 15] и др.

Значимой, но до конца не разрешенной проблемой в исследованиях пространственной организации центров газодобычи в Арктическом регионе РФ, является анализ имеющихся газотранспортных коридоров с месторождений АЗРФ, оценка эффективности применения трубопроводного транспорта при транспортировке природного газа с арктических месторождений в сравнении с иными видами перевозок.

2. Основная часть.

2.1. Ресурсная база Арктической газотранспортной системы.

Первый газопровод в Арктическом регионе Мессояха-Норильск протяженностью 671 км начал эксплуатацию в декабре 1967 года. С началом активного освоения месторождений природного газа в Арктическом регионе началось строительство газопроводов. Первый магистральный газопровод (МГП) мощностью 65 млрд м³ в год начал эксплуатацию в 1974 году, связав ямальское месторождение Медвежье с европейской частью России.

Ресурсная база Арктической газотранспортной системы (ГТС) представлена северной частью Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), которая является преимущественно газоносной. На месторождения Арктического региона приходится порядка 85 % добываемого природного газа. Извлекаемые запасы углеводородного сырья Арктического региона оцениваются экспертами в пересчете на жидкие углеводороды в 245 млрд т, при этом доля газовых ресурсов в общем объеме углеводородного потенциала составляет порядка 90 % [13, 14].

В последние годы серьезные перспективы открытия высокопотенциальных месторождений и залежей углеводородного сырья, включая уникальные по объемам извлекаемых ресурсов, связывают с пятью арктическими НГО Западно-Сибирской НГП (Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Южно-Карской) [10]. Всего за все годы проведения геологоразведочных работ (ГРП) на территории мегабассейна, расположенного в ЯНАО, открыто 238 углеводородных месторождений, из них находятся в разработке – 100, на остальных ведутся разведочные работы.

Основная часть разведанных запасов природного газа расположена в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, где находится 120 месторождений, в их числе гиганты: Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, с суммарными начальными запасами свыше 19 трлн м³. Месторождения данных НГО выдают 67 % всего текущего объема газа, добываемого в России. По данным экспертов, накопленная добыча природного газа в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО к 2021 году составила более 19 трлн м³, выработка на отдельных месторождениях достигает до 75 %. Добыча природного газа на месторождениях-гигантах находится на завершающей стадии разработки, выработка на 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 %.

Падение добычи природного газа из сеноманских залежей восполняется разработкой валанжинского газа, а также труднодоступных ачимовских отложений и освоением новых месторождений Карско-Ямальского региона, который включает Ямальскую, Гыданскую и Южно-Карскую НГО. В данном регионе зафиксированы значительные промышленные месторождения углеводородов в обширном стратиграфическом диапазоне – от области контакта фундамента с платформенным (осадочным) чехлом по сеноманские залежи включительно. Основные запасы углеводородного сырья (в основном газа и газоконденсата) Ямальской НГО (суша) отмечены в альб-сеноманском и апт-альбском продуктивных комплексах [4]. Основная доля в структуре запасов природного газа 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. «Суммарные запасы и ресурсы всех месторождений Ямальской НГО с учетом Приямальского шельфа составляют: запасы газа, разведанные и предварительно оцененные (А + В + С1 + С2) – порядка 16 трлн м³, перспективные и прогнозные (С3 – D3) – около 22 трлн м³; конденсата извлекаемый (А + В + С1) – более 226 млн т; нефти – 292 млн т» [6, с. 64].

Несмотря на общее снижение запасов, ресурсная база природного газа Ямальского центра газодобычи заметно возросла благодаря открытию на приямальском шельфе двух новых месторождений – им. В. А. Динкова и Нярмейское, их общие суммарные запасы составляют более 500 млрд м³. Были произведены ГРП по доразведке запасов опорных месторождений Бованенковской и Тамбейской групп, по результатам бурения пробных разведочных скважин также были скорректированы данные о большей продуктивности Ленинградского месторождения по сравнению с более ранними геологоразведочными данными. Извлекаемые запасы свобод-

ного газа Ленинградского ГКМ на данный момент оценивают в 1,9 трлн м³, что позволяет отнести месторождение в разряд уникальных. Таким образом, Ямальский регион газодобычи, центром которого является Бованенковский кластер, станет в перспективе заменой истощающимся газовым месторождениям Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО и будет являться основной ресурсной базой Арктической ГТС.

2.2 Система транспортировки природного газа с месторождений Арктической зоны РФ.

Система транспортировки углеводородов с месторождений АЗРФ включает местные и магистральные нефте- и газопроводы, транспортировку по железным дорогам и морской танкерный флот. Большая часть природного газа, добытого в Арктическом регионе, транспортируется потребителям по магистральным трубопроводным сетям в трех направлениях. Специфика

Трасса МГП	Характеристика МГП	Значение МГП
Северный коридор – общая мощность – 189,6 млрд м ³ (за 2021 год)		
ГП Уренгой – Надым I, II	Общая протяженность – 235 км Проектная мощность (ПМ) – 30 млрд м ³	Транспортировка газа (с НКМ Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейское, Юбилейное) в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) РФ для транспортировки по МГП «Сияние Севера», МГП СРТО – Торжок в целях развития промышленности, коммунального хозяйства северных регионов России
ГП Надым – Пунга I, II, IV	Протяженность каждой нитки соответственно – 605/696/595 км. ПМ каждой нитки – 14/14/30 млрд м ³	
ГП Медвежье – Надым I, II	Протяженность каждой нитки соответственно – 118/115 км ПМ каждой нитки – 28 млрд м ³	
Система МГП «Сияние Севера», нитки МГП: – Пунга – Вуктыл – Ухта I, II – Вуктыл – Ухта – Торжок – Уренгой – Ухта – Грязовец	Общая протяженность МГП порядка 4800 км. ПМ – 51 млрд м ³ (из-за возраста МГП эксплуатационная мощность оценивается в 46-48 млрд м ³)	Транспортировка газа (с НКМ Уренгойское, Ямбургское, Бованенково и др.) на Северо-Запад России, далее до 2022 г. – прокачка газа европейским потребителям (через Беларусь в Польшу, Украину и Литву – МГП «Сияние Севера»), а также экспортные поставки по МГП «Ямал-Европа» (из МГП СРТО – Торжок)
МГП Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок	Протяженность МГП – 2200 км. ПМ – 20,5 – 28,5 млрд м ³ на различных участках	
МГП Бованенково – Ухта – Торжок МГП Бованенково – Ухта 2 – Торжок 2 МГП Бованенково – Ухта 3 – Торжок 3 ¹	Протяженность каждого участка и нитки МГП соответственно – 1200/970 км (с учетом резервных ниток подводных переходов) Общая ПМ каждого участка соответственно – 115/90 млрд м ³ (без нитки МГП Бованенково – Ухта 3 – Торжок 3)	Транспортировка газа с НКМ Бованенковское и Харасавэйское в ЕСГ РФ потребителям на Северо-Запад России, а также для дальнейшей транспортировки по МГП Ямал-Европа и МГП «Северный поток» и «Северный поток – 2» (по проекту)
Система МГ Заполярье – Уренгой (включая врезку газопровод с НКМ Южно-Русское	Общая протяженность – 590 км. ПМ – 100 млрд м ³	Транспортировка газа с НКМ Заполярное, Южно-Русское в ЕСГ России для дальнейшей транспортировки по МГП «Северный поток» и «Северный поток – 2» (по проекту)
Центральный коридор – общая мощность – 300-350 млрд м ³		
МГП «Прогресс» (экспортный) Ямбург- Западная граница	Протяженность – 3473 км, из них по территории РФ – 2313 км. ПМ – 26 млрд м ³	Шестиниточная система МГП для транспортировки газа с НКМ: Ямбургское, Харвугинское, Находкинское, Уренгойское (север), Северо-Уренгойское, Юрхаровское, Песцовое, Ванкорское потребителям Уральского, Приволжского и Центрального ФО, а также в Европу – Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия (МГП «Прогресс»).
Система МГП Ямбург – Тула I, II	Протяженность каждой нитки соответственно – 3397/3306 км. ПМ каждой нитки – 26-28 млрд м ³	
Система МГП Ямбург – Елец I, II	Протяженность каждой нитки – 3146 км. ПМ каждой нитки – 26-28 млрд м ³	
Система МГП Ямбург – Поволжье	Протяженность – 2939 км. ПМ – 26 млрд м ³	

Продолжение таблицы 1

Трасса МГП	Характеристика МГП	Значение МГП
Система МГП (экспортный) Уренгой – Помары – Ужгород	Протяженность – 4451 км, из них по территории РФ – 3291 км. ПМ – 32 млрд м ³ , фактич. – 28 млрд м ³	Система трансконтинентальных МГП для транспортировки газа с НГКМ Уренгойское (центр), Самбургское для потребителей Центрального ФО, а также в страны Восточной, Центральной и Западной Европы.
МГП Уренгой – Центр I, II,	Протяженность каждой нитки соответственно – 3211/3035 км. ПМ каждой нитки соответственно – 31/28 млрд м ³	
МГП Уренгой – Петровск	Протяженность – 3000 км ПМ – 32-37 млрд м ³	Транспортировки газа с НГКМ Юбилейное, Медвежье, Ямсовейское и др. месторождений Надым-Пур-Тазовского региона для потребителей Уральского ФО
Система МГП СРТО – Урал I, II,	Многониточная ГТС Общей протяженностью 9650 км ПМ на различных участках в среднем – 16,2 млрд м ³	
ГП Надым – Пунга III – Нижняя Тура	Общая протяженность – 1238 км Проектная производительность нитки каждого из участка соответственно – 30/16 млрд м ³	Доставка газа с НГКМ Медвежье в ЕСГ РФ для транспортировки по МГП Нижняя Тура – Пермь-Горький – Центр, для потребителей Уральского, Приволжского и Центрального ФО
ГП «ГАЗ ЯМАЛА» УКПГ НОВОПОРТ – 88 КМ ЯМБУРГСКОГО ЛПУМГ	Протяженность – 115,5 км: из них 58,4 км проходят по дну Обской губы (максимальная глубина залегания – 8,5 м). ПМ – 20 млрд м ³	Доставка газа с Новопортовской группы месторождений в ЕСГ России для транспортировки по МГП Ямбург – Тула I, II для потребителей Уральского, Приволжского и Центрального ФО
Южный коридор – общая мощность – 90 млрд м³		
МГП Уренгой – Новопокровск	Протяженность – 3609 км ПМ – 31 млрд м ³	Транспортировки газа с НГКМ Медвежье, Ямсовейское, Юбилейное в регионы центральной и южной части России, а также для обеспечения подачи газа в газопровод Краснодарский край – Крым и в экспортные газопроводы
МГП Уренгой – Сургут – Челябинск	Протяженность – 1780 км	Транспортировка газа с месторождений 3.-Таркосалинского В.-Таркосалинского, Стерхового, С.-Губкинского, Юмантыльского, Ханчейского и др. На Сургутском участке формируют Сургутский газотранспортный коридор, который связан с МГП НГПЗ-Парабель – Кузбасс, с ответвлением Новосибирск – Барнаул.
МГП Комсомольское – Сургут – Челябинск	Протяженность – 1683,4 км	Обеспечивает природным газом потребителей в Зауралье, Свердловской, Челябинской и Оренбургской области, в Республике Башкортостан, Алтайском крае.
МГП СРТО – Омск – Новосибирск – Кузбасс	Многониточная ГТС Протяженность (на участке СРТО – Омск) – 600 км	
МГП Игрим ² – Серов – Нижний Тагил	Протяженность (на участке Игрим – Серов) – 525 км ПМ – 10 млрд м ³	Транспортировка газа с ГМ Игримское в регионы Северного Урала
Восточный коридор (проект)		
Система МГП «Сила Сибири – 2» (проект) Бованенково – Новый Уренгой – Красноярск – Саянск/г.Зима/Черемхово – Кяхта – Улан-Батор (Монголия) – да-Примечание: МГП «Сила Сибири» да-строенные в 1980-х – начало 1990-х гг.; МГП «Союз-Восток» с КНР МГП «Бованенково-Ухта»	Протяженность – 6700 км, из них по территории РФ – 2700 км. ПМ – 50 млрд м ³ Ориентировочный срок ввода МГП «Сила Сибири 2» в эксплуатацию – 2029-2032 гг.; МГП «Союз-Восток 3» – запуск запланирован на 2023 г.; МГП «Бованенково-Ухта» – 45 млрд м ³ , протяженность – 973 км (участок до Торжска).	Транспортировка газа с месторождений Ямальской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской и Гыданской НГО потребителям Уральского, Сибирского, Дальневосточного ФО, а также в Монголию, затем по МГП «Союз-Восток» в КНР. Позволит связать западную и восточную зоны ЕСГ РФ.

Можно выделить четыре временных отрезка строительства Арктической ГТС. Первый временной отрезок строительства – 60-е годы прошлого века, второй – 1970-е гг., третий – 1980-начало 1990 гг. и четвертый – 2000-е годы и по наше время. Большая часть газопроводов Арктической ГТС (более 50 %) северного и южного коридора начали свою эксплуатацию в 60-х – начало 70-х гг. 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 гг.

С активизацией в 2000-х гг. ГРП на полуострове Ямал, открытием новых уникальных месторождений началось обновление и формирование комплексной Арктической газотранспортной инфраструктуры, включая строительство и увеличение пропускной способности уже имеющихся магистральных, промысловых и распределительных газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций, с целью транспортировки газа с разрабатываемых месторождений в ЕГС России как для внутреннего потребления, так и выполнения экспортных контрактов.

В 2021 году введен в эксплуатацию подводный газопровод «Газ Ямала», который соединяет производственные объекты Новопортовской группы месторождений с МГП Ямбург – Тула I, II. Программа освоения прибрежных ГМ Каменномыское-море, Северо-Каменномыское и ряд менее крупных предполагает формирование единого добывающего узла, связанного с существующей Ямбургской ГТС. С этой целью планируется строительство МГП УКПГ ГМ Каменномыское-море – ГКС Ямбургская и газопровода-подключения с ГМ Северо-Каменномыское – это две нитки подводного газопровода, которые планируют подавать газ с ледостойкой платформы до берегового технологического комплекса [5]. Далее газ будет транспортироваться в ЕГС России. Предполагаемая дата начала эксплуатации – 2024 год, проектная производительность – 30 млрд м³. Также в планах развития – увеличение числа ниток МГП Бованенково –Ухта.

3. Выводы. С позиции пространственной организации освоения газовых ресурсов в обозримом будущем достигнутый уровень газодобычи (400-500 млрд м³ в год) на месторождениях Арктического региона будет обеспечен и возмещен за счет расширения и освоения месторождений-спутников, в первую очередь Ямальской и Гыданской НГО (суша), и ряда прибрежных месторождений, что требует решения задач определения оптимальных схем транспортировки природного газа с месторождений материковой части Арктики. Выстраивание эффективной схемы транспортировки природного газа посредством Арктической ГТС требует комплексного концептуального подхода, который включает: оценку потенциальных ресурсов природного газа, транспортное и инфраструктурное обеспечение, учет экологической безопасности, качество технико-технологического обеспечения и пр. Целесообразно осуществлять расчет эффективности применения трубопроводного транспорта при транспортировке природного газа с месторождений АЗРФ в сравнении с иными видами перевозок (железнодорожных, морских), а также оценивать возможность их сочетания.

Применительно к месторождениям Ямальской (суша), Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской НГО перспективным является развитие системы транспортировки природного газа посредством подключения вновь открытых скважин и месторождений к МГП при помощи промысловых трубопроводов. Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования с последующей транспортировкой углеводородов до береговых технологических комплексов, используя трубопроводную систему, интеграцию морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе.

Что касается шельфовых месторождений, то здесь возможна транспортировка природного газа по трубопроводу на берег с последующим сжижением и дальнейшей поставкой СПГ с

использованием танкеров, по примеру норвежского газового проекта на месторождении «Сневит» («Белоснежка») в Баренцевом море. Оператором данного проекта выступает Statoil. Добытый на месторождении «Сневит» газ и конденсат посредством подводной добычной установки, управляемой с берега, поступает по трубопроводу на завод по сжижению на полуостров Мелькёйа вблизи Хаммерфеста. Однако в условиях ограничения экспорта, отсутствия апробированных технологических решений освоения углеводородов, а также эффективных методов ликвидации экологических последствий возможных аварий освоение природного газа на арктическом шельфе на современном этапе нерационально.

Благодарности

Литература

1. Вяхирев Р. И. *Российская газовая энциклопедия*. – М: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.
2. *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. Маслوبةва В. А., к. э. н. Ульченко М. В.* – Апатиты: изд. Колского научного центра РАН, 2019. – 170 с. DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.397.9-1 - EDN: SFQZPL
3. Козьменко С. Ю., Савельев А. Н., Тесля А. Б. *Глобальные и региональные факторы промышленного освоения углеводородов континентального шельфа Арктики // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. – 2019. – № 3(117). – С.65-73. - EDN: HEVVYF
4. Люгай Д. В., Соин Д. А., Скоробогатко А. Н. *Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря // Научно-технический сборник. Вести газовой науки*. – 2017. – № 3(31). – С. 29-35.
5. Назаров В., Краснов О., Медведева Л. *Арктический нефтегазоносный 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
6. *Отчет Группы Газпром о деятельности в области устойчивого развития за 2021 год. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2021/> (дата обращения: 11.09.2022), свободный.* – Загл. с экрана.
7. *Транспортировка. Единая система газоснабжения России. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 11.09.2022), свободный.* – Загл. с экрана.
8. *Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45972> (дата обращения: 11.09.2022), свободный.* – Загл. с экрана.
9. Щеголькова А. А. *Воспроизводство углеводородов в Арктической зоне РФ: институционально-правовой аспект // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. – 2021. – № 3 (129). – С. 68-74. DOI: 10.24411/2311-3464-2021-10002 - EDN: ALRJSA
10. Щеголькова А. А. *Пространственная организация освоения газовых ресурсов Ямальской нефтегазоносной области // Арктика и Север*. – № 45. – С. 61-74. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.45.61. EDN: SZENNM
11. 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
12. *Final Report U.S. Geological Survey Oil and Gas Resource. Assessment of the Russian Arctic, July 2010. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc831879/> (дата обращения: 11.09.2022), свободный.* – Загл. с экрана.
13. 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.
14. 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.
15. 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.

References:

1. Vyahirev R. I. *Rossiyskaya gazovaya enciklopediya*. – M: Bol'shaya Rossiyskaya enciklopediya, 2004. – 527 s.
2. *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. Maslובהva 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: SFOZPL
3. Koz'menko S. YU., Savel'ev A. N., Teslya A. B. Global'nye i regional'nye faktory promyshlennogo osvoeniya uglevodorodov kontinental'nogo shel'fa Arktiki // *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*. – 2019. – № 3(117). – S.65-73. - EDN: HEVVYF
4. Lyugaj D. V., Sojn D. A., Skorobogat'ko A. N. Osobennosti neftegazonosnosti poluostrova Yamal v svyazi s ochenkoj perspektiv yuzhnoj chasti Karskogo morya // *Nauchno-tehnicheskij sbornik. Vesti gazovoj nauki*. – 2017. – № 3(31). – S. 29-35.
5. Nazarov V., Krasnov O., Medvedeva L. Arkticheskij neftegazonosnyj shel'f Rossii na etape smeny mirovogo energeticheskogo bazisa // *Energeticheskaya politika*. – 2021. – № 7(161). – S. 70-85. – DOI: 10.46920/2409-5516_2021_7161_70 - EDN: RHEXKI
6. Ofchet Gruppy Gazprom o deyatel'nosti v oblasti ustojchivogo razvitiya za 2021 god. [Elektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2021/> (data obrashcheniya: 11.09.2022), svobodnyj. – Zagl. s ekrana.
7. Transportirovka. Edinaya sistema gazosnabzheniya Rossii. [Elektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (data obrashcheniya: 11.09.2022), svobodnyj. – Zagl. s ekrana.
8. Ukaz Prezidenta RF ot 26 oktyabrya 2020 g. № 645 «O Strategii razvitiya Arkticheskoy zony Rossijskoj Federacii i obespecheniya nacional'noj bezopasnosti na period do 2035 goda. [Elektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45972> (data obrashcheniya: 11.09.2022), svobodnyj. – Zagl. s ekrana.
9. SHCHegol'kova A. A. Vosproizvodstvo uglevodorodov v Arkticheskoy zone RF: institucional'no-pravovoy aspekt // *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*. – 2021. – № 3 (129). – S. 68-74. DOI: 10.24411/2311-3464-2021-10002 - EDN: ALRJSA
10. SHCHegol'kova A. A. Prostranstvennaya organizaciya osvoeniya gazovyh resursov Yamal'skoj neftegazonosnoj oblasti // *Arktika i Sever*. – № 45. – S. 61-74. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.45.61. EDN: SZENNM
11. 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
12. Final Report U.S. Geological Survey Oil and Gas Resource. Assessment of the Russian Arctic, July 2010. [Elektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc831879/> (data obrashcheniya: 11.09.2022), svobodnyj. – Zagl. s ekrana.
13. 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.
14. 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: ŠEXXGN.
15. 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.