



Арктический газовый хаб в трансформации экспортной модели российского СПГ

В.И. Салыгин, Н.А. Флегонтов

Московский государственный институт международных отношений (университет)

В статье анализируются возможности организации в Арктике торгового газового хаба как центра формирования гибкой и конкурентной структуры экспорта российского сжиженного природного газа (СПГ). Актуальность исследования объясняется важностью участия России в происходящей трансформации контрактной и ценовой структур газовых рынков, а также оперативной адаптации экспорта российского СПГ к растущему санкционному давлению, что необходимо для укрепления конкурентоспособности отечественной газовой отрасли и стабильного развития минерально-сырьевых центров российской Арктики. Рассматривается эволюция системы ценообразования и торговли природным газом, выделены основные тенденции современной системы газотрейдинга, связанные с происходящей коммодитизацией газа, ростом популярности краткосрочных контрактов и спотовых сделок, активным внедрением конкурентных механизмов ценообразования на основе модели «газ-газ». Отмечается, что введённые в отношении российской газовой отрасли западные санкции показали уязвимость контрактной структуры и повысили актуальность создания суверенной системы газового трейдинга, ядром которой должен стать газовый хаб как центр заключения сделок с наличным газом и базис для поставок товара по фьючерсным контрактам. В качестве такого хаба авторы предлагают отличающийся уникальными техническими характеристиками и географическим положением район Кольского залива, где с учётом сложившихся логистических цепочек будет сконцентрирован значительный объём первичной ликвидности. В статье рассматривается также необходимость запуска фьючерсного контракта на Петербургской бирже или на Единой энергетической бирже стран – членов БРИКС, что будет способствовать совершенствованию системы биржевой торговли российскими энергоносителями. В заключении статьи авторы отмечают, что создание новой системы газотрейдинга на основе организации газового хаба и формирования регионального газового бенчмарка может обеспечить стабильность, прозрачность и независимость экспорта российского СПГ.

Ключевые слова: газовый хаб, система ценообразования, бенчмарки, российская Арктика, СПГ-проекты, товарно-сырьевая биржа, Северный морской путь

УДК: 339.54:622.324(98)

Поступила в редакцию: 12.11.2025

Принята к публикации: 11.01.2026

Нефтегазовый комплекс, играя важнейшую роль в обеспечении энергетической безопасности России, продолжает оставаться одной из ведущих отраслей национальной экономики (Максименко, Зябликова 2023), оказывающей весомое воздействие как на макроэкономическую ситуацию в стране, так и на её внешнеэкономическую деятельность. Так, в 2025 г. отраслевые налоги, уплачиваемые российскими нефтегазовыми компаниями, составили 27% доходной части федерального бюджета и 13% консолидированного бюджета Российской Федерации¹. Стоимость конечных товаров и услуг, произведённых предприятиями нефтегазового комплекса, традиционно достигает 14–21% ВВП России², а стоимостные объёмы поставки на зарубежные рынки нефтяных и газовых грузов, по оценке, в 2025 г. могли давать около 52% российской экспортной выручки³. Сверх того, нефтегазовый сектор способствует проведению скоординированной экономической политики, стимулирует развитие смежных отраслей экономики и укрепление позиций России в международной энергетической политике и дипломатии. В условиях происходящих энергетического перехода и декарбонизации мирового хозяйства роль природного газа в структуре экспорта российских энергетических ресурсов будет возрастать. Однако дальнейшее укрепление роли России в мировом экспорте газа, в первую очередь СПГ, будет сталкиваться как с общерыночными трендами, характеризующимися смещением центров потребления в Азиатско-Тихоокеанский регион и происходящими эволюционными изменениями системы трейдинга и ценообразования, так и с конъюнктурными вызовами, сопряжёнными с ужесточением санкционных ограничений в отношении российской газовой отрасли. В связи с вышесказанным возникает необходимость оценить целесообразность трансформации существующей структуры торговли российским СПГ.

Проведение указанной оценки опиралось на следующий исследовательский вопрос: отвечает ли создание газового хаба в российской Арктике эволюционным тенденциям мирового газотрейдинга и стратегическим вызовам, стоящим перед отечественной газовой отраслью? Позволит ли отход от западноцентричной модели ценообразования обеспечить «ценовой суверенитет»

¹ Краткая ежегодная информация об исполнении консолидированного бюджета Российской Федерации и государственных внебюджетных фондов (млрд руб.). *Минфин России*. URL: https://minfin.gov.ru/ru/statistics/conbud/execute?id_57=93447-kratkaya_ezhemesyachnaya_informatsiya_ob_ishpolnenii_konsolidirovannogo_byudzheta_rossiskoi_federatsii_i_gosudarstvennykh_vnebyudzhethnykh_fondov_mlrd_rub_nakopleno_s_nachala_goda (дата обращения: 15.02.2026). Доля в доходах зависит от мировых цен на энергоресурсы с коэффициентом корреляции 0,5 с ценой на нефть Brent.

² Росстат: официальный сайт. 2025. *Росстат*. URL: <https://rosstat.gov.ru/statistics/accounts> (дата обращения: 15.02.2026)

³ Monthly analysis of Russian fossil fuel exports and sanctions. *Center for Research on Energy and Clean Air*. December 2025. URL: <https://energyandcleanair.org/december-2025-monthly-analysis-of-russian-fossil-fuel-exports-and-sanctions/> (accessed 15.02.2026)

экспорта российского СПГ или же, наоборот, приведёт к разрушению сформированной модели и потере достигнутых позиций на мировых газовых рынках?

Проработка поставленной проблематики включала использование как общенаучных, так и специальных методов исследования, в том числе статистического анализа, институционального анализа (оценка контрактных форм, торговых площадок, биржевых институтов, их роли в формировании газового бенчмарка), сравнительного анализа (сопоставление российских и зарубежных практик организации торговли природным газом), экономического прогнозирования (оценка перспектив ликвидности спотовой торговли и развития фьючерсных инструментов на российский СПГ), имитационного моделирования (разработка модели запуска газового бенчмарка), системного подхода (рассмотрение рынка СПГ как сложной многокомпонентной системы).

Гипотеза исследования предполагает, что создание логистического и ценового хаба в западной Арктике полностью отвечает вызовам, связанным с трансформацией системы международного газотрейдинга и усиливающимся санкционным давлением на каналы сбыта российских энергоресурсов. Организация центра спотовой и срочной торговли создаст задел для формирования в России независимой от западных стран системы коммерции и логистики СПГ, обеспечивающей защиту энергетической безопасности Российской Федерации как нетто-экспортёра углеводородов.

Программа исследования включает анализ эволюции системы международного газотрейдинга от безусловного доминирования долгосрочных контрактов к усилению роли краткосрочной и спотовой торговли; определение роли газовых хабов как центров логистики, трейдинга и ценообразования на СПГ, выступающих основным элементом, обеспечивающим связь биржевого и наличного сегментов газовых рынков; оценку влияния западных санкций на систему торговли российским СПГ, обуславливающего необходимость повышения гибкости российского газотрейдинга; выявление основных факторов перспективности западной Арктики для организации первого экспортноориентированного газового хаба в Российской Федерации.

Несмотря на популярность изучения вызовов и перспектив российского газового экспорта, вопросы газотрейдинга и экспортного ценообразования в работах исследователей зачастую обходятся стороной. Большинство исследований, объектом которых выступает торговля российским природным газом, фокусируются на изменении географических направлений его сбыта и проблемах логистики, которые непосредственно влияют на физический объём экспорта. В то же время механизмы организации внешнеторговых сделок, выбор релевантной ценовой модели, которая наравне с объёмом определяет размер совокупной выручки, продолжают оставаться недостаточно раскрытыми. Такая ситуация во многом объясняется новизной указанных вопросов, находящихся на стыке теории организации торговли сырьевыми товарами и практики

современного нефтегазотрейдинга. В результате значительная часть происходящих на рынке процессов остаётся исключительно в практической плоскости и не находит концептуализации и осмысления в научных работах. В этой связи данное исследование может внести вклад в систематизацию знания о роли газовых хабов в эволюционирующей структуре ценообразования и понимание инструментов создания газовых ценовых эталонов, тем самым способствуя развитию отечественной школы нефтегазотрейдинга. Таким образом, результаты работы могут представлять интерес как для экспертов, чьи научные интересы связаны с вопросами функционирования рынков энергоресурсов, включая роль товарно-сырьевых бирж в международной торговле, и логистического обеспечения экспортных операций с СПГ, так и для представителей органов государственной власти и крупнейших отраслевых компаний, задействованных в выработке и реализации направлений государственной энергетической политики, включая развитие организованной (биржевой) торговли⁴ и эффективную реализацию экспортного потенциала российского ТЭК⁵.

Данная статья опирается на теоретическую базу организации товарных рынков, представленную трудами зарубежных и российских исследователей, многие из которых относятся к неокейнсианской школе экономической мысли. Основа понимания товарного рынка как синергии спотового (наличного) и срочного сегментов заложена ещё Дж. М. Кейнсом, который также определил возможные конфигурации их взаимодействия через механизм цены (Keynes 1914: 143–144). Разработка этой темы была продолжена Дж.Р. Хиксом, подробно остановившемся на влиянии спекулянтов на сближение спотовой цены и фьючерсной котировки (Хикс 1993: 246), а также значении хеджирования в коммерческой деятельности (Хикс 1993: 239–245), Дж. Халлом, отмечавшим важность хеджирования как способа страхования от рыночных рисков (Халл 2008: 101), Т. Лофтоном (Лофтон 2001), уточнившим постулаты предшественников в части взаимовлияния индикативной цены и биржевой котировки. На основе общего понимания функционирования товарно-сырьевых рынков происходит концептуализация основ торговли природным газом, в том числе осмысление роли газовых хабов в системе трейдинга и ценообразования. Так, проблеме смены контрактных структур и перехода к более гибкой системе ценообразования посвящены работы Дж. Стерна (Stern 2014: 47–48), К. Мириелло и М. Поло (Miriello, Polo 2015: 181), Д. Жанга и Т. Ванга (Zhang et al. 2018). Особенности формирования хабов для совершения сделок с трубопроводным

⁴ Информация о ходе реализации мероприятий национального плана развития конкуренции в Российской Федерации на 2021–2025 гг. *Минфин России*. 25.12.2024. URL: https://minfin.gov.ru/ru/om/po/plani_otcheti?id_57=310471-informatsiya_o_khode_realizatsii_meropriyatii_natsionalnogo_plana_razvitiya_konkurentsii_v_rossiiskoi_federatsii_na_2021-2025_gody (дата обращения: 15.02.2026).

⁵ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 г.: распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 № 908-р. *Минэнерго России*. URL: <https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy?docs-group=file-330334> (дата обращения: 15.02.2026).

газом были рассмотрены в трудах П. Хизера (Хизер 2020), А.Т. Схипперуса и М. Малдера (Schipperus, Mulder 2015), формализовавших механизм организации хабов и обосновавших их роль в создании газовых бенчмарков, а также К. Ши и Х.М.П. Вариама (Shi, Variam 2018), подробно проанализировавших субстантивное наполнение понятия «газовый хаб».

Особую важность представляют исследования, посвящённые перспективам создания газовых хабов в России. Так, в 2020 г. вышла работа группы исследователей Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», которые рассмотрели предпосылки организации газовых хабов во Владивостоке, в Центральной России, на российских Юге и Северо-Западе (Возможности и перспективы развития... 2020). В статьях А.Ю. Климентьева, И.Л. Кирилкина, И.Г. Родичкина (Климентьев и др. 2019), П.Б. Катюхи и А.С. Лошкарёва (Катюха, Лошкарёв 2024) анализируется возможность организации газового хаба для торговли трубопроводным газом и СПГ на Дальнем Востоке. Ю.Ю. Шпрыгов рассматривает вызовы, стоящие перед организацией экспортного СПГ хаба, который, по его мнению, должен быть объединён с виртуальной торговой площадкой (Шпрыгов 2019). И.Г. Родичкин и А.Ю. Климентьев отмечают возможность создания Россией газовых хабов в Причерноморье (Родичкин, Климентьев 2019), а ряд исследователей, в частности Э.А. Маркелова (Маркелова 2022), Е.А. Телегина, Г.О. Халова (Телегина, Халова 2021), Э. Экен (Экен 2022), А.В. Меньшов (Меньшов 2024), уделяют внимание перспективам участия России в создании турецкого газового хаба.

Роль газовых хабов в эволюции мировой системы газотрейдинга

Структура торговли природным газом претерпевает существенную трансформацию в сторону формирования глобального рынка СПГ (Дмитриев 2017: 5), но при этом сохраняет региональную специфику, обуславливающую сосуществование различных контрактных форм и моделей ценообразования. В процессе эволюции газовые рынки со значительным лагом повторяют путь мирового нефтетрейдинга к глобальности и большей либерализации. Причины такого «отставания» газотрейдинга от нефтяной торговли заключаются, во-первых, в относительной молодости рынка, во-вторых, в зарегулированности отрасли и ценообразования (выделяются три модели регулируемого ценообразования)⁶, в-третьих, в особенностях логистического характера. Драйвером революционных изменений в газотрейдинге стало появление технологии сжижения природного газа, что открыло путь к его морской транспортировке,

⁶ Wholesale Gas Price Survey 2024 Edition: A Global Review of Price Formation Mechanism 2005 to 2023. 2024. *International Gas Union*. p. 7. URL: <https://www.datocms-assets.com/146580/1736938551-wholesale-gas-price-survey-2024-edition.pdf> (accessed 15.02.2026)

обеспечивающей оперативность доставки (Телегина и др. 2020: 62), позволяющей связывать отдельные рынки и открывающей контрагентам доступ к широкому набору контрактных форм (Салыгин и др. 2021: 319). За период с 1975 по 2000 гг. торговля СПГ достигла 27% межрегиональной торговли природным газом, а к 2023 г. на СПГ приходилось уже 59% торговли природным газом (см. табл. 1)⁷. В результате продавцы и покупатели получили технологическую возможность оперативно реагировать на изменения баланса спроса и предложения за счёт перенаправления экспортных объёмов на дефицитные рынки (Фёдорова, Збоевская 2023: 36).

Таблица 1. Роль трубопроводного газа (ТГ) и СПГ в межрегиональной торговле природным газом (МРТ), 2000–2023

Table 1. The role of pipeline gas and LNG in inter-regional natural gas trade, 2000–2023

		2000	2005	2010	2015	2020	2023
Доля в МРТ газом, %	ТГ	73	71	59	57	48	41
	СПГ	27	29	41	43	52	59
МРТ газом, млрд м ³	ТГ	387	471	435	445	455	388
	СПГ	140	195	302	337	490	549
Темпы прироста объёма МРТ газом, %	ТГ	–	22	–8	2	2	–15
	СПГ	–	39	55	11	45	12

Источник: рассчитано на основе Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Source: Calculated based on the Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>

В настоящее время 61% экспорта СПГ реализуется на условиях долгосрочных контрактов⁸, которые, гарантируя покупателю надёжность поставок топлива и энергетическую безопасность (Гаврилина 2023), позволяют экспортеру защититься от инвестиционных рисков за счёт стабильного денежного потока, что особенно важно на этапе окупаемости вложенных инвестиций, а также сократить транзакционные издержки. Вместе с тем долгосрочные контракты, несмотря на оговорку о пересмотре цены, не обеспечивают необходимого уровня адаптации к стремительно меняющимся рыночным условиям (Макарова 2018: 134).

Наибольшая гибкость достигается в рамках спотовой торговли, которая стала возможной благодаря курсу на либерализацию торговли газом, реализованному в первую очередь в США (Лофтон 2001: 194), Великобритании и Европейском союзе. Несмотря на рост популярности в 2020–2023 гг. долгосрочных

⁷ Statistical Review of World Energy. 2024. Energy Institute. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 15.02.2026)

⁸ World LNG Report 2024. 2024. International Gas Union. URL: <https://www.igu.org/resources/2024-world-lng-report/> (accessed 15.02.2026)

контрактов, нацеленных на фиксацию цены в условиях турбулентности (Пшадский 2023: 7–8), в 2023 г. доля спотовых поставок и краткосрочных контрактов составила 40% мировой торговли СПГ⁹.

Спотовая реализация не лишена ряда недостатков, включая риски, связанные с ценовой волатильностью, логистические риски (нарушение ритмичности отгрузки и погрузки СПГ), регуляторные риски (изменение институциональных условий) (Mazigni 2004). Вместе с тем синергия спотового и срочного сегментов рынка может создавать возможности по нивелированию или снижению ряда рисков. Например, создание газового хаба как точки перетока ликвидности между указанными сегментами рынка «даёт возможность ценам на газ устанавливаться без вмешательства регуляторов» (Катюха 2022: 74) (снижение регуляторного риска). От неблагоприятного ценового изменения участник рынка может застраховаться, прибегнув к хеджевой операции (Chiou-Wei et al. 2020), которая также была невозможной на ранних этапах эволюции газотрейдинга. Поставки по гибким механизмам позволяют снизить риски упущенной выгоды за счёт диверсификации контрактной структуры и извлечь прибыль из изменяющихся цен после возврата первоначальных проектных вложений.

При этом спотовая торговля выступает значимым драйвером эволюции структуры ценообразования от привязки к цене замещающего энергоресурса к конкурентной формуле «газ-газ», которая уже охватила США, Австралию и Европу, где в 2020 г. 80% торговли газом осуществлялось на основе конкурентного ценообразования (Чернова, Разманова 2022: 1197). В то же время ключевой рынок АТР до сих пор остаётся зависимым от привязки к цене на нефть, в частности, от индикатива нефтяной смеси JCC (Japanese Crude Cocktail) (Гаврилина 2024: 148–149), всё менее отражающей реальную ситуацию на рынке (Stern 2014: 47–48).

Обоснованность привязки газовых цен к нефти (нефтепродуктам) снижается в условиях роста доли газа в мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) и укрепления роли в структуре электрогенерации. Так, за период с 1990 по 2023 гг. газ смог сократить отрыв от нефти в ТЭБ с 19 п.п. до 9 п.п.¹⁰. В структуре мирового производства электроэнергии за 2000–2023 гг. доля газа выросла с 12% до 23%, тогда как доля нефти сократилась с 8% до 3% (см. табл. 2)¹¹. В итоге обостряются вопросы зависимости газовых цен от нефти и нефтепродуктов, чья функция замещающих ресурсов ослабляется, и их способности адекватно отражать рыночные сигналы, в том числе с учётом «ценового хаоса»

⁹ GIIGNL Annual Report: the LNG Industry. 2024. *International Group of Liquefied Gas Importers*. URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2024/07/GIIGNL_2024-Annual-Report.pdf (accessed 15.02.2026)

¹⁰ Total Energy Consumption. *Energy Information Agency*. URL: <https://www.eia.gov/international/data/world/total-energy/total-energy-consumption> (accessed 15.02.2026)

¹¹ Total Energy Electricity Generation. *Energy Information Agency*. URL: <https://www.eia.gov/international/data/world/electricity/electricity-generation> (accessed 15.02.2026)

на мировом нефтяном рынке, связанного с падением репрезентативности мирового нефтяного бенчмарка Brent (Катюха 2020: 123) и растущей турбулентностью нефтяных котировок.

Таблица 2. Роль нефти и природного газа в мировой электрогенерации, 2000–2023
Table 2. The role of oil and natural gas in global electricity generation, 2000–2023

		2000	2005	2010	2015	2020	2023
Доля в мировой э/э, %	Нефть	8	6	5	4	3	3
	Газ	18	21	23	23	24	23
Объём э/э, млрд кВт*ч	Нефть	1 201	1 099	954	1 010	701	773
	Газ	2 734	3 685	4 814	5 525	6 308	6 569
Прирост объёма э/э, %	Нефть	–	–9	–13	6	–31	10
	Газ	–	35	31	15	14	4

Источник: рассчитано на основе данных U.S. Energy Information Agency. URL: <https://www.eia.gov/international/data/world/electricity/electricity-generation>

Source: Calculated based on data from the U.S. Energy Information Administration.

URL: <https://www.eia.gov/international/data/world/electricity/electricity-generation>

Постепенное внедрение конкурентной модели ценообразования, невозможное без развития спотового сегмента рынка, стало драйвером коммодитизации газа, включая формирование срочного рынка газовых деривативов (“paper gas”). При этом ядром формирующейся конкурентной структуры, позволяющей использовать гибкость краткосрочной и спотовой торговли, а также обеспечить репрезентативное ценообразование, становятся газовые хабы (Возможности и перспективы развития... 2020: 22). Физический хаб может совмещать роль центра транспортно-логистической системы, как в случае с американским Henry Hub, образованным на перекрёстке множества газопроводов, с ролью центра внебиржевых сделок, на основе которых ценовые агентства выводят индикативную цену на природный газ в данном конкретном хабе. Хаб, достигший значительной зрелости, как, например, вышеупомянутый Henry Hub (значения показателя “churn rate” колеблются между 36 и 50)¹², может стать базисом для поставки природного газа по фьючерсному контракту, инициированному на товарно-сырьевой бирже. В настоящее время основных хабов три: американский Henry Hub – спотовый хаб и базис для фьючерса Henry Hub Natural Gas Futures, торгуемого на Чикагской товарной бирже (CME); британский NBP, на основе которого на Межконтинентальной бирже (ICE) и CME торгуется фьючерс UK NBP Natural Gas Futures; европейский TTF, на основе которого на бирже ICE торгуется фьючерс Dutch TTF Natural Gas Futures. Каждый из этих хабов объединяет наличный рынок, где выводится индикативная цена, и срочный рынок, на котором система биржи определяет котировку фьючерса.

¹² McHich A. 2020. The Global Rise of Henry Hub Liquidity. CME Group. 07.12. URL: <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/the-global-rise-of-henry-hub-liquidity.html> (accessed 15.02.2026)

Цена, формируемая при посредничестве ликвидного газового хаба, становится ценовым эталоном (бенчмарком) для прочих газовых хабов, не обладающих высоким уровнем ликвидности (см. рис. 1): например, в США бенчмарк Henry Hub влияет на цены прочих 30 газовых хабов США, а также на цену поставляемого в КНР СПГ.

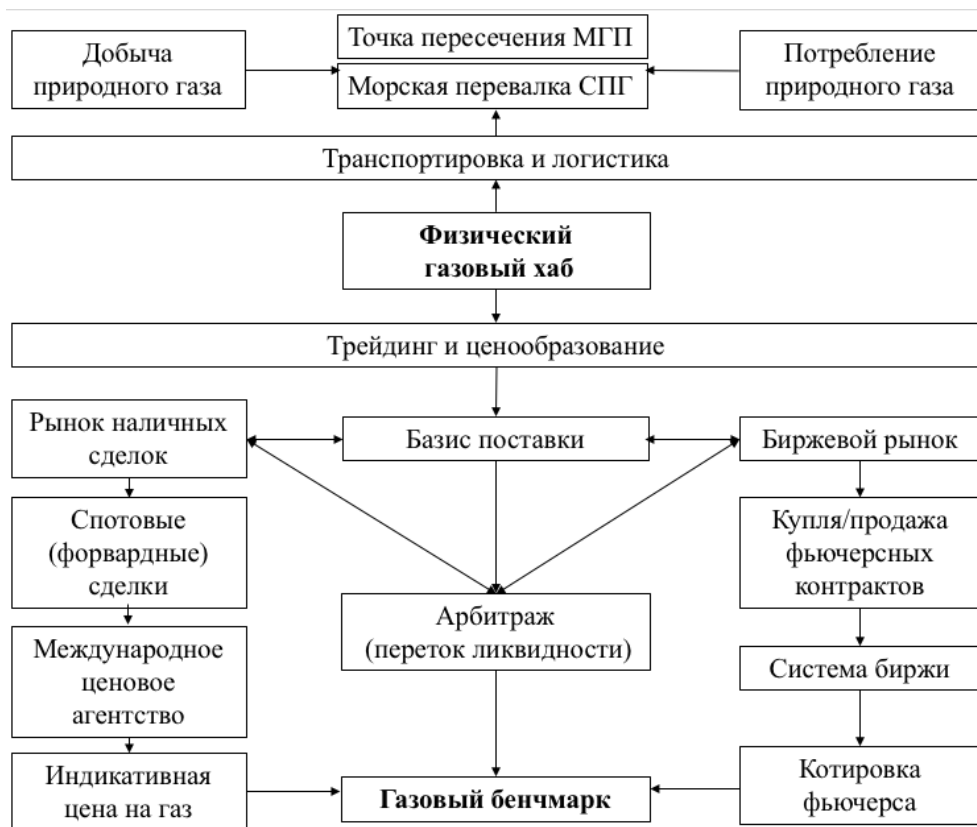


Рисунок 1. Роль хаба в трейдинге и логистике природного газа

Picture 1. Hub's role in natural gas trading and logistics

Источник: составлено авторами.

Бенчмаркерный газовый хаб формируется в результате долгого процесса наращивания ликвидности, которое может быть достигнуто при условиях:

- связанности хаба с крупным рынком газа, отличающимся значимыми объемами внутреннего потребления, предложения (Ходковская, Яковлева 2024: 157) и физической торговли,
- наличии электронной торговой площадки и развитого сотрудничества с ценовыми агентствами (Шпрыгов 2019: 237),
- обеспечении транспарентного и равного доступа к инфраструктуре хаба всех участников рынка (Катюха 2022: 74),

- интегрированности хаба с объектами газотранспортной инфраструктуры (Катюха 2021: 43),
- создании благоприятных институциональных факторов, связанных с либерализацией рынка (Ходковская, Яковлева 2024: 157),
- заинтересованности отраслевых компаний и их контрагентов в использовании преимуществ гибкой торговли и конкурентного ценообразования.

Структурные и конъюнктурные вызовы экспорта российского природного газа

Поставки российского природного газа на зарубежные рынки традиционно осуществлялись на основе долгосрочных контрактов. Так, в 2021 г. объём экспорта трубопроводного газа из России в Европу по долгосрочным контрактам составил 125,4 млрд м³, или 75% от суммарного экспорта¹³. Если до середины 2010-х гг. почти весь газ ПАО «Газпром» реализовывал европейским потребителям по ценам с нефтяной привязкой, то на фоне либерализации газового рынка Евросоюза ПАО «Газпром» пришлось уступить в вопросах контрактного ценообразования (Салыгин, Кавешников 2014): 28% экспорта стали напрямую индексироваться к ценам спотовых площадок, а цены на 14% поставок стали определяться через косвенный механизм (Сочнева 2020: 187). Привязка контрактной цены к стоимости нефтепродуктов используется и при поставках российского газа в АТР, в первую очередь китайским контрагентам по МГП «Сила Сибири»¹⁴. Аналогичные контрактные и ценовые условия применяются и при экспорте российского СПГ. Так, 96% поставок с проекта «Ямал СПГ» выполняется по долгосрочным контрактам, действующим до 2032–2041 гг.¹⁵, в рамках которых цена на экспортируемые объёмы в АТР индексируется к стоимости нефтяной смеси JCS, а при поставках в Европу опирается на котировки мазута и газойля (Козьменко, Козьменко 2023: 53). Таким образом, для реализации на спотовом рынке доступны только 4% от проектной мощности завода. Подобный консервативный подход к трейдингу и ценообразованию, рассчитанный на обеспечение стабильности и предсказуемости выручки, всё меньше отражает реальную ситуацию на газовых рынках, осложняет понимание российскими экспортёрами спроса и предложения на основе ценовых сигналов, ограничивает возможности по извлечению прибыли от роста цен на газ,

¹³ Henderson J. 2023. Do Future Russian Gas Pipeline Exports to Europe Matter Anymore. *The Oxford Institute for Energy Studies*. P. 12. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/07/Insight-131-Do-future-Russian-gas-pipeline-exports-to-Europe-matter-anymore.pdf> (accessed 15.02.2026)

¹⁴ Дятел Т. 2021. «Сила Сибири» в деньгах. *Коммерсантъ*. 16.06. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4858093> (дата обращения: 15.02.2026)

¹⁵ Urbasos I. 2024. The Future of Russian Gas in the EU. *Real Instituto Elcano*. P. 23. URL: <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2024/03/policy-paper-the-future-of-russian-gas-in-the-eu.pdf> (accessed 15.02.2026)

которые в условиях энергоперехода с высокой вероятностью будут устойчиво превышать нефтяные цены в энергетическом эквиваленте. В этих условиях хозяйствующим субъектам необходимо постепенно включаться в процесс эволюции ценообразования на экспортируемый газ, что будет отражаться как на финансовых результатах компаний, так и на проводимой государством налогово-бюджетной политике.

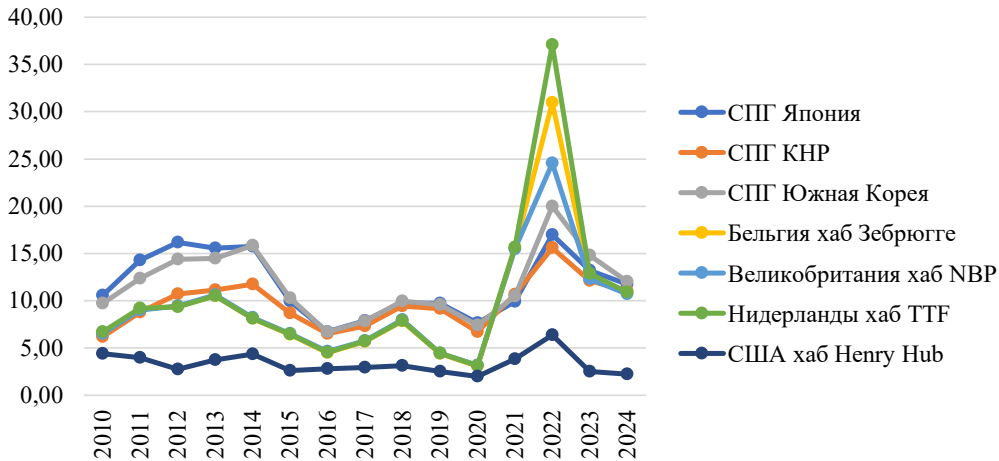


Рисунок 2. Цены на СПГ и природный газ в Европе и странах АТР, долл. США за британскую тепловую единицу, 2010–2024

Picture 2. LNG and Natural Gas Prices in Europe and Asia Pacific, US\$/Btu, 2010–2024

Источник: рассчитано на основе Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Снижающаяся репрезентативность привязки цены на газ к стоимости замещающего ресурса, которая в зависимости от рыночной ситуации может приводить к альтернативным издержкам или прибыли, отражается и на величине российских нефтегазовых доходов, в структуре которых газовая отрасль без учёта налога на дополнительный доход (НДД) занимает 16–21%^{16, 17}. Цена реализации газа на внешние рынки влияет на расчёт налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) через коэффициент «Цдз» (расчётная цена реализации

¹⁶ Сведения о формировании и использовании дополнительных нефтегазовых доходов федерального бюджета в 2018–2025 гг. *Минфин России*. URL: https://minfin.gov.ru/ru/document?id_4=122094-svedeniya_o_formirovanii_i_ispolzovanii_dopolnitelnykh_neftegazovykh_dokhodov_federalnogo_byudzheta_v_2018-2025_godakh (дата обращения: 15.02.2026)

¹⁷ Налоговый кодекс РФ: от 31.07.1998. №146-ФЗ. *Федеральная налоговая служба: официальный сайт*. URL: <http://nalog.garant.ru/fns/nk/189ee55699895a58d35d70784cf7bcb9/> (дата обращения: 15.02.2026)

газа за пределами территории стран – членов СНГ)¹⁸, величину уплачиваемой экспортной пошлины, расчёт НДС и налога на прибыль. К примеру, проект «Ямал СПГ», получивший налоговые льготы по уплате НДС и экспортной пошлины на СПГ (Лунден, Фьерфорт 2014: 53), с 2023 г. платит налог на прибыль, повышенный до 34%, из которых половина отчислений направляется в федеральный бюджет.

Кризис энергетического диалога России со странами Запада, разразившийся в 2022 г., показал хрупкость системы сбыта российского природного газа на основе долгосрочных контрактов. Западные санкции привели к разрыву, приостановке или непродлению долгосрочных контрактов, на которых базировался экспорт российского трубопроводного газа в Европу. В результате сокращения абсолютных объёмов со 191 до 51 млрд м³ доля Европы в поставках российского трубопроводного газа снизилась с 73% в 2019 г. до 33% в 2024 г.¹⁹

За отсутствием у ЕС возможности полностью заместить выбывшие объёмы российского трубопроводного газа экспорт СПГ из России продемонстрировал рост на 4 млрд м³ до 44 млрд м³, практически сохранив нишу на рынке Европы. Однако в условиях «ценовых катаклизмов» проявились недостатки практически полной ориентации проекта «Ямал СПГ» на систему сбыта по долгосрочным контрактам. Так, в 2022 г. 16,5 млн т СПГ, экспортируемого по долгосрочным контрактам, принесли ПАО «НОВАТЭК» доходов меньше, чем продажи 4 млн т на спотовом рынке²⁰, вследствие чего компания понесла существенные альтернативные издержки. Более того, оказалось, что долгосрочный контракт на СПГ не устоит перед лицом целенаправленного санкционного удара. Так, включённый 02.11.2023 в американский SDN-лист проект «Арктик СПГ 2» столкнулся с объявленным зарубежными акционерами форс-мажором по сбытовым контрактам, а в конце 2025 г. немецкая SEFE заявила о намерении разорвать контракт на поставку 3 млн т СПГ в год с проекта «Ямал СПГ», который даже не находится под санкциями. В этих условиях ПАО «Новатэк» придётся самостоятельно реализовывать СПГ на спотовых газовых хабах в рамках парадигмы конкурентного ценообразования «газ-газ», что потребует существенной перестройки выстроенных цепочек поставок.

¹⁸ Правила определения средней по Единой системе газоснабжения расчётной цены на газ горючий природный, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), расчётной цены реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств и расходов на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств – членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств: утверждены постановлением Правительства РФ от 10.02.2015 № 107. *ФАС России: официальный сайт*. URL: https://fas.gov.ru/netcat_files/File/e0ldlrgOvPk.pdf (дата обращения: 15.02.2026)

¹⁹ Statistical Review of World Energy. 2025. *Energy Institute*. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 15.02.2026)

²⁰ Михельсон заявил о сверхприбыльности спотовых поставок СПГ. 2022. *Ведомости*. 28.10. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/10/28/947916-mihelson-zayavil-o-sverhpribilnosti> (дата обращения: 15.02.2026)

Таким образом, если Россия хочет обеспечить устойчивость отрасли в условиях санкционного воздействия, необходимо активно диверсифицировать контрактную структуру, включаться в краткосрочную и спотовую торговлю, повышать гибкость экспорта и репрезентативность ценообразования. В авангарде эволюции российского газотрейдинга окажется экспорт СПГ как наиболее привлекательное с точки зрения гибкости поставок направление экспорта российского газа (Белогорьев 2023: 49). В отличие от трубопроводного экспорта, монополия на который принадлежит ПАО «Газпром» как собственнику единой системы газоснабжения, в отношении экспорта СПГ действует весьма либеральный режим регулирования²¹, который может обеспечить необходимый для создания ликвидности уровень конкуренции на стороне предложения.

Есть основания предполагать заинтересованность в более гибкой системе поставок российского СПГ и у азиатских потребителей. Высокие темпы экономического роста азиатских стран выступят основным фактором роста энергопотребления, а принимаемые крупнейшими экономиками АТР, например, Китаем, меры по декарбонизации будут стимулировать замещение нефти и угля природным газом. Кроме того, экономика КНР, нуждаясь в дерегулировании ценообразования на газ (Матвеев 2019), активно включается в мировой газотрейдинг, развивая срочную торговлю газом на Шанхайской фьючерсной бирже (анонсирован запуск фьючерса на СПГ, номинированного юанях).

Включение России в спотовую торговлю может стать важной вехой на пути достижения амбициозной цели по наращиванию экспорта СПГ к 2035 г. до уровня 140 млн т²². Представляется, однако, что выполнить эту задачу за счёт участия в спотовой торговле на европейских газовых хабах не удастся. Во-первых, сама европейская система газовой торговли переживает непростые времена в условиях падения репрезентативности индикативной цены, выводимой на ключевом хабе ТТФ, ввиду снижения первичной ликвидности, вызванного сокращением добычи газа на Гронингенском месторождении до 15 млрд м³ в 2022 г. (для сравнения: производство СПГ на заводе «Ямал СПГ» в 2024 г. составило 29 млрд м³)²³, а также её последующим прекращением, что снижает устойчивость определяемых на хабе цен к спекулятивным операциям. Во-вторых, в условиях прогнозируемого роста потребления СПГ странами АТР России необходимо укреплять свои позиции на азиатском направлении, которое в перспективе и будет определять темпы роста газового экспорта (Катюха,

²¹ Об экспорте газа: Федеральный закон от 18.07.2006 № 117-ФЗ (ред. от 02.11.2023). *Консультант Плюс*. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_61577/8696c810b696bb1feabdae23949a7b99c98f7dff/ (дата обращения: 15.02.2026)

²² Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 16.03.2021 № 640-р. *Правительство РФ: официальный сайт*. URL: <http://government.ru/news/41790/> (дата обращения: 15.02.2026)

²³ Экспорт СПГ из России в 2024 году достиг рекорда. 2025. *РБК*. 28.01. URL: <https://www.rbc.ru/business/28/01/2025/679785849a794730123774da> (дата обращения: 15.02.2026)

Лошкарёв 2024: 69–70). В-третьих, в марте 2025 г. начал действовать запрет на перевалку российского СПГ в портах ЕС и его дальнейший реэкспорт, что ограничивает возможности России по использованию европейских транспортных хабов. В-четвёртых, принятое в рамках 19-го пакета антироссийских санкций Евросоюза отложенное эмбарго на импорт российского СПГ будет существенно осложнять поставки газа в европейском направлении. В этих условиях российскому нефтегазовому комплексу необходимо выстраивать «полноценную цепочку от добычи до сбыта углеводородов» (Григорьева и др. 2023), включающую собственную систему гибкого экспорта и ценообразования на СПГ, в первую очередь за счёт создания газовых хабов и запуска ценового бенчмарка. При этом созданный ценовой эталон на российский СПГ мог бы стать основой для внедрения конкурентного ценообразования в систему долгосрочных контрактов, частичное сохранение которой необходимо для снижения ценовых и коммерческих рисков.

Перспективы арктического газового хаба

Центром создания в России новой системы экспорта СПГ, основанной на диверсификации контрактной структуры и включении в ценовую формулу долгосрочных контрактов привязки к собственному газовому бенчмарку, станет российская Арктика, которую справедливо называют «нефтегазовым Клондайком». Так, запасы природного газа в Арктической зоне Российской Федерации (АЗ РФ) оцениваются в 50 706,9 млрд м³ (76% российских запасов природного газа), из которых 66% относятся к запасам промышленных категорий. Регион уже играет важнейшую роль в добыче природного газа, в 2021 г. обеспечив 85% добычи газа в России с потенциалом роста абсолютного показателя к 2030 гг. до 849 млрд м³ в год (+ 36%)²⁴. С Арктикой связаны и основные перспективы развития отечественного производства СПГ. Так, в регионе реализован проект «Ямал СПГ» проектной мощностью 17,4 млн т, который в 2024 г. поставил на внешние рынки 21,1 млн т СПГ (63% общероссийского показателя)²⁵. Во второй половине 2025 г. начались активные отгрузки с находящегося под санкциями «Арктик СПГ 2».

²⁴ Об утверждении Программы лицензирования участков недр углеводородного сырья в АЗРФ на период до 2035 г., ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути: утверждено приказом Минприроды России от 09.06.2023 № 357. *Минприроды РФ: официальный сайт*. URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/ofitsialnye_dokumenty/prikaz_minprirody_rossii_ot_09_06_2023_357_/ (дата обращения: 15.02.2026)

²⁵ Алиферова Е. Экспорт СПГ из России в 2024 г. достиг рекордных 33,6 млн т. 2025. *Neftegaz.ru*. 28.01. URL: <https://neftgaz.ru/news/spg-szhizhenny-prirodny-gaz/877199-eksport-spg-iz-rossii-v-2024-g-dostig-rekordnykh-33-6-mln-t/> (дата обращения: 15.02.2026)

Введённые странами коллективного Запада санкционные ограничения оказали серьёзное влияние на транспортно-логистическое обеспечение арктических СПГ-проектов. В результате принятого Евросоюзом 14-го пакета санкций, который включает запрет на перевалку российского СПГ в европейских портах для реэкспорта в третьи страны, ПАО «Новатэк» было вынуждено перенести перевалку газа проекта «Ямал СПГ» в район острова Кильдин в относительной близости от Мурманска²⁶. Предполагаем, что перевалка в районе Кольского полуострова станет одним из ключевых элементов при экспорте СПГ с подсанкционного проекта «Арктик СПГ 2», логистическая модель которого подразумевала организацию перевалки на перегрузочные комплексы-накопители у Кольского залива (20% экспортных объёмов) и на Камчатке (оставшиеся 80%). По расчётам, для реализации газа с «Арктик СПГ 2» понадобится 21 арктический газозов (15 единиц должна была построить ССК «Звезда», а оставшиеся шесть газозовов, которые должны были вступить в строй уже в 2024 г., были заказаны на корейской верфи DMSE). В условиях роста санкционных рисков и последовавшего включения ПАО «Совкомфлот» и трёх транспортных компаний в SDN-лист передача трёх из шести корейских газозовов была заблокирована. Судьба ещё трёх газозовов, строившихся по заказу Mitsui OSK Lines, дочернего общества одного из акционеров «Арктик СПГ 2», Mitsui&Co, до сих пор неясна. Сдача газозовов на ССК «Звезда» вследствие технологических сложностей и перегрузки производственных мощностей была сдвинута вправо. Семь газозовов, первый из которых, «Алексей Косыгин», в декабре 2025 г. вышел в свой первый рейс, внесены в американский SDN-лист,²⁷ что создаёт риски вторичных санкций для зарубежных контрагентов и ограничивает доступ к иностранным ёмкостям страхования ответственности судовладельцев (P&I страхование). В итоге санкции становятся катализатором формирования арктических газовых хабов, необходимых для оптимизации логистики и сокращения плеча использования дорогих и дефицитных арктических газозовов (Кислова 2022), обслуживающих как «Ямал СПГ», так и «Арктик СПГ 2». Кроме того, хабы выступают важным элементом организации независимой системы экспорта российского СПГ. Вследствие попадания под санкции значительной части производственно-сбытовой цепочки «Арктик СПГ 2» (сам проект, газозовы, перевалочные комплексы), реализация СПГ с этого проекта будет возможна только в условиях многократной перевалки, в том числе в российском контуре, снижающей санкционные риски для покупателей.

²⁶ Дятел Т. 2025. Свои берега переваливают. *Коммерсантъ*. 24.02. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7532591> (дата обращения: 15.02.2026)

²⁷ Алиферова Е. 2024. СПГ, «Восток Ойл», уголь, финансы и ИТ. США расширили антироссийские санкции. *Neftgaz.ru*. 13.06. URL: <https://neftgaz.ru/news/gosreg/838579-spg-vostok-oyl-ugol-finansy-i-it-ssha-rasshirili-antirossijskie-sanktsii/> (дата обращения: 15.02.2026)

Основным хабом для перевалки арктического СПГ может стать район Мурманска как единственного незамерзающего и глубоководного порта АЗ РФ, способного обслуживать суда большого тоннажа, обеспечивающего вариативность маршрута доставки товара до потребителя и при этом входящего в российские лидеры по объемам грузооборота (в январе–ноябре 2025 г. объем перевалки составил 43,5 млн т)²⁸. Мурманск станет важным звеном в логистической модели перспективного проекта «Мурманск СПГ» мощностью производства СПГ 13,6–20,4 млн т в год (в зависимости от количества технологических линий), поставки сырья на который будут осуществляться из единой системы газоснабжения по проектируемому МГП «Волхов – Мурманск». В условиях ограниченной продолжительности ледового окна в Восточной Арктике, высоких тарифов на ледокольную проводку, повышенных расходов на топливо и тайм-чартер в зимний период значительные объемы с ямальских проектов будут доставляться до азиатских потребителей через перевалку в западной Арктике. В итоге в Мурманске может быть физически и виртуально сконцентрировано до 70 млн т СПГ (см. рис. 3), включая 21 млн т с «Мурманск СПГ» (величина, равная проектной мощности трёх технологических линий), не менее 13 млн т с проектов «Арктик СПГ 2» и «Обский СПГ» (исходя из оптимистичного сценария роста грузооборота по Северному морскому пути и предположения, что 50% СПГ может переваливаться на восточном хабе), около 5 млн т с «Ямал СПГ» (объёмы сверх контрактованных, ожидаемые исходя из показателя экспорта в 2024 г.).

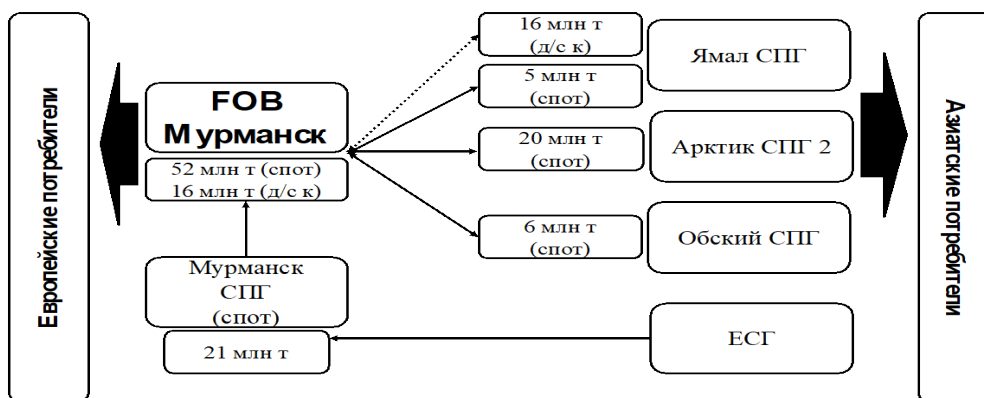


Рисунок 3. Модель реализации СПГ с арктических проектов ПАО «Новатэк» на базе FOB Мурманск

Picture 3. Model for LNG marketing from PJSC Novatek's Arctic projects (FOB Murmansk)

Источник: составлено авторами.

²⁸ Грузооборот морских портов России за январь – ноябрь 2025 г. 2025. Ассоциация морских торговых портов. 12.12.2025. URL: <https://www.morport.com/rus/news/gruzooborot-morskih-portov-rossii-za-yanvar-noyabr-2025-goda> (дата обращения: 15.02.2026).

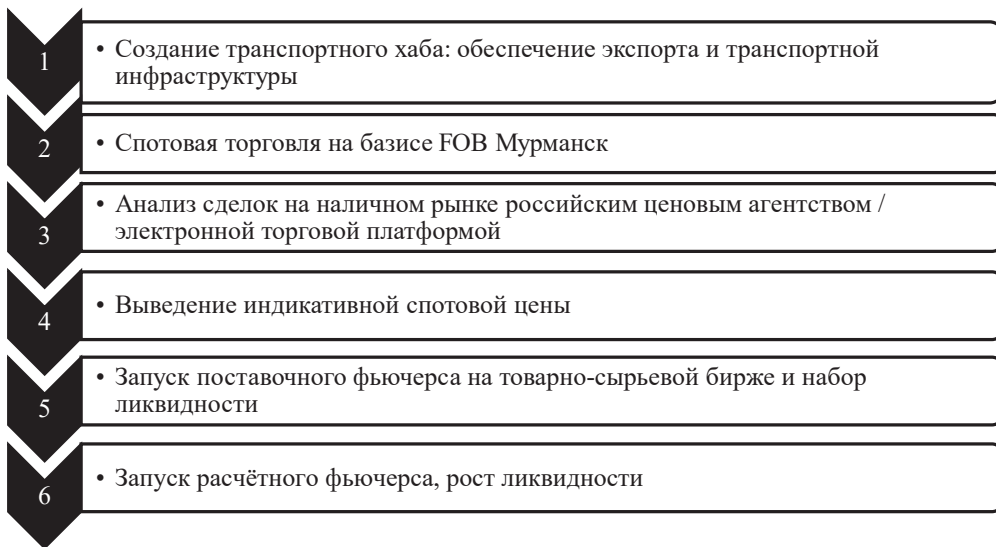


Рисунок. 4. Модель формирования газового бенчмарка в Арктике на основе синергии спотового и срочного рынков

Picture 4. Model for the formation of a gas benchmark in the Arctic based on the synergy of spot and futures markets

Источник: составлено авторами.

Таким образом, возникают естественные предпосылки для превращения района Мурманска вначале в транспортный, а затем и торговый газовый хаб. Во-первых, наличие существенного объёма наличной ликвидности, обусловленное ролью Мурманска как транспортного узла, связывающего экспортные потоки углеводородов, в том числе СПГ, отгружаемого на различных арктических терминалах (Faury, Serry, Kerbiriou 2019: 13). Во-вторых, возможность реализации на условиях FOB в связи с приуроченностью к СПГ-заводам (непосредственно с Мурманском связан проект «Мурманск СПГ», Мурманск также является ближайшим незамерзающим портом для ямальских проектов), позволяющая покупателю самостоятельно решить, на какой рынок ему выгоднее отправить купленный газ (Конопляник 2021: 22). В-третьих, доступ к Северному морскому пути, который благодаря активному развитию в будущем сможет достичь круглогодичной конкурентоспособности в части стоимости транспортировки энергоресурсов до азиатских рынков сбыта. Так, реализуется масштабная программа строительства ледоколов, судов арктического класса, модернизации портов, что может позволить превратить Северный морской путь в транспортную магистраль мирового значения (Зворыкина, Тетерятников 2019: 37). Транспортировка по Северному морскому пути как национальной транспортной артерии не только обеспечивает физическую безопасность и подконтрольность России значительной части сбытовой цепочки, но и в летний сезон уже позволяет снизить величину транспортных затрат при

поставках в АТР, тем самым способствуя росту ценовой привлекательности российского СПГ. Так, в 2020 г. суммарные затраты на перевозку СПГ до китайских портов по Северному морскому пути были ниже перевозки по южному маршруту (через Суэцкий канал) на 35%, а при использовании восточного хаба – на 50% (Холопов, Соколова 2020: 20–21).

Важной предпосылкой организации Мурманского хаба выступает наличие заинтересованности российских компаний и их зарубежных контрагентов, в первую очередь из КНР, на которую в 2023 г. пришлось 25% российского экспорта СПГ. С учётом проводимой Китаем работы по созданию независимой от западных стран системы торговли и ценообразования на СПГ и роста импорта газа с подсанкционного проекта «Арктик СПГ 2» можно предполагать готовность китайских компаний участвовать в трейдинговых операциях на российском арктическом хабе. Вместе с тем оценка китайской и индийской стороной рисков, в том числе санкционного характера, от участия в российской системе газотрейдинга во многом зависит от политической воли руководства этих стран, их готовности противостоять курсу США на активное использование мер тарифного и нетарифного регулирования для достижения внешнеполитических задач.

Организационная модель арктического бенчмарка предполагает торговлю на базе FOB Мурманск с возможностью использования ценового дифференциала, отражающего разницу в транспортных затратах, для расчёта цены экспортных поставок СПГ, осуществляемых в восточном направлении и физически не проходящих через западно-арктический хаб (см. Рис. 4). Задача по выведению ценового индикатива может быть возложена на независимое ценовое агентство или же специальную площадку (например, биржевую), на которой бы регистрировались внебиржевые операции и выводилась средневзвешенная цена, свободная от субъективизма опросной методики. Определённые наработки для создания такой платформы уже имеются: ООО «Газпром экспорт» ещё в 2018 г. создал электронную торговую платформу (ЭТП) для физической поставки природного газа европейским потребителям, в том числе вперёд на сутки, на месяц, на 2–4 месяца. Более того, объём выставляемого на ЭТП газа превышал 1 млрд м³, что позволяло на ежесуточной основе выводить специальный ценовой индекс, рассчитывавшийся как средневзвешенное значение цены реализации в предыдущие сутки (Сочнева 2020).

Следующий этап будет связан с запуском фьючерсного поставочного контракта на СПГ на товарно-сырьевой бирже, например, на Петербургской. Развитие срочного рынка выступает одним из основных направлений национальной политики по развитию конкуренции²⁹, однако необходимого для

²⁹ Об основных направлениях государственной политики по развитию конкуренции (вместе с «Национальным планом развития конкуренции в Российской Федерации на 2018–2020 гг.»): Указ Президента РФ от 21.12.2017 № 618. *Консультант Плюс*. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_285796/ (дата обращения: 15.02.2026)

обеспечения рыночного конкурентного ценообразования уровня ликвидности достичь пока не удалось (Курдин, Коломиец 2022: 41–43): на бирже отсутствуют производные финансовые инструменты, недостаточны объёмы перепродажи газа, доля биржевых торгов в добыче в 2020–2023 гг. не превышала 1,5%, а в потреблении – 2%^{30, 31} (Карпов 2023). В этой связи для запуска фьючерса на национальной биржевой платформе необходима трансформация её роли в газовых торгах с электронной торговой площадки до полноценного срочного ликвидного рынка, используемого для хеджирования, инвестирования и спекуляции. При этом фьючерс на российский СПГ может сыграть важную роль и при формировании Единой энергетической биржи БРИКС, которая должна стать для ключевых незападных экономик источником ценовых бенчмарков на сырьевые товары (Катюха, Терещенко 2024).

Спецификация иницируемого поставочного фьючерса должна быть определена в результате комплексного взаимодействия биржи, государственных регуляторов, представителей отрасли и зарубежных контрагентов. При этом для обеспечения гибкости помимо поставок в Мурманске на условиях FOB представляется целесообразным со временем внедрить механизмы альтернативной процедуры поставки (Alternative delivery procedure) или обмена фьючерсов на наличный товар (Exchange of futures for physicals). Основываясь на опыте газового бенчмарка Henry Hub, в качестве единицы контракта уместно определить значение 500 м³ СПГ, которое, будучи удобным для совершения спекулятивных и хеджевых операций, может способствовать «раскрутке» ликвидности иницируемого поставочного фьючерса. Единицу физической поставки следует синхронизировать с размером одной газовой партии (170 000 м³), а потому в спецификации контракта предусмотреть условием поставки открытие числа длинных позиций, кратного 350 единицам. После набора необходимой ликвидности поставочного контракта можно будет запустить расчётный фьючерс, ориентированный на совершение хеджевых и спекулятивных операций с «бумажным газом» в интересах страхования наличных поставок или извлечения прибыли из меняющейся ценовой ситуации.

Заключение

В настоящее время международные газовые рынки переживает период глубокой трансформации: отход от жёстких контрактных форм и усиление позиций гибких краткосрочных инструментов сопровождается расширением спотовой торговли и распространением конкурентного рыночного ценообразования.

³⁰ Биржевой вестник. *Петербургская биржа*. 2021–2024. URL: https://spimex.com/stock_information/exchange_messenger/ (дата обращения: 15.02.2026)

³¹ Баланс энергоресурсов. *Росстат: официальный сайт*. URL: <https://rosstat.gov.ru/search?q=баланс+энергоресурсов> (дата обращения: 15.02.2026)

Исторически во главе угла системы экспорта российского газа стояла приверженность договорам на долгосрочные поставки, а ценовые условия включали привязку к котировкам альтернативных энергоносителей. Однако внешние ограничения, затронувшие логистику, финансирование и коммерческие операции российских газовых компаний, продемонстрировали уязвимость такой модели и необходимость её адаптации как к общерыночным изменениям, так и к западным санкциям.

Создание в Арктике, обладающей значительным ресурсным потенциалом и являющейся центром реализации крупнейших СПГ-проектов, торгового газового хаба полностью соответствует описанным эволюционным процессам в мировом газотрейдинге. Арктический хаб, обеспечивающий переток ликвидности между наличным и срочными рынками, позволит России включиться в мировой тренд коммодитизации СПГ, повысить гибкость контрактной структуры к рыночным изменениям, репрезентативность ценовых сигналов как для компаний, так и для государства, станет важным инструментом диверсификации каналов поставок, оптимизации логистических моделей и повышения устойчивости экспорта российского СПГ в условиях санкций. При этом трансформация торговли и ценообразования на экспортируемый СПГ может стать импульсом дальнейшей либерализации внутренней системы ценообразования на природный газ в направлении формирования сбалансированного конкурентного рынка, учитывающего интересы производителей, промышленных потребителей и домохозяйств.

Запуск ценового бенчмарка на газовом хабе в западной Арктике представляется адекватным ответом на снижение способности нефтяной привязки отражать ценовую ситуацию на рынках природного газа, падение репрезентативности европейских газовых бенчмарков, смещение центра потребления газа в развивающиеся экономики Азии и фактическое вытеснение России с европейских газовых хабов под воздействием санкционных ограничений. Собственные газовые котировки, выводимые в парадигме конкурентного ценообразования «газ-газ», способны со временем и при определённых условиях стать альтернативой западным ценовым эталонам, заложить основу для достижения долгосрочного ценового суверенитета при экспорте СПГ как одного из ключевых элементов при формировании собственной независимой от западных санкций системы торговли российскими энергоресурсами и укрепления энергетической безопасности Российской Федерации.

Об авторах:

Валерий Иванович Салыгин – член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, директор Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России. 119454, г. Москва, проспект Вернадского, 76.

E-mail: miep@mgimo.ru



Флегонтов Никита Андреевич – соискатель кафедры международных проблем ТЭК им. академика Н.П. Лаверова Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России. 119454, г. Москва, проспект Вернадского, 76.
E-mail: flegontov.n@mail.ru

Конфликт интересов:

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

UDC: 339.54:622.324(98)
Received: November 12, 2025
Accepted: January 11, 2026

The Role of the Arctic Region in the Transformation of Russia's Natural Gas Trade and Pricing Mechanisms

 V.I. Salygin,  N.A. Flegontov
[DOI 10.24833/2071-8160-2026-1-106-26-52](https://doi.org/10.24833/2071-8160-2026-1-106-26-52)

MGIMO University

Abstract: This article analyzes the prospects for establishing an Arctic gas trading hub as the foundation of a new, sovereign system for the export and pricing of Russian liquefied natural gas (LNG). The study is conducted against the backdrop of two interrelated processes: the structural transformation of global gas markets and the intensification of sanctions pressure on Russia's energy sector.

The global gas trading system has evolved from rigid long-term oil-indexed contracts toward a more flexible architecture characterized by spot transactions, short-term contracts, financial derivatives, and hub-based competitive “gas-to-gas” pricing. Gas hubs have emerged as key institutional nodes linking physical and futures markets and generating price benchmarks that increasingly determine international trade flows. In this context, Russia's traditional export model—heavily reliant on long-term contracts and external pricing benchmarks—has become less adaptive to market volatility and more vulnerable to geopolitical disruptions.

The article argues that the Russian Arctic, particularly the Murmansk area, possesses the logistical, infrastructural, and institutional preconditions necessary for the formation of a benchmark-oriented gas hub. The concentration of Arctic LNG production, the development of transshipment infrastructure, the availability of an ice-free deep-water port, and integration with the Northern Sea Route create the potential to accumulate significant primary liquidity. A Murmansk-based hub operating on an FOB basis could facilitate spot trading, enhance price flexibility, and reduce dependence on Western trading platforms. The introduction of a deliverable LNG futures contract—on SPIMEX or within a future BRICS Unified Energy Exchange—is proposed as a mechanism to integrate spot and derivatives markets and establish a regional price benchmark.

The study concludes that the creation of an Arctic gas hub would strengthen the resilience, transparency, and competitiveness of Russian LNG exports, contribute to greater pricing sovereignty, and support the long-term development of Arctic mineral resource centers under conditions of global market restructuring and geopolitical fragmentation.

Keywords: gas hub, pricing system, benchmarks, Russian Arctic, LNG projects, commodity exchange, Northern Sea Route

About the authors:

Valery I. Salygin – Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Doctor of science (technical sciences), Professor, Director of the International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO-University, 76 Vernadsky Avenue, Moscow, 119454.

E-mail: miep@mgimo.ru

Nikita A. Flegontov – PhD student at N.P. Laverov Department of International Problems of the Fuel and Energy Complex, International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO-University, 76 Vernadsky Avenue, Moscow, 119454.

E-mail: flegontov.n@mail.ru

Conflict of interest:

The authors declare the absence of conflict of interests.

References:

Chiou-Wei S.Z., Chen S.H., Zhu Z. 2020. Natural Gas Price, Market Fundamentals and Hedging Effectiveness. *The Quarterly Review of Economics and Finance*. 78(1). P. 321–227. DOI: 10.1016/j.qref.2020.05.001

Faury O., Serry A., Kerbiriou R., Alix Y. 2019. Analysis of Murmansk as a Gateway for the Arctic Production. *27th Annual IAME Conference*. Jun. P. 1–20.

Keynes J.M. 1914. *A Treatise on Money*. V. 2. *The Applied Theory of Money*. London: Macmillan & Co. 424 p.

Mazigni A.E.H. 2004. Some Risks Related to the Short-Term Trading of Natural Gas. *OPEC Energy Review*. 28(3). P. 227–239.

Miriello C., Polo M. 2015. The Development of Gas Hubs in Europe. *Energy Policy*. Vol. 84. P. 177–190. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.05.003

Schipperus O.T., Mulder M. 2015. The Effectiveness of Policies to Transform a Gas-Exporting Country into a Gas-Transit Country: The Case of the Netherlands. *Energy Policy*. Vol. 84. P. 117–127.

Shi X., Variam H.M.P. 2018. Key Elements for Functioning Gas Hubs: A Case Study of East Asia. *Natural Gas Industry B*. 5(2). P. 167–176. DOI: 10.1016/j.ngib.2018.03.001

Stern J. 2014. International Gas Pricing in Europe and Asia: A Crisis of Fundamentals. *Energy Policy*. Vol. 64. P. 43–48.

Zhang D., Wang T., Shi X., Liu J. 2018. Is Hub-Based Pricing a Better Choice Than Oil Indexation for Natural Gas? Evidence from a Multiple Bubble Test. *Energy Economics*. Vol. 76. P. 495–503.

Belogor'ev A. 2023. Perspektivy eksporta rossijskogo gaza [Prospects for Russian Gas Exports]. *Energeticheskaya politika*. 11(190). P. 42–55. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_11190_42 (In Russian)

Chernova E.G., Razmanova S.V. 2022. Gazovyj krizis na evropejskom syr'evom rynke: prichiny vozniknoveniya i vozmozhnosti preodoleniya [Gas Crisis in the European Raw Materials Market: Causes and Possibilities of Overcoming]. *Ekonomika regiona*. 18(4). P. 1194–1208. DOI: 10.17059/ekon.reg.2022-4-16 (In Russian)

Dmitriev D.V. 2017. Perspektivy globalizacii regional'nyh rynkov prirodnoho gaza [Prospects for the Globalization of Regional Natural Gas Markets]. *Mirovoe i nacional'noe hozyajstvo*. 1(40). P. 1–7. (In Russian)

Eken E. 2022. Mozhet li Turkiya stat' gazovym habom? [Can Turkey Become a Gas Hub?] *Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya*. 66(9). P. 55–63. DOI: 10.20542/0131-2227-2022-66 (In Russian)

Fedorova V.A., Zboevskaya D.P. 2023. Evolyuciya rynkov prirodnogo gaza: sovremennoe sostoyanie riski i vozmozhnosti [Evolution of Natural Gas Markets: Current State, Risks and Opportunities]. *Innovacii i investicii*. №6. P. 35–38. (In Russian)

Gavrilina E.A. 2023. Osobennosti dolgosrochnogo kontrakta kupli-prodazhi SPG [Features of a Long-Term LNG Purchase and Sale Contract]. *Delovoj zhurnal Neftegaz.RU*. 10(142). P. 50–56. (In Russian)

Gavrilina E.A. 2024. *Sistema kontraktov na mirovyyh rynkakh SPG: ot mestorozhdeniy do spotovogo rynka* [The System of Contracts in World LNG Markets: From Fields to the Spot Market]. Moscow: MGIMO-Universitet. 404 p. (In Russian)

Grigor'eva N.A., Ovsyannikov E.M., Zhagfarov F.G. 2023. Problemy rossijskoj gazovoj otrasli [Problems of the Russian Gas Industry]. *Delovoj zhurnal Neftegaz.RU*. 10(142). P. 16–21. (In Russian)

Hull J.C. 2008. *Opciony, f'yuchery i drugie proizvodnye finansovye instrumenty* [Options, Futures and Other Derivative Financial Instruments]. Moscow: Izdatel'skij dom «Vil'yams». 1004 p. (In Russian)

Heather P. 2020. *Razvitie gazovyh habov i ih rol' v formirovanii benchmarkov dlya fizicheskikh kontraktov na postavku prirodnogo gaza* [The Development of Gas Hubs and Their Role in Forming Benchmarks for Physical Contracts for the Supply of Natural Gas]. Moscow: Energeticheskij centr Moskovskoj shkoly upravleniya Skolkovo. 50 p. (In Russian)

Hicks J.R. 1993. *Stoimost' i kapital* [Value and Capital]. Moscow: Izdatel'skaya gruppa «Progress». 448 p. (In Russian)

Hodkovskaya Yu.V., Yakovleva R.P. 2024. Gazovyy hab kak mekhanizm preodoleniya transgranichnyh bar'erov v usloviyah sankcij [Gas Hub as a Mechanism for Overcoming Cross-Border Barriers in the Context of Sanctions]. *Diskussiya*. 4(125). P. 154–158. DOI: 10.46320/2077-7639-2024-4-125-154-158 (In Russian)

Holopov K.V., Sokolova O.V. 2020. Eksport szhizhennogo prirodnogo gaza iz Rossii putem ispol'zovanie Severnogo morskogo puti [Export of Liquefied Natural Gas from Russia Using the Northern Sea Route]. *Rossijskij vneshneekonomicheskij vestnik*. №10. P. 18–27. DOI: 10.24411/2072-8042-2020-10098 (In Russian)

Karpov A.S. 2023. Birzhevoj rynek gaza: itoga-2022. Ot ravnodohodnosti k novomu benchmark [Gas Exchange Market: Results-2022. From Equal Profitability to a New Benchmark]. *Gazovyy biznes*. №1. P. 10–19. (In Russian)

Katyuha P.B. 2020. Mirovoj neftyanoy rynek na poroge novogo cenovogo peredela [World Oil Market on the Threshold of a New Price Redistribution]. *Rossijskij vneshneekonomicheskij vestnik*. №2. P. 119–132. DOI: 10.24412.2072-8042-2020-00022 (In Russian)

Katyuha P.B. 2022. Problemy i perspektivy cenoobrazovaniya na gaz v Evrope: vyzovy i vozmozhnosti dlya Rossii [Problems and Prospects of Gas Pricing in Europe: Challenges and Opportunities for Russia]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2(177). P. 71–78. (In Russian)

Katyuha P.B. 2021. Rol' i mesto tovarnyh birzh v sovremennoj strukture mirovoj trgovli ergoresursami [The Role and Place of Commodity Exchanges in the Modern Structure of World Energy Trade]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 10(202). P. 38–48. DOI: 10.33285/1999-6942-2021-10(202)-38-48. (In Russian)

Katyuha P.B., Loshkarev A.S. 2024. Sozdanie rossijskikh spotovyh habov na mirovom gazovom rynke kak klyuchevoj faktor effektivnoj energeticheskoy politiki Rossii [Creation of Russian Spot Hubs in the Global Gas Market as a Key Factor in Russia's Effective Energy Policy]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 1(186). P. 78–86. (In Russian)

Katyuha P.B., Tereshchenko V.V. 2024. Perspektivy sozdaniya Edinoj energeticheskoy birzhi BRIKS. Vyzovy i vozmozhnosti dlya Rossii [Prospects for the Creation of the BRICS Unified Energy Exchange. Challenges and Opportunities for Russia]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 12(240). P. 52–58. (In Russian)

Kislova T.A. 2022. Perspektivy razvitiya habov dlya kruglogodichnyh perevozok po Severnomu morskomu puti [Prospects for the Development of Hubs for Year-Round Transportation along the Northern Sea Route]. *Vestnik Altajskoj akademii ekonomiki i prava*. 6(1). P. 87–93. DOI: 10.17513/vaael.2250 (In Russian)

Kliment'ev A.Yu., Kirilkina I.L., Rodichkin I.G. 2019. Vozmozhnosti i perspektivy sozdaniya gazovogo haba na Dal'nem Vostoke Rossijskoj Federacii [Possibilities and Prospects for Creating a Gas Hub in the Russian Far East]. *Gazovaya promyshlennost'*. 4(783). P. 58–68. (In Russian)

Konoplyanik A.A. 2021. Prirodnyj gaz kak energonositel' i finansovyj aktiv [Natural Gas as an Energy Carrier and a Financial Asset]. *Ekspert*. №45. P. 20–23. (In Russian)

Koz'menko S.Yu., Koz'menko A.S. 2023. Ekonomicheskaya kon'yunktura arkticheskogo prirodnogo gaza v novyh geopoliticheskikh usloviyah [Economic Conditions of Arctic Natural Gas in New Geopolitical Conditions]. *AiS*. №52. P. 44–61. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2023.52.44 (In Russian)

Kurdirin A.A., Kolomiec A.R. 2022. Birzhevyje rynki energoresursov v Rossii: zashchita ot shokov ili monopolij? [Exchange Markets of Energy Resources in Russia: Protection from Shocks or Monopolies?] *Sovremennaya konkurenciya*. 16(2(86)). P. 34–50. DOI: 10.37791/2687-0657-2022-16-2-34-50.

Lofton T. 2001. *Osnovy trgovli f'yuchersami* [Fundamentals of Futures Trading]. Moscow: IK Analitika. 304 p. (In Russian)

Lunden L.P., F'ertoft D.B. 2014. Rol' gosudarstvennoj podderzhki v razvitii proektov «Yamal SPG» i «Prirazlomnoe» [The Role of State Support in the Development of the Yamal LNG and Prirazlomnoye Projects]. *Energeticheskaya politika*. №4. P. 52–59. (In Russian)

Makarova Yu.V. 2018. Evolyuciya kontraktnyh otnoshenij na rynke SPG kak faktor povysheniya konkurentosposobnosti sektora [Evolution of Contractual Relations in the LNG Market as a Factor in Increasing the Competitiveness of the Sector]. *Sovremennaya konkurenciya*. 12(2–3(68–69)). P. 132–143. (In Russian)

Maksimenko M.V., Zyablikova D.V. 2023. Mesto i rol' neftegazovogo kompleksa v obespechenii ekonomicheskoy bezopasnosti Rossii [The Place and Role of the Oil and Gas Complex in Ensuring Russia's Economic Security]. *Ekonomika i predprinimatel'stvo*. 10(159). P. 178–183. DOI: 10.34925/EIP.2023.159.10.031 (In Russian)

Markelova E.A. 2022. Mezhdunarodnyj gazovyj hab v Turcii kak novyj proekt rossijsko-tureckogo sotrudnichestva: vozmozhnosti i riski [International Gas Hub in Turkey as a New Project of Russian-Turkish Cooperation: Opportunities and Risks]. *Ekonomika, predprinimatel'stvo i pravo*. 12(12). P. 3501–3511. DOI: 10.18334/epp.12.12.116902 (In Russian)

Matveev V.A. 2019. Stavka na gaz v energeticheskoy politike Kitaya: nekotorye voprosy vnutrennego cenoobrazovaniya v svete kon'yunktury mirovogo rynka [The Bet on Gas in China's Energy Policy: Some Issues of Domestic Pricing in Light of the World Market Conditions]. *Kitaj v mirovoj i regional'noj politike. Istorija i sovremennost'*. 24(24). P. 347–362. DOI: 10.24411/2618-6888-2019-10020 (In Russian)

Men'shov A.V. 2024. Tureckij gazovyj hab: vozmozhnosti dlya Evrosoyuza i Turcii [Turkish Gas Hub: Opportunities for the European Union and Turkey]. *Sovremennaya Evropa*. 1(122). P. 206–215. DOI: 10.31857/S0201708324010169 (In Russian)

Pshadskij M. 2023. Rynok SPG: ot siyuminutnogo spota do dolgosrochnyh kontraktov [LNG Market: from Momentary Spot to Long-Term Contracts]. *Energeticheskaya politika*. 12(191). P. 6–13. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_12191_6 (In Russian)

Rodichkin I.G., Kliment'ev A.Yu. 2019. Gazovye haby Prichernomor'ya [Gas Hubs of the Black Sea Region]. *Gazovaya promyshlennost'*. 10(791). P. 112–121. (In Russian)

Salygin V.I., Guliev I.A., Krivosheeva E.L. 2021. Geoekonomicheskie aspekty razvitiya rossijskoj SPG-otrasli [Geo-economic Aspects of the Development of the Russian LNG Industry]. *Finansovaya ekonomika*. №5. P. 319–324. (In Russian)

Salygin V.I., Kaveshnikov N.Yu. 2014. «Gazprom» na rynke Evrosoyuza [Gazprom on the EU market]. *MGIMO Review of International Relations*. 4(37). P. 45–53. (In Russian) DOI: 10.24833/2071-8160-2014-4-37-45-53 (In Russian)

Shprygov Yu.Yu. 2019. Usloviya, neobhodimye dlya poyavleniya v Rossii cenovogo haba SPG [Conditions Necessary for the Emergence of an LNG Price Hub in Russia]. *Nauka i biznes: puti razvitiya*. 6(96). P. 233–242. (In Russian)

Sochneva I.O. 2020. *Elektronnaya trgovaya platforma kompanii "Gazprom" po realizacii prirodnogo gaza v Evrope: tekushchij opyt i perspektivy razvitiya* [Electronic Trading Platform of Gazprom for the Sale of Natural Gas in Europe: Current Experience and Development Prospects]. Rassohinskie chteniya: Materialy mezhdunarodnoj konferencii. Uhta: Uhtinskij gosudarstvennyj tekhnicheskij universitet. P. 187–197. (In Russian)

Telegina E.A., Halova G.O. 2021. Energeticheskaya politika Turcii na sovremennoe etape [Energy Policy of Turkey at the Present Stage]. *Energeticheskaya politika*. 9(163). P. 42–49. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_9163_42 (In Russian)

Telegina E.A., Studenikina L.A., Tyrtysheva D.O. 2020. Transformaciya gazovyh rynkov: globalizaciya i konkurenciya [Transformation of Gas Markets: Globalization and Competition]. *Energeticheskaya politika*. 1(143). P. 60–69. (In Russian)

Vozможности i perspektivy razvitiya gazovyh habov v Rossii [Opportunities and Prospects for the Development of Gas Hubs in Russia]. 2020. Pod red. Kliment'eva A., Kapitonova S. Moscow: Centr energetiki Moskovskoj shkoly upravleniya Skolkovo. 81 p. (In Russian)

Zvorykina Yu.V., Teteryatnikov K.S. 2019. Severnyj morskoy put' kak instrument osvoeniya Arktiki [The Northern Sea Route as a Tool for Developing the Arctic]. *Rossijskij ekonomicheskij zhurnal*. №4. P. 21–44. DOI: 10.33983/0130-9757-2019-4-21-44 (In Russian)

Список литературы на русском языке:

Белогорьев А. 2023. Перспективы экспорта российского газа. *Энергетическая политика*. 11(190). С. 42–55. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_11190_42

Возможности и перспективы развития газовых хабов в России. 2020. Под ред. Климентьева А., Капитонова С. Москва: Центр энергетики Московской школы управления Сколково. 81 с.

Гаврилина Е.А. 2023. Особенности долгосрочного контракта купли-продажи СПГ. *Деловой журнал Neftegaz.RU*. 10(142). С. 50–56.

Гаврилина Е.А. 2024. *Система контрактов на мировых рынках СПГ: от месторождений до спотового рынка*. Москва: МГИМО-Университет. 404 с.

Григорьева Н.А., Овсянников Е.М., Жагфаров Ф.Г. 2023. Проблемы российской газовой отрасли. *Деловой журнал Neftegaz.RU*. 10(142). С. 16–21.

Дмитриев Д.В. 2017. Перспективы глобализации региональных рынков природного газа. *Мировое и национальное хозяйство*. 1(40). С. 1–7.

Зворыкина Ю.В., Тетерятников К.С. 2019. Северный морской путь как инструмент освоения Арктики. *Российский экономический журнал*. №4. С. 21–44. DOI: 10.33983/0130-9757-2019-4-21-44.

Карпов А.С. 2023. Биржевой рынок газа: итоги-2022. От равнодоходности к новому бенчмарку. *Газовый бизнес*. №1. С. 10–19.

Катюха П.Б. 2020. Мировой нефтяной рынок на пороге нового ценового передела. *Российский внешнеэкономический вестник*. №2. С. 119–132. DOI: 10.24412.2072-8042-2020-00022

Катюха П.Б. 2022. Проблемы и перспективы ценообразования на газ в Европе: вызовы и возможности для России. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2(177). С. 71–78.

Катюха П.Б. 2021. Роль и место товарных бирж в современной структуре мировой торговли энергоресурсами. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 10(202). С. 38–48. DOI: 10.33285/1999-6942-2021-10(202)-38-48.

Катюха П. Б., Лошкарёв А.С. 2024. Создание российских спотовых хабов на мировом газовом рынке как ключевой фактор эффективной энергетической политики России. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 1(186). С. 78–86.

Катюха П.Б., Терещенко В.В. 2024. Перспективы создания Единой энергетической биржи БРИКС. Вызовы и возможности для России. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 12(240). С. 52–58.

Кислова Т.А. 2022. Перспективы развития хабов для круглогодичных перевозок по Северному морскому пути. *Вестник Алтайской академии экономики и права*. 6(1). С. 87–93. DOI: 10.17513/vaael.2250.

Климентьев А.Ю., Кирилкина И.Л., Родичкин И.Г. 2019. Возможности и перспективы создания газового хаба на Дальнем Востоке Российской Федерации. *Газовая промышленность*. 4(783). С. 58–68.

Козьменко С.Ю., Козьменко А.С. 2023. Экономическая конъюнктура арктического природного газа в новых геополитических условиях. *Арктика и Север*. №52. С. 44–61. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2023.52.44

Конопляник А.А. 2021. Природный газ как энергоноситель и финансовый актив. *Эксперт*. №45. С. 20–23.

Курдин А.А., Коломиец А.Р. 2022. Биржевые рынки энергоресурсов в России: защита от шоков или монополий? *Современная конкуренция*. 16(2(86)). С. 34–50. DOI: 10.37791/2687-0657-2022-16-2-34-50.

Лофтон Т. 2001. *Основы торговли фьючерсами*. (Пер. с англ.). Москва: ИК Аналитика. 304 с.

Лунден Л.П., Фьертофт Д.Б. 2014. Роль государственной поддержки в развитии проектов «Ямал СПГ» и «Приразломное». *Энергетическая политика*. №4. С. 52–59.

Макарова Ю.В. 2018. Эволюция контрактных отношений на рынке СПГ как фактор повышения конкурентоспособности сектора. *Современная конкуренция*. 12(2–3(68–69)). С. 132–143.

Максименко М.В., Зябликова Д.В. 2023. Место и роль нефтегазового комплекса в обеспечении экономической безопасности России. *Экономика и предпринимательство*. 10(159). С. 178–183. DOI: 10.34925/EIP.2023.159.10.031.

Маркелова Э.А. 2022. Международный газовый хаб в Турции как новый проект российско-турецкого сотрудничества: возможности и риски. *Экономика, предпринимательство и право*. 12(12). С. 3501–3511. DOI: 10.18334/erpp.12.12.116902.

Матвеев В.А. 2019. Ставка на газ в энергетической политике Китая: некоторые вопросы внутреннего ценообразования в свете конъюнктуры мирового рынка. *Китай в мировой и региональной политике. История и современность*. 24(24). С. 347–362. DOI: 10.24411/2618-6888-2019-10020.

- Меньшов А.В. 2024. Турецкий газовый хаб: возможности для Евросоюза и Турции. *Современная Европа*. 1(122). С. 206–215. DOI: 10.31857/S0201708324010169.
- Пшадский М. 2023. Рынок СПГ: от сиюминутного спота до долгосрочных контрактов. *Энергетическая политика*. 12(191). С. 6–13. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_12191_6.
- Родичкин И.Г., Климентьев А.Ю. 2019. Газовые хабы Причерноморья. *Газовая промышленность*. 10(791). С. 112–121.
- Салыгин В.И., Гулиев И.А., Кривошеева Е.Л. 2021. Геоэкономические аспекты развития российской СПГ-отрасли. *Финансовая экономика*. №5. С. 319–324.
- Салыгин В.И., Кавешников Н.Ю. 2014. «Газпром» на рынке Евросоюза. *Вестник МГИМО-Университета*. 4(37). С. 45–53. DOI: 10.24833/2071-8160-2014-4-37-45-53
- Сочнева И.О. 2020. *Электронная торговая платформа компании «Газпром» по реализации природного газа в Европе: текущий опыт и перспективы развития*. Рассохинские чтения: Материалы международной конференции. Ухта: Ухтинский государственный технический университет. С. 187–197.
- Телегина Е.А., Студеникина Л.А., Тыртышова Д.О. 2020. Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция. *Энергетическая политика*. 1(143). С. 60–69.
- Телегина Е.А., Халова Г.О. 2021. Энергетическая политика Турции на современном этапе. *Энергетическая политика*. 9(163). С. 42–49. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_9163_42.
- Фёдорова В.А., Збоевская Д.П. 2023. Эволюция рынков природного газа: современное состояние риски и возможности. *Инновации и инвестиции*. №6. С. 35–38.
- Халл Дж.К. 2008. *Опционы, фьючерсы и другие производные финансовые инструменты* (пер. с англ.). Москва: Издательский дом «Вильямс». 1004 с.
- Хизер П. 2020. *Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газа*. Москва: Энергетический центр Московской школы управления Сколково. 50 с.
- Хикс Дж.Р. 1993. *Стоимость и капитал* (пер. с англ.). Москва: Издательская группа «Прогресс». 448 с.
- Ходковская Ю.В., Яковлева Р.П. 2024. Газовый хаб как механизм преодоления трансграничных барьеров в условиях санкций. *Дискуссия*. 4(125). С. 154–158. DOI: 10.46320/2077-7639-2024-4-125-154-158.
- Холопов К.В., Соколова О.В. 2020. Экспорт сжиженного природного газа из России путём использования Северного морского пути. *Российский внешнеэкономический вестник*. №10. С. 18–27. DOI: 10.24411/2072-8042-2020-10098.
- Чернова Е.Г., Разманова С.В. 2022. Газовый кризис на европейском сырьевом рынке: причины возникновения и возможности преодоления. *Экономика региона*. 18(4). С. 1194–1208. DOI: 10.17059/ekon.reg.2022-4-16.
- Шпрыгов Ю.Ю. 2019. Условия, необходимые для появления в России ценового хаба СПГ. *Наука и бизнес: пути развития*. 6(96). С. 233–242.
- Экен Э. 2022. Может ли Турция стать газовым хабом? *Мировая экономика и международные отношения*. 66(9). С. 55–63. DOI: 10.20542/0131-2227-2022-66.