

DOI: 10.26794/1999-849X-2023-16-5-16-33
УДК 622.279(045)
JEL L95

Китайские перспективы российского газа

Д. И. Кондратов

Институт экономики РАН, Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Предметы исследования – текущее состояние и прогнозы долгосрочного развития китайского рынка природного газа. *Цель работы* – установление перспектив увеличения поставок ископаемого топлива на китайский рынок природного газа.

В период экономического замедления дисбаланс спроса и предложения на мировом углеводородном рынке становится причиной его дестабилизации. Исходя из заключений специалистов международных и российских организаций обосновано, что в настоящее время невозможно предугадать в обозримом будущем увеличение спроса на газ в КНР.

На основании результатов исследования факторов долгосрочной динамики потребностей на газ предпринята попытка оценки возможностей расширения присутствия России на китайском газовом рынке и сформулированы предложения по совершенствованию использования потенциала развития энергетического сотрудничества КНР с Россией. Установлено, что наиболее перспективным направлением увеличения экспорта российского газа в КНР являются поставки российского СПГ в приморские районы Китая, в которых прогнозируется устойчивый рост спроса на газ.

На основании заключений специалистов международных и российских организаций *сделаны выводы* о том, что наращивание экспорта СПГ будет способствовать притоку капитала на газовый рынок нашей страны, что будет способствовать стимулированию предпринимательской активности в смежных отраслях экономики.

Ключевые слова: Китай; газ; энергетика; газопровод; трубопроводные мощности; сниженный природный газ

Для цитирования: Кондратов Д. И. Китайские перспективы российского газа. *Экономика. Налоги. Право.* 2023;16(5):16-33. DOI: 10.26794/1999-849X-2023-16-5-16-33

ORIGINAL PAPER

Chinese Prospects for Russian Gas

D. I. Kondratov

Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ABSTRACT

The subjects of the study are the current state and forecasts of the long – term development of the Chinese natural gas market. *The purpose of the work* is to establish prospects for increasing the supply of fossil fuels to the Chinese natural gas market.

During the period of economic slowdown, the imbalance of supply and demand in the global hydrocarbon market causes its destabilization. It is justified based on the conclusions of experts from international and Russian organizations that it is currently impossible to predict in the foreseeable future the period of peak demand for gas in China, which gives reason to call the XXI century the time of transformation of the gas industry.

Based on the results of the study factors of long-term dynamics of gas demand, an attempt is made to assess the possibilities of expanding Russia's participation in the Chinese gas market and proposals are formulated to improve the use of the potential for the development of energy cooperation between China and Russia.

It has been established that the most promising direction for increasing Russian gas exports to China is the organization of Russian LNG supplies to the coastal regions of China, where a steady increase in gas demand is predicted.

Conclusions are drawn based on the conclusions of experts from international and Russian organizations that the increase in LNG exports will contribute to the inflow of capital to the gas market of our country, which will have a positive impact on entrepreneurial activity in related sectors of the economy.

Keywords: China; gas; energy; gas pipeline; pipeline capacity; reduced natural gas

For citation: Kondratov D. I. Chinese prospects for Russian gas. *Ekonomika. Nalogi. Pravo = Economics, taxes & law.* 2023;16(5):16-33. (In Russ.). DOI: 10.26794/1999-849X-2023-16-5-16-33

© Кондратов Д. И., 2023

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ КНР

В настоящее время энергетика КНР находится в состоянии трансформации, обусловленной последовательным переходом экономики к постиндустриальной модели роста: увеличением доли сферы услуг в ВВП при одновременном уменьшении удельного веса промышленности, а также ростом потребности в экологически чистых технологиях и изменением потребительских предпочтений: переходом китайской энергетики к более экологичной, диверсифицированной и менее энергоемкой модели развития.

На китайский рынок энергоресурсов действуют следующие факторы:

- Китай — крупнейшая экономика как по номинальному ВВП, так и по паритету покупательной способности и, как следствие, один из самых больших потребителей первичных источников энергии. Быстро увеличивающееся потребление всех основных видов энергии сделало Китай одним из ключевых участников международной торговли невозобновляемыми источниками энергии, такими как нефть, газ и уголь (*табл. 1*);
- Китай — второй по величине мировой потребитель жидких углеводородов после США, а начиная с 2017 г. — крупнейший импортер сырой нефти;
- действующие нефтяные месторождения в КНР вступили в зрелую фазу своего развития, пик добычи на них пройден. Ведущие компании страны фокусируют свое внимание на геологоразведке внутренних областей Западного Китая и шельфа, а также на разработке сланцевых месторождений;
- несмотря на увеличение потребления газа, его доля в 2022 г. составила только 8,5% от общего объема потребления первичной энергии;
- Китай обладает крупными ресурсами нетрадиционных углеводородов, освоение которых может повлиять на долгосрочные перспективы импорта нефти и газа;
- Китай — крупнейший производитель и потребитель угля в мире. По оценкам Международного энергетического агентства в 2022 г.¹ на страну приходилось 50,9% добычи и 53,0% мирового потребления угля;
- для КНР характерна относительно невысокая доля традиционной биомассы и отходов в первичном потреблении энергии. Согласно оценкам Националь-

ного бюро статистики КНР и Института энергетики экономики Японии по состоянию на 2022 г.² на биомассу приходилось 124,8 млн т н.э., что отличает энергобаланс КНР от многих стран Азиатско-Тихоокеанского региона, в частности Мьянмы по доле биомассы и отходов в потреблении первичных энергетических ресурсов (далее — ПЭР) — 71,4%, Вьетнама — 25,4%, Индии — 18,5% и Индонезии — 12,7%;

- Китай — один из ключевых игроков в сфере развития возобновляемой энергетики и низкоуглеродных технологий и крупнейший экспортер оборудования для солнечной энергетики;
- Китай активно участвует в зарубежных энергетических проектах для целей получения новых технологий, повышения своей энергетической безопасности, создания производственных цепочек и т.д.;
- Китай лидирует по выбросам CO₂ от энергетических источников (31,8% от мировой эмиссии), что негативно влияет на окружающую среду и отчасти на социально-политическую обстановку в стране. Власти Китая пытаются ограничивать рост выбросов CO₂ посредством развития возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ), газовой генерации и других видов низкоуглеродной энергетики.

При этом энергетика является одной из приоритетных сфер сотрудничества России и Китая. Возможность расширения энергетического сотрудничества России и Китая определяется несколькими факторами. Как крупнейший производитель энергоресурсов Россия заинтересована в бесперебойных поставках и стабильных ценах, а Китай может выступать платформой для разработки единых принципов торгово-экономической политики. Воздействие на рынки энергоресурсов может осуществляться за счет общей скоординированной политики Российской Федерации и КНР, которые в совокупности обладают значимой долей энергоресурсов на мировых рынках.

Вследствие западных санкций, наложенных на российские нефтегазовые предприятия и проекты, а также давления властей США на Евросоюз с целью расширения экспорта своего сжиженного природного газа (далее — СПГ) Россия заинтересована в развитии альтернативных европейскому направлению поставок энергоресурсов. В этих условиях Китай, где недостаточно собственных энергоресурсов, является перспективным рынком для России.

¹ Coal Market Report. IEA Publishing. Paris; 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022>.

² IEEJ. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html>.

Таблица 1 / Table 1

**Основные макроэкономические и энергетические показатели Китая /
China's main macroeconomic and energy indicators**

Показатель / Indicators	2010	2022
ВВП по ППС в постоянных ценах 2015 г., трлн долл. США	13,81	30,67
Доля в мировом ВВП, %	14,0	21,4
Добыча жидких углеводородов (далее – ЖУВ), млн барр./сут.	4,08	4,2
Доля в мировой добыче ЖУВ, %	4,7	4,1
Потребление ЖУВ, млн барр./сут.	9,07	15,01
Доля в мировом потреблении ЖУВ, %	10,3	15,0
Импорт нефти, млн барр./сут.	4,08	10,19
Доля в мировом импорте нефти, %	9,8	22,8
Добыча газа, млрд куб. м	91,5	212,5
Доля в мировой добыче газа, %	2,9	5,2
Потребление газа, млрд куб. м	107,9	366,3
Доля в мировом потреблении газа, %	3,4	9,1
Импорт газа (включая трубопроводный), млрд куб. м	16,48	147,80
Доля в мировом импорте газа, %	1,6	11,1
Импорт СПГ, млн т	9,6	63,4
Доля в мировом импорте СПГ, %	4,3	15,9
Добыча угля, млн т	3140	4237
Доля в мировой добыче угля, %	47,0	50,9
Потребление угля, млн т	3183	4250
Доля в мировом потреблении угля, %	45,0	53,0

Источники / Sources: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; [2]; Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022:108, 111. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html>; Coal Market Report, IEA Publishing, Paris. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022>.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КНР

Тремя основными нефтегазовыми компаниями Китая (*China National Petroleum Corporation – CNPC*, *China Petroleum & Chemical Corporation – Sinopec* и *China National Offshore Oil Corporation – CNOOC*) в 2022 г. было добыто 85,6% сырья нефтяной отрасли в стране.

Крупнейшей нефтедобывающей компанией Китая является *CNPC*, на долю которой приходится 59,6% добычи газа в стране, или 126,6 млрд куб. м. К началу 2022 г. реализовывались 29 совместных проектов *CNPC*

с зарубежными компаниями по добыче нефти и газа в КНР. В 2022 г. добыча газа *Sinopec* в Китае составила 35,4 млрд куб. м (16,6% добычи нефти в стране), *CNOOC* – 20,1 млрд куб. м газа (9,4%) (рис. 1).

К 2025 г. *CNPC* планирует довести долю природного газа (в добыче ископаемого топлива) до 48,6%, что на 1,9 п.п. выше уровня 2022 г. *Sinopec* запланировала ежегодное наращивание добычи природного газа в среднем более чем на 10% в течение следующих трех лет. *CNOOC* обязалась увеличить объемы добычи природного газа до 33% от его общего объема к 2025 г.

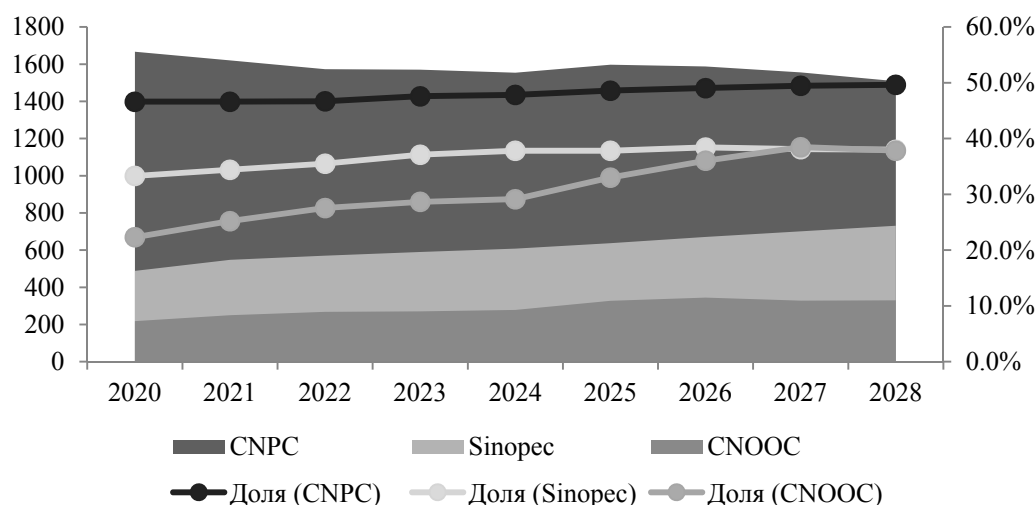


Рис. 1 / Fig. 1. Добыча газа крупнейшими компаниями КНР (тыс. барр.н.э./сут.) и его доля в производственном балансе (%) / Gas production by the largest companies in China (thousand barrels of oil/day) and its share in the production balance (%)

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022. GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf.

Тенденцией, проявившейся в стратегиях нефтяных корпораций еще до того, как Китай поставил перед собой новые климатические цели, является переход от использования жидких углеводородов к природному газу. При этом природный газ считается наиболее эффективным, практичным и доступным средством достижения поставленных целей; его добыча растет быстрее, нежели нефти. Кроме того, при текущих ценах на природный газ на газораспределительных станциях, устанавливаемых государством, традиционная добыча природного газа на внутреннем рынке приносит прибыль. Добыча сланцевого природного газа на китайском рынке также может оказаться безубыточной при продолжении выделения субсидий и предоставления налоговых льгот со стороны центрального правительства.

Китайские национальные нефтегазовые компании в настоящее время представляют собой высокоразвитые «гибридные» производственно-технологические комплексы, нечто среднее между привычными международными мейджорами (такими как BP, ExxonMobil, Shell и Chevron), и принадлежащими государству национальными нефтяными, нефтеперерабатывающими и нефтехимическими компаниями.

За счет целенаправленной государственной политики Китаю удалось за 20 с небольшим лет реализовать то, что задумывалось в СССР при организации межотраслевых научно-технических комплексов, таких как МНТК «Нефтеотдача», «Союзнефтепром-

хим», «Порошковая металлургия», «Микрохирургия глаза» и др., целью которых было «проведение всего цикла работ по созданию и освоению производства высокоэффективных видов техники, технологий и материалов новых поколений» (постановление ЦК КПСС и Совета министров СССР от 12.12.1985 № 1230).

ЗАПАСЫ ГАЗА

По данным *Energy Institute*³ на конец 2020 г. доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн куб. м (4,5% мировых запасов), по оценкам ОПЕК⁴ — 3,1 трлн куб. м, или 1,5% (рис. 2). По запасам газа Китай занимает первое место в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Отметим, что с 1998 г. по настоящее время объем доказанных запасов газа в Китае увеличился в 6,1 раза, что отражает интенсивность проводимых в стране геологоразведочных работ.

Запасы природного газа в КНР сосредоточены в следующих районах⁵: провинция Сычуань — Сычу-

³ Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.

⁴ OPEC. Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB) Vienna: OPEC Secretariat. URL: <https://asb.opec.org>.

⁵ China Natural Gas Data Tables, January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7>.

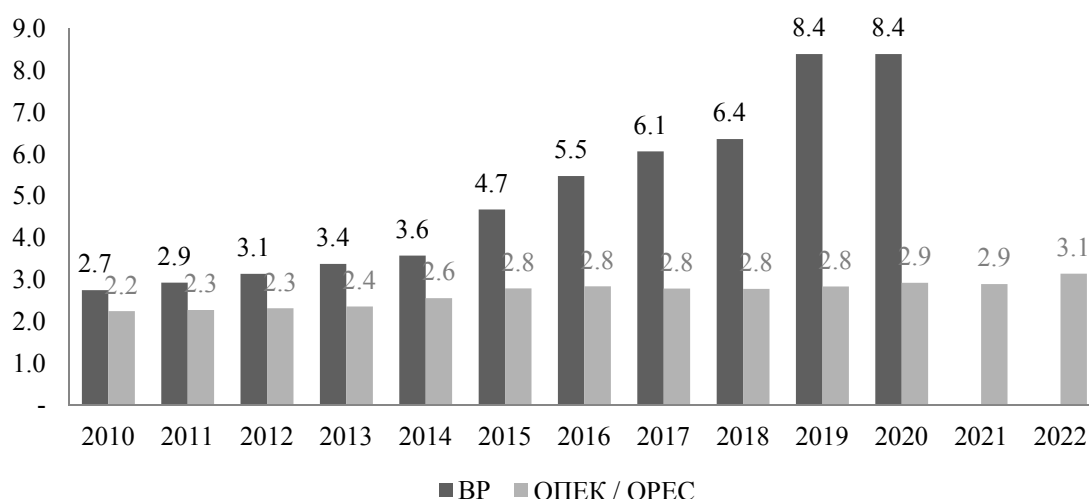


Рис. 2 / Fig. 2. Доказанные запасы газа в Китае, трлн куб. м /
Proven gas reserves in China, trillion cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on OPEC. Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB). Vienna: OPEC Secretariat. URL: Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.

анский бассейн, провинция Шэньси — бассейн Ордос, провинция Цинхай — бассейн Кайдам и Синьцзян-Уйгурский автономный район — Таримский и Джунгарский бассейны. Запасы на старейших газовых месторождениях в Сычуанском бассейне составляют около 1–1,5 трлн куб. м, но их освоение затруднено из-за частичного залегания газа в плотных (трудно-проницаемых) коллекторах.

Запасы природного газа в пределах Таримского бассейна оцениваются в 1 трлн куб. м; его крупные месторождения — Кела, Дина и Дабэй. В настоящее время степень геологической изученности бассейна не превышает 12%. Однако сложные геологические условия и удаленность бассейна от основных потребляющих регионов делают его освоение слишком дорогим.

Другими крупными газовыми месторождениями северо-запада Китая могут стать недавно открытые залежи природного газа в бассейне Юнгар (*Junggar*) в Синьцзян-Уйгурском АР и бассейне Кайдам (*Qaidam*) в провинции Цинхай.

Ключевые запасы бассейна Ордос сосредоточены в пределах месторождений Чанцин, крупнейшее из них — Сулидж, запасы которого достигают около 0,5 трлн куб. м.

Запасы природного газа в бассейне Кайдам превышают 0,2 трлн куб. м. Их основная часть приходится на крупнейшее месторождение региона — Сабей. Запасы попутного нефтяного газа в бассейне Сунляо на северо-востоке Китая составляют 0,4 трлн куб. м.

Запасы газа на шельфе Южно-Китайского моря (бассейн Йингхай, комплекс Панью) оцениваются в 1–2 трлн куб. м, на шельфе Восточно-Китайского моря (блоки Бокси и Бонан) — свыше 150 млрд куб. м. До настоящего времени остаются неурегулированными территориальные споры в акватории Южно-Китайского моря с Вьетнамом, Индонезией, Малайзией, Филиппинами и Брунеем, а также в акватории Восточно-Китайского моря с Японией.

Объемы запасов метана в угольных пластах бассейнов Циньшуй и Ордос (восточная часть), контролируемые *CNPC*, по итогам проведенных в 2012 г. геологоразведочных работ превысили 200 млрд куб. м. В этой области на территории страны работает ряд совместных предприятий с зарубежными нефтегазовыми компаниями. Кроме того, *CNPC* осваивает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань [в т.ч. в рамках соглашения о разделе продукции (далее — СРП) с *BP* по блокам *Neijiang-Dazu* и *Rongchangbei*] и Юннань, а *Sinopet* — в муниципалитете Чунцин. Согласно оценкам Управления энергетической информации США извлекаемые запасы сланцевого газа Китая составляют 31,2 трлн куб. м, что ставит страну на первое место по данному показателю в мире (доказанные запасы по состоянию на начало 2017 г. равняются 544 млрд куб. м).

Большая часть доказанных запасов сланцевого газа в Китае находится в Сычуани и Таримском бассейне в южных и западных регионах страны, а также в бассейнах на севере и северо-востоке КНР. По данным Министерства земельных ресурсов Китая ресурсы

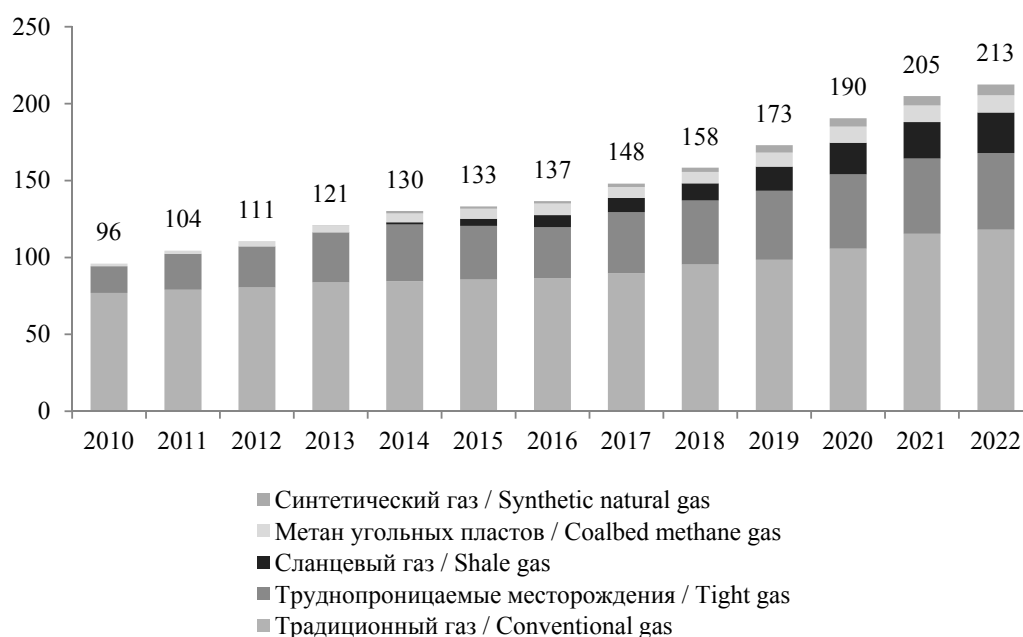


Рис. 3 / Fig. 3. Добыча газа в Китае, млрд куб. м / Gas production in China, billion cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. 2022. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. October 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

сланцевого газа оцениваются на уровне 24,7 трлн куб. м, доказанные запасы сланцевого газа в стране по состоянию на конец апреля 2018 г. составляли более 1 трлн куб. м, в т.ч. более 600 млрд куб. м — запасы крупнейшего месторождения сланцевого газа в стране *Chongqing Fuling*. Оператором месторождения является *Sinopec*.

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

По данным Национального бюро статистики КНР в 2022 г., несмотря на введение антиковидных ограничительных мер и замедление экономической активности, на территории КНР было добыто 212,5 млрд куб. м природного газа, что на 3,7% выше уровня 2021 г. (рис. 3). С 2010 г. объемы газодобычи в стране увеличились в 2,35 раза главным образом благодаря освоению месторождений газа из плотных пород и сланцевого газа. Так, по данным Форума стран — экспортеров газа в период 2010–2022 гг. добыча на труднопроницаемых месторождениях составила 50,3 млрд куб. м, что в 3,0 раза выше уровня 2010 г.⁶

В 2022 г. увеличилась добыча сланцевого газа на 15,8% до 26,4 млрд куб. м. По данным компании *Sinopec* в 2021 г. добыча газа на крупнейшем сланцевом месторождении *Fuling* составила 9,98 млрд куб. м, что на 1,53 млрд куб. м выше уровня предыдущего года⁷.

5 сентября 2018 г. Государственный совет КНР выпустил программный документ под названием «Дополнительные меры по координации и устойчивому развитию газового сектора» (*Several Opinions of the State Council on Promoting Coordinated and Stable Development of Natural Gas*), в котором говорится о необходимости активизировать внутренние усилия по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений и углубить реформу системы управления их разведкой и добычей. В соответствии с этим документом все нефтегазовые предприятия обязаны всесторонне увеличивать инвестиции внутренних фондов разведки и соответствующие объемы работ, чтобы обеспечить рост собственной добычи природного газа в КНР до 230–250 млрд куб. м в год в 2025 г. и до 280–330 млрд куб. м — к 2030 г.

⁶ Annual Gas Market Report 2023: GECF. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf.

⁷ Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf.

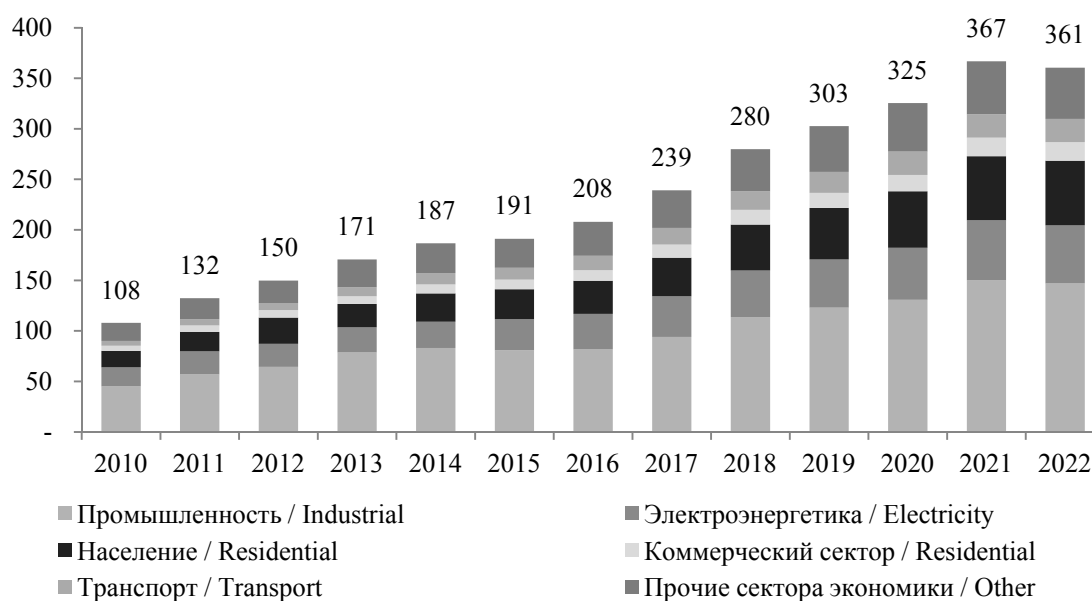


Рис. 4 / Fig. 4. Структура потребления газа в Китае, млрд куб. м /
Structure of gas consumption in China, billion cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf.

Отдельно необходимо отметить добычу газа из сланцевых пород и угольных пластов как фактор изменения китайского газового рынка. Китай располагает значительными запасами сланцевых углеводородов и, в частности, сланцевого газа. Заметны успехи китайской промышленности в процессе разработки чрезвычайно сложных месторождений сланцевого газа, однако геологические условия залегания газа, в частности в провинции Сычуань, делают его добычу достаточно дорогой. Необходимость бурения большего, чем, например, в США, количества скважин на большую глубину для добычи сопоставимого количества газа заметно увеличивает себестоимость добычи сланцевого газа в Китае. Однако его стоимость в устье скважины остается существенно меньше стоимости импортного СПГ. Таким образом, после решения проблемы транспортной инфраструктуры и проблем, связанных с добычей сланцевый газ может начать играть значительную роль на газовом рынке КНР.

В 2022 г. добыча метана из угольных пластов составила 11,2 млрд куб. м. Основные регионы — Цинхуа в Синьцзяне, Кэци в Датане, Хуэйинэн и Синьтянь во Внутренней Монголии. Из-за высокой стоимости добычи и недостаточных инвестиций в производство рост добычи метана угольных пластов происходит

медленно. Учитывая масштаб добычи угля в КНР, сопутствующие ей выделения метана из угольных пластов являются ценным ресурсом, который можно использовать в качестве топлива. Тем не менее, несмотря на активную политику правительства КНР по стимулированию установки оборудования для сбора и хранения метана на угольных шахтах, этот ресурс пока не используется в должном объеме.

Анализ спутниковых данных [1], проведенный специалистами Национального управления океанических и атмосферных исследований США (NOAA National Oceanic and Atmospheric Administration) и Института космических исследований Нидерландов (Netherlands Institute for Space Research), показывает, что в 2010-е гг. рост выбросов метана с территории КНР продолжался, свидетельствуя о том, что в угольной промышленности Китая метан продолжает в значительной мере выбрасываться в атмосферу, а не направляться в локальную газотранспортную систему.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА

Согласно оценкам Национального бюро статистики КНР и Форума стран — экспортеров газа в 2022 г. потребление природного газа снизилось на 1,7% (к уровню 2021 г. впервые с 2005 г.) до 360,5 млрд куб. м (рис. 4).

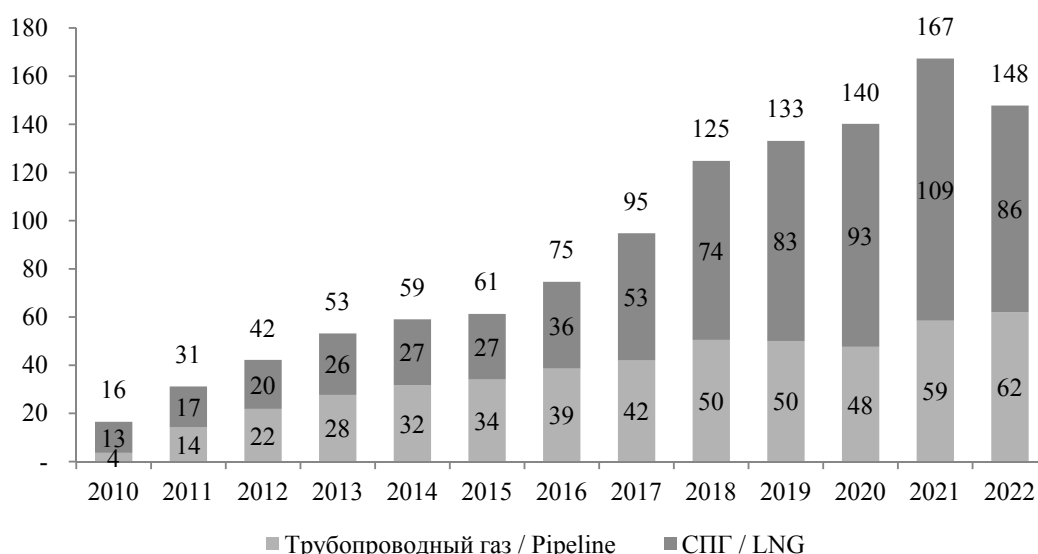


Рис. 5 / Fig. 5. Структура импорта газа Китаем, млрд куб. м /
Structure of gas imports by China, billion cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. October 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

Однако, несмотря на уменьшение спроса на газ в предыдущем году, вызванного антиковидными ограничениями и замедлением экономической активности, потребление указанного ископаемого ресурса растет достаточно быстрыми темпами. Согласно данным Международного энергетического агентства в период 2005–2022 гг. потребление газа в Китае возросло в 7,8 раза. Тем не менее в структуре потребления первичной энергии в КНР доля газа остается достаточно низкой и составляет всего 8,5%⁸.

Основными потребителями природного газа в Китае являются промышленность (включая нефтехимию) — 40,8%, общественный и коммерческий сектор — 17,8%, электроэнергетика — 16,0%, транспорт — 6,4%. В будущем коммунальная и промышленная сферы и выработка электроэнергии будут развиваться самыми быстрыми темпами.

Заглядывая вперед, отметим, что китайская государственная политика в области климата и охраны окружающей среды будет оставаться главной движущей силой развития рынка природного газа в Китае. По оценке CNPC ожидается, что спрос на рынке природного газа в Китае к 2030 г. достигнет 530 млрд куб. м и 700 млрд куб. м к 2050 г., а доля в потреблении первичной энергии увеличится до 15% (к 2030 г.).

⁸ Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.

ИМПОРТ ГАЗА

До 2006 г. внутренние потребности Китая в газе полностью обеспечивались за счет собственного производства. Однако для удовлетворения быстрого внутреннего спроса страна с 2006 г. начала импортировать сжиженный природный газ (далее — СПГ), а с конца 2009 г. — трубопроводный газ (рис. 5).

В 2022 г. объем импорта газа Китаем составил 147,8 млрд куб. м, в т.ч. 85,7 млрд куб. м (58,0%) составил импорт СПГ и 62,1 млрд куб. м (52,0%) — трубопроводный газ.

Внешняя зависимость от импорта газа продолжает расти, увеличившись до 40,8% в 2022 г. Начиная с 2017 г. в Китае импорт СПГ впервые превысил импорт трубопроводного газа, а страна стала вторым по величине импортером природного газа и вторым по величине импортером СПГ в мире. В период 2018–2022 гг. Китай, обогнав Японию, стал крупнейшим в мире импортером природного газа. В 2022 г. в результате введения антиковидных ограничений и замедления экономической активности импорт СПГ Японией составил 73,1 млн т, превысив китайский показатель — 63,4 млн т.

СТРУКТУРА ИМПОРТА КИТАЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА

Поставки трубопроводного газа в Китай (рис. 6) производятся из Туркменистана, Узбекистана и Казахс-

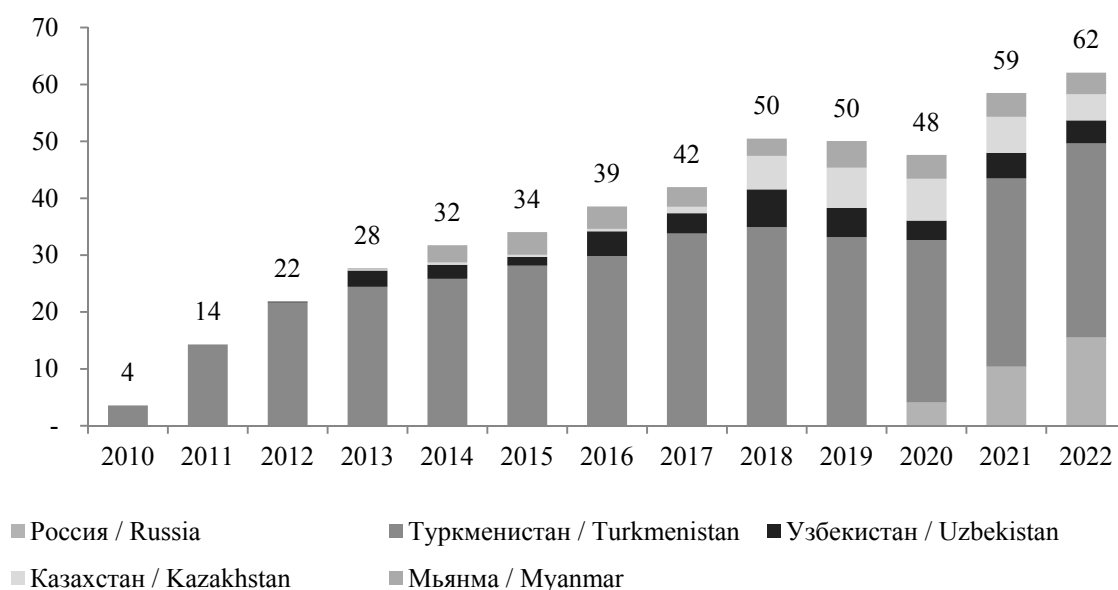


Рис. 6. / Fig. 6. Структура импорта трубопроводного газа Китаем, млрд куб. м /
Structure of pipeline gas imports by China, billion cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022. GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

тана по сетевому газопроводу «Центральная Азия — Китай» — около 45,8 млрд куб. м в 2022 г. С 2013 г. трубопроводный газ начал также импортироваться из Мьянмы по газопроводу «Мьянма-Китай» пропускной способностью 13 млрд куб. м.⁹ Участниками проекта строительства газопровода являлись компании *CNPC, MOGE, Daewoo International, KOGAS, Indian Oil u GAIL*. В 2022 г. из Мьянмы в Китай было экспортировано 3,8 млрд куб. м, снизившись на 9,5% к уровню 2021 г.

С декабря 2019 г. начались поставки природного газа из России по магистральному газопроводу «Сила Сибири». В 2022 г. по данным Главного таможенного управления КНР из России в КНР было поставлено 15,5 млрд куб. м, что на 49,1% выше уровня 2021 г.

В 2022 г., по расчетам автора согласно данным Reuters и *IHS Markit* (входит в структуру *S&P*), средняя импортная цена на газ из России составила 258,1 долл. США за тыс. куб. м, что на 14,5% ниже уровня цены туркменского газа. Преимуществом российского газа является то, что согласно долгосрочному контракту цена на газ привязана к цене корзины нефтепродуктов с девятимесячным лагом. В 2023 г.

ПАО «Газпром» планирует обеспечить реализацию в КНР 22,4 млрд куб. м газа.

Несмотря на достаточно привлекательные цены на российский газ (рис. 7), китайская сторона планирует завершить к 2028 г. четвертую линию (*Line D*) газопровода «Центральная Азия — Китай» (в отличие от газопровода «Сила Сибири — 2», по которому переговоры находятся в начальной стадии) по экспорту природного газа с месторождения Галкыныш (Туркменистан) до г. Кашгар (Китай) с пропускной способностью газа 30 млрд куб. м в год. Напомним, что интенсивная разработка данного месторождения может обеспечить рост производства газа в стране до 151 млрд куб. м к 2050 г. (с нынешних 87,0 млрд куб. м).

Отметим, что еще 8 мая 2015 г. «Газпром» и *CNPC* подписали соглашение об основных условиях поставок газа по маршруту, получившему тогда новое название «Сила Сибири — 2». При этом по техническим параметрам проект не отличался от газопровода «Алтай» образца 2006–2010 гг. Соглашение 2015 г. на сегодняшний день — последний официальный двусторонний документ «Газпрома» и *CNPC*, обозначает их намерение подписать контракт на поставку газа по западному маршруту и его основные параметры. При этом в июне 2016 г. *CNPC* официально заявила, что три ключевых параметра соглашения — объем,

⁹ URL: <https://www.reuters.com/markets/commodities/chinas-main-import-gas-pipelines-2023-05-24>.

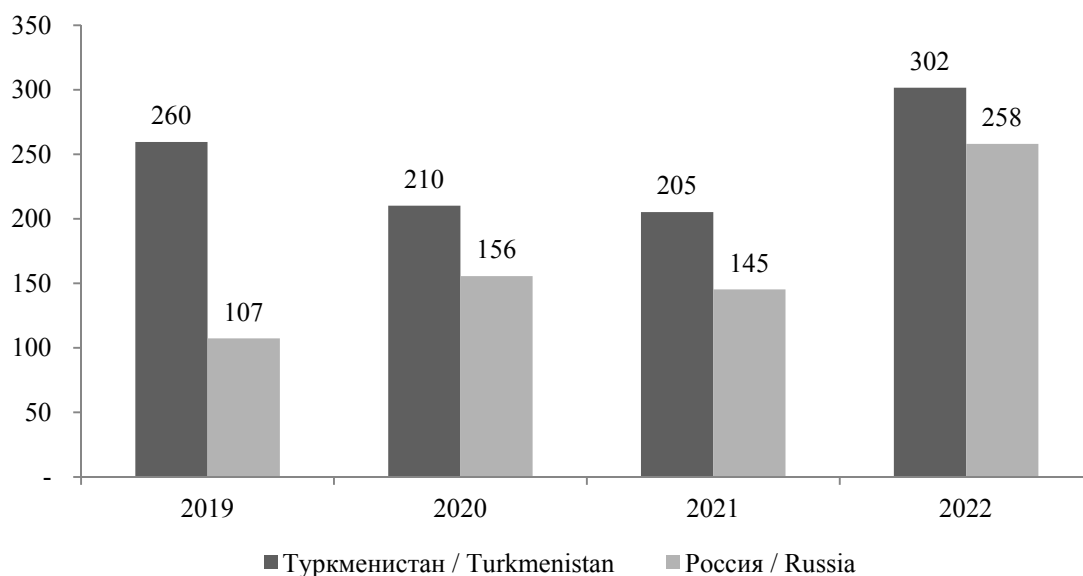


Рис. 7 / Fig. 7. Среднегодовая импортная цена на газ по различным направлениям, долл. США / тыс. куб. м / Average annual import price for gas in various directions, USD / thousand cubic meters

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022. GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

цена и сроки начала поставок газа согласованы не были. Их обсуждение продолжилось в 2016–2018 гг. В сентябре 2018 г. «Газпром» заявил, что согласованы все параметры контракта на поставку газа, кроме цены.

Продвижение проекта «Сила Сибири — 2» неоднократно приостанавливалось на протяжении 2018–2022 гг. в связи с противоречиями сторон в отношении цены, но, главное, из-за отсутствия интереса к данному маршруту с китайской стороны в силу удаленности конечной точки газопровода почти на 4 тыс. км от конечных потребителей. Указанный факт потребует от *CNPC* строительства своими силами всей необходимой газотранспортной инфраструктуры на территории Китая.

Учитывая, что транспортные затраты китайской стороны при строительстве газопровода «Сила Сибири — 2» оцениваются в 270 долл. США за тыс. куб. м, при условии отсутствия скидок на цену российского газа, перспективы строительства данного газопровода до 2030 г. остаются негативными. При увеличении внутренней добычи и текущих внутренних ценах для китайской стороны этот проект будет достаточно дорогим в отличие от расширения газопровода «Центральная Азия — Китай». Если принять во внимание

необходимость дальнейшего расширения магистральной трубопроводной инфраструктуры, стоимость проекта увеличивается еще больше.

Отличительной чертой «Силы Сибири — 2» является отсутствие каких-либо технологических механизмов балансировки поставок [например, путем использования подземных хранилищ газа (далее — ПХГ)], что также вызывает критические замечания российских экспертов.

Учитывая неразвитость системы ПХГ на территории Китая, пиковый отбор газа из трубопроводной системы будет, скорее всего, совпадать с зимним пиковым отбором газа из единой системы газоснабжения (далее — ЕСГ) внутренними потребителями, что может привести к кратковременному дефициту предложения газа в Западной Сибири. Не совсем ясно, как «Газпром» в данном случае будет балансировать внутренний рынок газа с учетом своих экспортных обязательств.

Поэтому учитывая, что основной рост спроса на газ также сконцентрирован в приморских районах, более перспективным направлением увеличения поставок российского газа в КНР является СПГ. Напомним, что мощности СПГ-терминалов в Китае к 2050 г. составят около 340 млн т, что в три раза выше уровня 2020 г.

СТРУКТУРА ИМПОРТА СПГ КИТАЕМ

В 2022 г. в результате замедления экономической активности и промышленного производства, а также достаточно высоких цен на СПГ его импорт Китаем снизился на 19,7% до 63,4 млн т, или 85,7 млрд куб. м (рис. 8).

Согласно данным *TradeMap* со ссылкой на Главное таможенное управление КНР¹⁰ в 2022 г. основные поставки СПГ в Китай производились из 24 стран, тогда как более 90% импорта было обеспечено семью странами: Австралией — 21,9 млн т, или 34,4% общего импорта; Катаром — 15,7 млн т, или 24,7%; Малайзией — 7,4 млн т, или 11,6%; Россией — 6,5 млн т, или 10,3%; Индонезией — 3,7 млн т, или 5,9%; Папуа-Новой Гвинеей — 2,5 млн т, или 4,0% и США — 2,1 млн т, или 3,3%.

В то же время, несмотря на физическое сокращение поставок СПГ в Китай, стоимостные объемы импорта увеличились на 18,4% до 52,19 млрд долл. США. При этом основной прирост пришелся на закупку катарского и российского СПГ (рис. 9).

ПЕРСПЕКТИВЫ ИМПОРТА ГАЗА

Дополнительные объемы импорта природного газа, которые понадобятся Китаю до 2025 г., уже в значительной степени законтрактованы как дополнительными трубопроводными поставками газа, так и поставками СПГ. Важно отметить, что либерализация внутреннего рынка природного газа, которая последовательно происходит в КНР, приводит к тому, что импорт СПГ становится более конкурентоспособным по сравнению с трубопроводным газом, поскольку СПГ-контракты обладают большей гибкостью, а также имеется возможность спотовых поставок СПГ.

По оценке *Energy Intelligence*¹¹ в 2023 г. поставки СПГ в Китай вырастут до 67,2 млн т. Оценка Международного энергетического агентства более оптимистична — 68–75 млн т СПГ в 2023 г. Поставки СПГ по уже действующим контрактам составят согласно данным *Bloomberg* и Форума стран-экспортеров газа не менее 93,7 млн т в год к 2028 г.¹² Крупнейшим поставщиком

СПГ в Китай останется Австралия, на втором месте — Катар. В дальнейшем, возможно, вырастут поставки СПГ из США, Малайзии и России.

К 2050 г. объем китайского импорта СПГ может вырасти, как минимум, до 120–140 млн т. Ожидается, что мощности регазификационных терминалов в КНР будут расти теми же темпами, что и увеличение поставок. При этом загрузка данных терминалов будет составлять около 60–65%. Низкая текущая загрузка мощностей уже приводит к откладыванию проектов по строительству новых терминалов.

В условиях текущего и ожидаемого роста импорта СПГ Китай существенно диверсифицирует структуру поставок СПГ в страну. Например, в начале ноября 2017 г. *Sinopet, China Investment Corp. (CIC)* и *Bank of China* подписали предварительное соглашение с властями Аляски и компанией *Alaska Gasline Development Corp. (AGDC)* о реализации на территории этого американского штата проектов по сжижению природного газа на 43 млрд долл. США. Однако вплоть до настоящего времени этот проект так и не получил своего развития.

Американская компания *Venture Global LNG* и дочернее предприятие китайской *CNOOC Gas & Power Group Co* в конце декабря 2021 г. подписали соглашение о купле-продаже СПГ сроком на 20 лет.

По условиям сделки *Venture Global LNG* будет поставлять 2 млн т СПГ в год на условиях поставки *Free On Board (FOB)* — «свободно на борту» — со своего экспортного терминала *Plaquemines LNG* в округе Плакеминес (штат Луизиана). Кроме того, *CNOOC Gas & Power Group Co.* закупит 1,5 млн т СПГ у завода *Calcasieu Pass* компании *Venture Global* на более короткий срок [3].

В ноябре 2022 г. и июне 2023 г. Катарская компания *Qatar Energy* заключила соглашение о дополнительных поставках СПГ объемом 8 млн т в год сроком на 27 лет с китайской государственной корпорацией *Sinopet* из месторождения «Северное» (проект *North Field East*).

Следует отметить, что в 2022 г., несмотря на общее сокращение поставок СПГ в Китай, экспорт указанного ресурса из Катара вырос на 74,8% до 15,7 млн т. Таким образом, с учетом вышеприведенного соглашения импорт СПГ из ближневосточной страны к 2030 г. может превысить 22 млн т.

Китай также заинтересован и участвует в российских СПГ-проектах (рис. 10). *CNPC* и Китайский фонд шелкового пути уже участвуют в проекте ПАО «НОВАТЭК» «Ямал СПГ» с долями 20 и 9,9% соответственно. ОАО «Ямал СПГ» реализует проект строительства завода по производству СПГ на ресурсной

¹⁰ URL: https://www.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvpm=1%7c156%7c%7c%7c%7c271111%7c%7c%7c6%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c2%7c1%7c1.

¹¹ URL: <https://www.energyintel.com/00000185-be4b-d701-a1cf-bf4bc8d70000>.

¹² URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-02-19/china-s-moving-to-take-control-of-liquefied-natural-gas-as-global-demand-booms>.

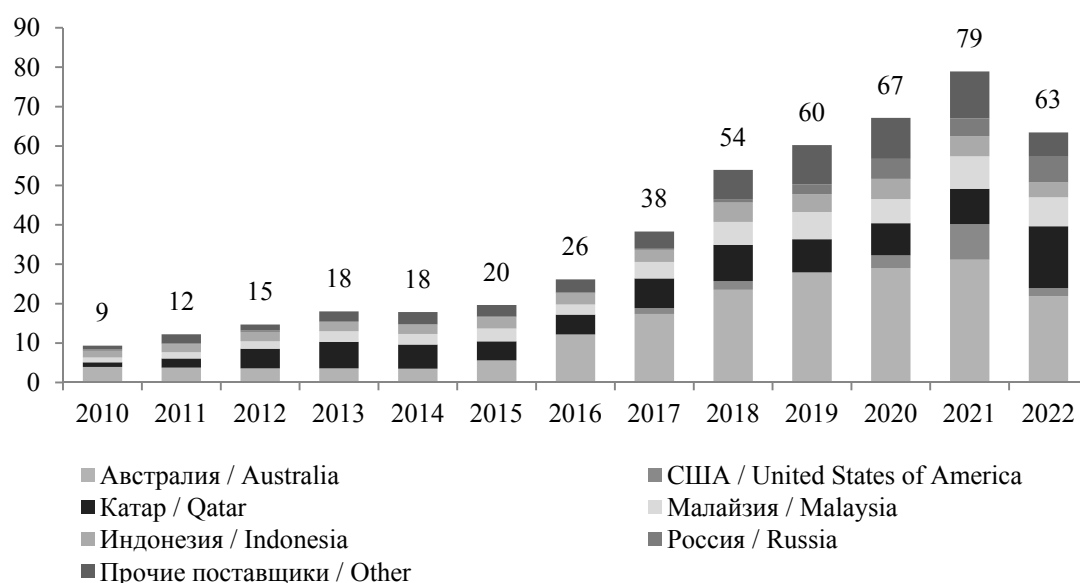


Рис. 8 / Fig. 8. Структура импорта СПГ Китаем, млн т /
Structure of imports of liquefied natural gas by China, million tons

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

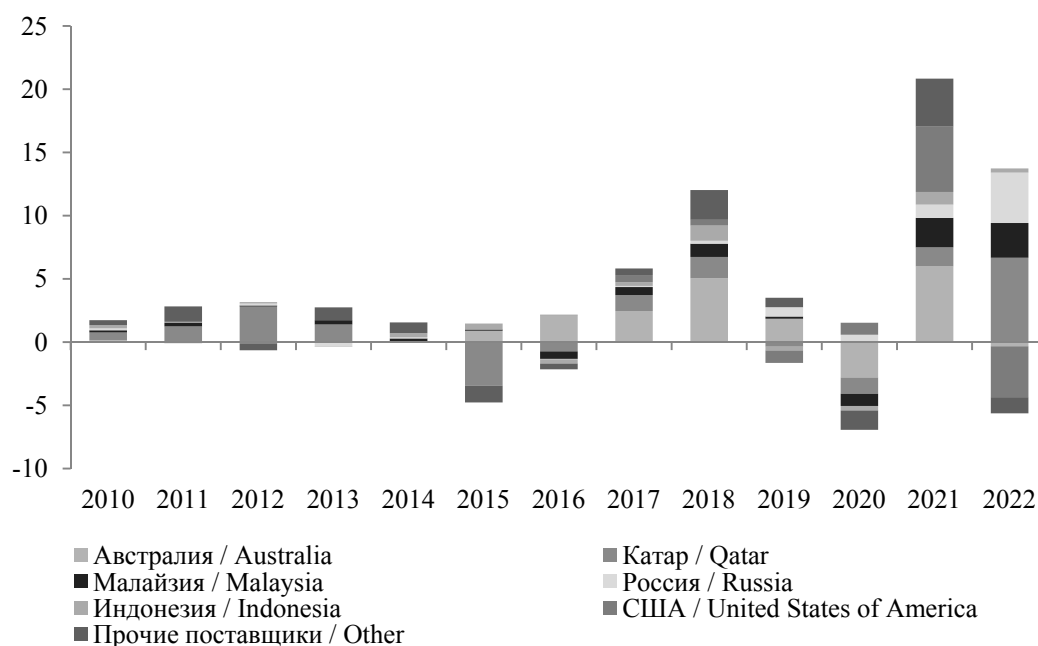


Рис. 9 / Fig. 9. Прирост поставок сжиженного природного газа в КНР
в стоимостном выражении, млрд долл. США / Increase in the supply
of liquefied natural gas to China in value terms, billion US dollars

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

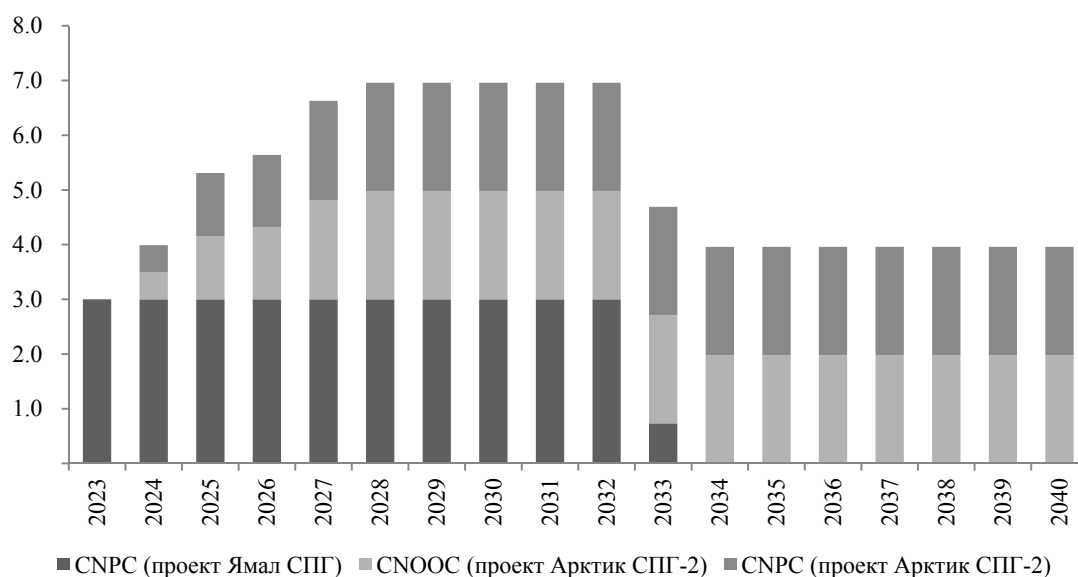


Рис. 10 / Fig. 10. Законтрактованные поставки сжиженного природного газа с российских проектов, млн т / Contracted supplies of liquefied natural gas from Russian projects, million tons

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on China Natural Gas Data Tables; January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7>.

базе Южно-Тамбейского месторождения мощностью 17,4 млн т в год, включая три линии мощностью 5,5 млн т в год каждая и одну линию мощностью 900 тыс. т в год. Первая технологическая линия начала производство в декабре 2017 г., вторая и третья линии — в июле и ноябре 2018 г. соответственно.

Другим проектом ПАО «НОВАТЭК», в реализации которого планируют принять участие китайские компании, является проект «Арктик СПГ-2». Указанный проект, реализуемый на базе Утреннего месторождения на полуострове Гыдан, предусматривает строительство трех линий сжижения газа общей мощностью 19,8 млн т в год. В конце апреля 2019 г. ПАО «НОВАТЭК» сообщило о том, что в проект «Арктик СПГ-2» вошли сразу две компании из КНР: Китайская национальная компания по разведке и разработке нефти и газа (CNOOC) и дочернее общество CNPC — Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация (CNOOC).

В соответствии с обязывающими соглашениями, которые ПАО «НОВАТЭК» подписало с CNOOC и CNOOC в ходе международного форума «Один пояс, один путь», каждая из китайских компаний получила в проекте «Арктик СПГ-2» по 10%.

К 2030 г. СПГ, получаемого с российского проекта «Арктик СПГ-2», в объема до 4,0 млн т будет

поставляться в Китай (законтрактованные резервы). Напомним, что с другого проекта «Ямал СПГ» экспорт составит 3,0 млн т. Три контракта заключены на условиях DES, т.е. доставлять груз на китайские регазификационные терминалы будет российская компания собственными танкерами.

В качестве фактора риска для роста импорта СПГ можно выделить развитие собственной добычи газа в КНР, что может привести к снижению потребности в импортном газе. По оценкам Форума стран — экспортеров газа и МЭА¹³ развитие собственной добычи опережающими (по сравнению с потреблением) темпами делает вероятным прохождение пика импорта газа в Китае в период после 2040–2045 гг.

СОСТОЯНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Китай нацелен на формирование независимых операторов газотранспортной инфраструктуры и обеспечение доступа к ней третьих сторон (табл. 2), продолжая в то же время политику, направленную на усиление государственного надзора за тарифами на

¹³ IEA. 2022. Coal Market Report. Paris: IEA Publishing. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022>.

Таблица 2 / Table 2

**Структура текущего и перспективного импортного трубопроводного газа на границе с КНР /
Structure of current and prospective imported pipeline gas on the border with China**

Страна	Проект	Мощность, млрд куб. м в год	Статус на конец 2022 г.
Туркменистан, Узбекистан, Казахстан (маршрут Центральная Азия-Китай)	Линия А	30,0	Запущен в 2009 г.
	Линия В		Запущен в 2010 г.
	Линия С	25,0	Запущен в мае 2014 г.
	Линия D	30,0	Поставки планируются начать с 2026 г.
Мьянма	Мьянма-Китай	12,0	Запущен в 2013 г.
Россия	Сила Сибири-1 (восточный маршрут)	38,0	Запущен в 2019 г.
	Сила Сибири-2 (западный маршрут)	50,0	Планируется
	Дальневосточный маршрут	10,0	Договор на поставку газа заключен в начале 2022 г., однако сроки пока неизвестны

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Gas Market Report 2023: GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf; Annual Statistical Bulletin 2022. GECF. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf; EIA. International Energy Outlook 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>.

транспортировку природного газа по трубопроводам. В феврале 2014 г. Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило Положения о справедливом и открытом надзоре за объектами сети нефтегазопроводов (пробный запуск), согласно которому предприятия, эксплуатирующие объекты нефтегазопроводной сети в случаях, если они имеют избыточные мощности, должны быть открыты для доступа третьих сторон.

В марте 2014 г. Государственный комитет по делам развития и реформ издал документ, поощряющий участие всех видов капитала в инвестициях в строительство инфраструктуры природного газа и требующий независимого учета функционирования инфраструктуры природного газа и справедливого доступа к ней для третьей стороны.

В сентябре 2016 г. Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило отчет о раскрытии информации, касающейся доступности (наличия свободных мощностей) объектов сети нефтегазопроводов.

В октябре 2016 г. Государственный комитет по делам развития и реформ утвердил циркуляр о четком определении ценовой политики для объектов хранения газа.

В июне 2017 г. в «Руководящих мнениях по усилению надзора за регулированием цен на газ» допускалась доходность на уровне не более 7%.

В августе 2017 г. Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил «Уведомление об утверждении цен на транспортировку газа по транспровинциальным газопроводам».

Что касается импортируемого трубопроводного газа в связи с вводом в эксплуатацию «восточного» маршрута российско-китайского газопровода «Сила Сибири» и линии D (2026–2028 гг.) газопровода «Центральная Азия–Китай» совокупная пропускная мощность трубопроводной системы Китая для импорта магистрального газа составит 195,0 млрд куб. м в год (табл. 2).

Что касается импорта СПГ, то с учетом объемов текущего строительства и публично заявленных планов по строительству приемных терминалов СПГ уже к 2022 г. совокупная мощность приемных терминалов СПГ в Китае может превысить 110–120 млн т в год.

В конце 2018 г. появились сообщения о подготовке к масштабной реформе газовой отрасли, включая создание новых операторов по транспортировке газа, что может привести к значительному улучшению

ситуации с трубопроводной инфраструктурой и решить часть проблем с доступом частных компаний к свободным трубопроводным мощностям.

Другой комплексной проблемой является механизм реализации газа конечным потребителям. Недавняя реформа ценообразования, с одной стороны, несколько улучшила ситуацию в отрасли, а с другой стороны, стоимость газа для промышленных потребителей выросла. Стоимость газа для населения регулируется местными органами самоуправления и де-факто субсидируется, причем различными способами вплоть до перенесения части стоимости газа, потребляемого населением, на стоимость газа для промышленных предприятий [4]. Таким образом, в рамках дальнейших реформ сохраняется значительная доля неопределенности относительно динамики спроса, поскольку он в значительной степени зависит от субсидий. При этом уровень цен на газ в Китае остается даже с учетом субсидий достаточно высоким, что негативно сказывается на динамике спроса.

Тем не менее в случае, если начатое движение в сторону дерегулирования рыночных цен продолжится, проблемы с инфраструктурой будут решены, а рост спроса на газ будет продолжаться, в Китае возможно создание полноценного газового хаба, аналогичного американскому *Henry Hub* или европейскому *TTF*.

Если КНР получит собственный газовый хаб, это сделает цены на газ более гибкими, что будет способствовать повышению привлекательности газа как энергоносителя и ускорит переход к чистой энергетике. Дополнительным преимуществом, сопутствующим созданию такого хаба, будет получение регионального бенчмарка газовых цен, что позволит формулам контрактов частично отвязываться от американских котировок и цен на нефтепродукты, что сделает азиатский рынок более устойчивым к колебаниям цен на мировом или американском рынке.

ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА КИТАЕМ

Природный газ часто рассматривают как переходный вид топлива — от ископаемых источников энергии к возобновляемым источникам. При этом стоимость газа на внутреннем рынке Китая достаточно высокая.

Несмотря на повышение жизненного уровня населения, оно в большинстве случаев пока не готово переходить на более дорогое топливо. Широкое распространение «дешевого» угля, который продается мелким оптом и используется для отопления жилых

домов, с одной стороны, приводит к тому, что сейчас газовое отопление даже с учетом субсидий сталкивается с острой конкуренцией в виде угля. С другой стороны, при росте покупательной способности населения и газификации регионов можно будет уменьшить потребление угля на 60 млн т н.э. в год, т.е. примерно на 3% от суммарного потребления угля Китаем.

Исследование, проведенное в 2016 г. Массачусетским технологическим университетом¹⁴, также показывает, что при высоких ценах на газ, переключение на него потребует принятия значительных мер в виде повышенного налогообложения угольной генерации, поскольку текущих мер по торговле выбросами недостаточно. С точки зрения экономической рентабельности, газ станет конкурентоспособным относительно угля на китайском рынке при его средней цене «на воротах города» (*city gate price*) на уровне 4,46–4,5 долларов за млн БТЕ (*British thermal unit* — единица измерения тепловой энергии в английской системе мер. 1 БТЕ/ч = 0,2931 Вт). В целом можно предположить, что Китай будет вытеснять уголь из энергобаланса путем увеличения мощностей ВИЭ, а газ — уголь из жилищно-коммунального хозяйства.

Потребление газа в КНР во многом зависит от государственной поддержки. К 2025 г. ожидается завершение большей части из действующих в КНР программ субсидирования по поэтапному переходу электрогенерации с угля на природный газ. Таким образом, перспективы газовой отрасли остаются в значительной степени неопределенными. При сохранении достаточно высоких цен на импортируемый газ имеется высокая вероятность того, что после 2025 г. спрос на газ в КНР будет расти медленнее, чем ожидалось ранее.

Для КНР характерна существенная разница между регионами по уровню потребления газа. Так, более богатые прибрежные регионы имеют более высокую долю газа в энергобалансе. В перспективе дифференциация будет возрастать, поскольку ключевыми районами роста спроса на природный газ останутся центральные и восточные регионы страны (рис. 11).

Вместе с тем кризис зимы 2017–2018 гг. показал уязвимость газовых электростанций к резким сезонным увеличениям спроса на газ. В таких случаях жилищно-коммунальному хозяйству отдается приоритет, что приводит к простоям газовых электростанций

¹⁴ UEL: https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/103778/MITJPSPGC_Rpt294.pdf?sequence=1.

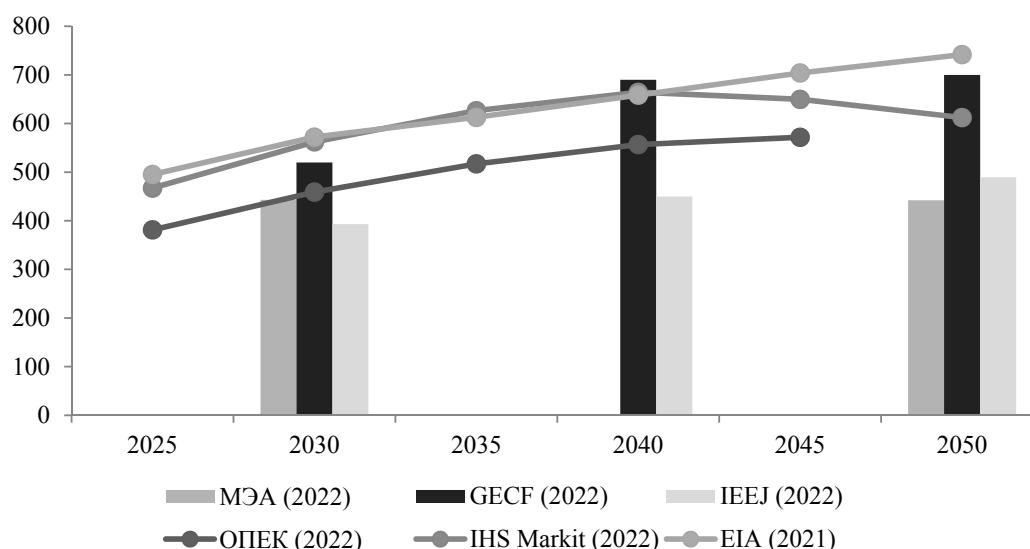


Рис. 11 / Fig. 11. Прогноз потребления газа в Китае, млрд куб. м /
Forecast of gas consumption in China, billion cubic meters

Источники / Sources: составлено автором на основе / compiled by the author based on EIA. International Energy Outlook 2021. October 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>; EIA. International Energy Outlook 2021. October 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>; [2]; IEEJ. IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html>; IEA. World Energy Outlook 2022 OECD Publishing, Paris. URL: <https://doi.org/10.1787/3a469970-en>; OPEC 2022. World Oil Outlook 2045 (WOO). Vienna: Secretariat.

из-за нехватки топлива для ТЭЦ. В этой связи газ становится более востребованным в промышленности (в том числе для нужд ЖКХ) и при снабжении населенных пунктов бытовым газом, нежели в электроэнергетике, где приоритетными направлениями, остаются ВИЭ и атомная энергия.

Недостаток мощностей ПХГ (в отличие от нефтяного резерва) для покрытия пикового спроса является сдерживающим фактором для роста потребления газа в электроэнергетике и теплоснабжении КНР.

Несмотря на оптимистичные оценки многих агентств, природный газ в КНР — один из самых дорогих энергоносителей, и значительный рост спроса на него возможен только при условии снижения цен на него. CNPC ETRI (Economic & Technology Research Institute — Институт экономики и технологии) прогнозирует величину спроса к 2030 г. на уровне 530 млрд куб. м в год (против 500 млрд куб. м в год в предыдущем прогнозе). Однако при этом указывает на то, что потребление газа может оказаться ниже указанной величины, и пока нет перспектив для более оптимистичных оценок будущего спроса на газ.

В ситуации падения цен спрос на газ в южных приморских провинциях может дополнительно увеличиться из-за развития систем теплоснабжения в южных и юго-восточных провинциях Китая, в которых

центральное теплоснабжение традиционно отсутствует, однако в связи с ростом благосостояния населения существует запрос потребителей на его развитие.

Перспективы газа на рынке газомоторного топлива также крайне ограничены из-за высокой цены и жесткой конкуренции с нефтепродуктами и электромобилями.

В начале 2019 г. правительство КНР начало демонизацию услуг по трубопроводной транспортировке газа, введя правило обязательного доступа третьих сторон к магистральной трубопроводной инфраструктуре. В ближайшей перспективе ожидается выделение газотранспортных активов, принадлежащих в настоящее время китайским государственным нефтегазовым компаниям, в отдельные государственные и частные компании — газотранспортные операторы (по аналогии с реформированием Европейского газового рынка в рамках Третьего энергетического пакета).

Китай нацелен на развитие собственного ликвидного газового хаба (вероятнее всего, на базе существующей торговой площадки в Шанхае) и соответствующего ценового индикатора, номинированного в юанях для укрепления своего влияния на мировом рынке энергоносителей.

Со стороны предложения на китайский рынок также действует ряд факторов, которые

Таблица 3 / Table 3

Заявленные СПГ-проекты в России до 2030 г. и их статус / Declared LNG projects in Russia until 2030 and their status

Проект / Project	Мощность, млн т / Power, mln tons	Год запуска / Year of launch	Оператор / Operator	Статус / Status
Сахалин-2	9,6	2009	Сахалинская энергия	Действующий
Ямал СПГ (три линии)	16,5	2017	НОВАТЭК	Действующий
Криогаз-Высоцк	0,7	2019	НОВАТЭК	Действующий
Ямал СПГ (четвертная линия)	0,9	2021	НОВАТЭК	Действующий
Портовая СПГ	1,5	2022	Газпром	Действующий
Арктик СПГ	19,8	2023/2025	НОВАТЭК	На стадии строительства
Балтийский СПГ	13,0	2023/2024	Газпром	На стадии строительства
Сахалин-2	5,4	2024	Сахалинская энергия	Ведутся проектируемые работы
Всего	67,4			

Источник / Source: составлено автором на основе / compiled by the author based on Annual Statistical Bulletin 2022: GECF.
 URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf.

способствуют сохранению текущей ситуации высоких цен.

К 2025 г. Китай не сможет достичь официально запланированного уровня добычи сланцевого газа — 40 млрд куб. м в год. Его добыча составит по оценке Международного энергетического агентства около 35,5 млрд куб. м в год (против 26,4 млрд куб. м в 2022 г.).

Отсутствие роста собственного производства не позволит снизить уровень цен на газ в КНР, что негативно скажется на объеме спроса на газ.

В данном случае возникает возможность увеличения присутствия России на рынке СПГ южных прибрежных провинций Китая. Так как рынок газа северо-восточных провинций КНР перенасыщен, Китай не заинтересован в обозримой перспективе в дополнительных поставках туда российского трубопроводного газа свыше контрактных 48 млрд куб. м в год.

Таким образом, новый газопровод «Сила Сибири — 2» не вызывает большого интереса с китайской стороны. Высокая стоимость транспортировки российского газа от границы Российской Федерации до юго-восточных провинций Китая и необходимость вложений в расширение инфраструктуры на территории КНР, делают трубопровод высокорискованным

в кратко- и среднесрочной перспективе, поскольку необходимые капитальные затраты с обеих сторон могут не окупиться в результате замедления спроса на газ в Китае.

ВЫВОДЫ

С учетом перспектив развития топливно-энергетического комплекса КНР и особенностей трубопроводной инфраструктуры, поставки газа из России целесообразнее осуществлять в виде СПГ (табл. 3). Данный вид поставок обладает рядом преимуществ:

- минимизация затрат на строительство трубопроводов на территории России;
- отсутствие необходимости в строительстве трубопроводов с китайской стороны. Одним из сдерживающих факторов при строительстве трубопровода «Сила Сибири — 2» является высокая стоимость транспортировки газа по территории КНР. В случае СПГ необходимость в данной транспортировке существенно ниже из-за того, что спрос сконцентрирован на относительно небольшом удалении от портов, оборудованных регазификационными терминалами;
- дополнительная загрузка мощностей судостроительного кластера «Звезда» и создание собственно-

го флота СПГ-танкеров для реализации имеющегося потенциала запасов Дальнего Востока. Учитывая возможность снятия ограничений на экспорт природного газа, перевод поставок газа на СПГ позволяет диверсифицировать направления поставок и в случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры перенаправлять грузы в другие страны АТР.

В то же время в условиях санкционных запретов на поставки СПГ оборудования¹⁵ большинство

¹⁵ По состоянию на март 2023 г. единственной отечественной технологией СПГ является «Арктический каскад» ПАО «НОВАТЭК» мощностью до 1 млн т, в связи с чем вопрос импортозамещения оборудования для СПГ является крайне актуальным. В августе 2022 г. была опубликована обнов-

ленных проектов потеряли свою актуальность. В марте 2023 г. вице-премьер А. Новак заявил о необходимости дополнительного изыскания ресурсной базы для проектов еще на 34 млн т СПГ в год, чтобы выйти на планируемые в программе «Долгосрочного развития производства СПГ», утвержденной в 2021 г., 100 млн т¹⁶. Ресурсная база в 66 млн т будет обеспечена действующими заводами на 33 млн т и строящимися заводами в Усть-Луге и «Арктик СПГ-2».

ленная версия паспорта проекта «Прорыв на рынки СПГ», согласно которой общая стоимость программы до 2030 г. составит 89,3 млрд руб.

¹⁶ URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf>.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ / REFERENCES

1. Miller S., Michalak A., Detmers R., Hasekamp O., Bruhwiler L. Schwietzke S. China's coal mine methane regulations have not curbed growing emissions. *Nature Communications*. 2019;303(10):1–8. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820>. DOI: 10.1038/s41467-018-07891-72.
2. Ermakov A. The future of natural gas in asia pacific: large potential for demand growth. *GECF*. March 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/expert-commentary--the-future-of-natural-gas-in-asia-pacific/gecf-commentary--the-future-of-natural-gas-in-asia-pacific.pdf.
3. Зуев А. Китай — локомотив рынка СПГ. *ТЭК России*. 2023;(1):20–23.
Zuev A. Kitaj — locomotive of the market of SPG. *TEK Rossii = Fuel and Energy Complex of Russia*. 2023;(1):20–23. (In Russ.).
4. Paltsev S., Zhang D. Natural gas pricing reform in china: getting closer to a market system? *Energy Policy*. 2015;86:43–56. URL: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt282.pdf.
5. Zhang D., Paltsev S. The future of natural gas in china: effects of pricing reform and climate policy. *Climate Change Economics*. 2016;7(4):1–32.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ / ABOUT THE AUTHOR

Дмитрий Игоревич Кондратов — кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник Института экономики РАН, Москва, Россия

Dmitry I. Kondratov — Cand. Sci. (Econ.), Leading Researcher at the Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
<https://orcid.org/0000-0002-7356-0047>
dmikondratov@yandex.ru

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.
Conflicts of Interest Statement: The author has no conflicts of interest to declare.

Статья поступила 12.06.2023; принята к публикации 15.09.2023.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The article was received 12.06.2023; accepted for publication 15.09.2023.

The author read and approved the final version of the manuscript.