

ЭКОНОМИКА / ECONOMICS**Перспективы российского газа в Китае**

© 2023

DOI: 10.31857/S013128120027172-0

Кондратов Дмитрий Игоревич

Кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник Института экономики РАН (адрес: 117977, Москва, Нахимовский пр-т, 32). ORCID: 0000-0002-7356-0047.

E-mail: dmikondratov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 20.07.2023.

Аннотация:

В статье представлены анализ текущего состояния и прогнозы долгосрочного развития китайского рынка природного газа, а также рассмотрены перспективы увеличения поставок в КНР российского ископаемого топлива.

Ожидается, что к концу 2030 г. КНР по потреблению газа может догнать и перегнать Европу. К 2030 г. совокупный объем спроса на газ в Поднебесной составит 390–560 млрд м³, что почти в 1,5 раза выше уровня 2022 г.

В период экономического замедления дисбаланс спроса и предложения на мировом углеводородном рынке ведет к его дестабилизации. Чтобы заранее спрогнозировать такие ситуации, специалисты международных и российских организаций (Международное энергетическое агентство, BP p.l.c., Институт энергетических исследований РАН, Институт экономики энергетики Японии) и консалтинговых компаний (IHS Markit и т.д.) осуществляют мониторинг событий на мировых энергетических рынках и публикуют информационно-аналитические обзоры. Большинство исследователей пока не готовы в обозримом будущем назвать пик спроса на газ в КНР, что дает основания назвать XXI в. веком китайской газовой трансформации.

Также автор дает оценку перспективам расширения российского присутствия на китайском газовом рынке и предлагает рекомендации по использованию потенциала развития энергетического сотрудничества КНР и России.

После запуска газопровода «Сила Сибири» северо-восточные и восточные провинции Китая, находящиеся вблизи российской границы, будут насыщены российским газом. В свою очередь, недостаточное развитие газовой инфраструктуры Китая (нехватка трубопроводных мощностей, газовых хранилищ, распределительных сетей) не позволит увеличить экспорт при строительстве Россией дополнительных мощностей. Еще в большей степени это касается проекта «Сила Сибири-2».

Наиболее перспективным направлением увеличения экспорта российского газа в КНР является организация поставок российского СПГ в приморские районы Китая, в которых прогнозируется устойчивый рост спроса на газ.

Ключевые слова:

Китай, газ, российско-китайское энергетическое сотрудничество, топливно-энергетический сектор КНР.

Для цитирования:

Кондратов Д.И. Перспективы российского газа в Китае // Проблемы Дальнего Востока. 2023. № 4. С. 46–72. DOI: 10.31857/S013128120027172-0.

В настоящее время энергетика КНР находится в состоянии трансформации. Эти изменения связаны с последовательным переходом китайской экономики к постиндустриальной модели, для которой, в частности, характерны увеличение доли сферы услуг в ВВП при уменьшении удельного веса промышленности, рост потребности в экологически чистых технологиях и изменение потребительских предпочтений.

Международные эксперты также отмечают переход китайской энергетики к более экологичной, диверсифицированной и менее энергоемкой модели развития. Тем не менее скорость указанных изменений пока не определена.

В настоящий момент развитие энергетики Китая определяется следующими факторами:

– Китай — самая густонаселенная страна в мире¹. Экономика страны — как по номинальному ВВП, так и по паритету покупательной способности — одна из крупнейших. Быстро увеличивающееся потребление всех основных видов энергии сделало Китай одним из важнейших участников международной торговли невозобновляемыми источниками энергии, такими как нефть, газ и уголь;

– Китай — второй по величине мировой потребитель жидких углеводородов после США;

– действующие нефтяные месторождения в стране вступили в зрелую фазу своего развития, пик добычи на них практически 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 лишь 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 — мировой лидер по добыче и потреблению угля. По оценкам Международного энергетического агентства, в 2022 г. 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. По оценкам Государственного статистического управления КНР, на 2022 г. она составляла лишь 3,5 %, или 124,8 млн т н.э., что отличает энергобаланс КНР от многих стран Азиатско-Тихоокеанского региона, в частности Мьянмы (доля биомассы и отходов в ее потреблении ПЭР — 71,4 %, по данным за 2020 г.), Вьетнама (25,4 %), Индии (18,5 %) и Индонезии (12,7 %);

– Китай — один из ключевых игроков в сфере развития возобновляемой энергетики и низкоуглеродных технологий, а также крупнейший экспортер оборудования для солнечной энергетики;

– Китай активно участвует в зарубежных энергетических проектах для 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 сказывается на окружающей среде, международном положении страны и отчасти на социально-политической обстановке. Власти Китая пытаются ограничить рост выбросов CO₂ за счет развития ВИЭ, газовой генерации и других видов низкоуглеродной энергетики.

Энергетика является одной из приоритетных сфер сотрудничества России и Китая. Укреплению и расширению российско-китайского энергетического партнерства способствует несколько факторов. 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 скоординированной политики двух государств, имеющих в совокупности значимую долю на мировом энергетическом рынке.

Западные санкции в отношении российских нефтегазовых предприятий и проектов, а также давление властей США на Евросоюз и перспективы наращивания экспорта

¹ В 2022 г. самой населенной страной мира стала Индия – *Прим. ред.*

американского СПГ подтолкнули Россию к поиску альтернативных европейскому направлений поставок энергоресурсов. В этих условиях Китай, испытывающий дефицит энергоресурсов, является перспективным рынком для России.

Среди основных направлений сотрудничества — наращивание поставок газа в Китай, а также привлечение инвестиций в российский ТЭК.

Таблица 1 / Table 1

Основные макроэкономические и энергетические показатели Китая
Main Macroeconomic and Energy Indicators of China

Показатель	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 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 м ³	91,5	212,5
Доля в мировой добыче газа, %	2,9	5,2
Потребление газа, млрд м ³	107,9	366,3
Доля в мировом потреблении газа, %	3,4	9,1
Импорт газа (включая трубопроводный), млрд м ³	16,48	147,80
Доля в мировом импорте газа, %	1,6	11,1
Импорт СПГ, млн т (млрд м ³)	9,6 (12,9)	63,4 (85,7)
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: *Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023); IEA (2022), *Coal Market Report // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (дата обращения: 13.07.2023); OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB) // OPEC. URL: <https://asb.opec.org/> (дата обращения: 13.07.2023).**

Газовая промышленность КНР

Рост интереса к природному газу — одна из общих черт в стратегиях перехода на низкоуглеродные технологии китайских нефтегазовых компаний. Все они объявили о планах по увеличению доли природного газа в своих портфелях как внутри страны, так и за рубежом.

Структура отрасли

Тремя основными добывающими компаниями Китая (CNPC, Sinopet и CNOOC) в 2022 г. было добыто 85,6 % сырья в стране. Крупнейшей нефтегазодобывающей компанией Китая является CNPC: 126,6 млрд м³ (59,6 % добычи газа в стране). К началу 2022 г. реализовывалось 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 м³ (16,6 % добычи газа в стране), CNOOC — 20,1 млрд м³ (9,4 %).

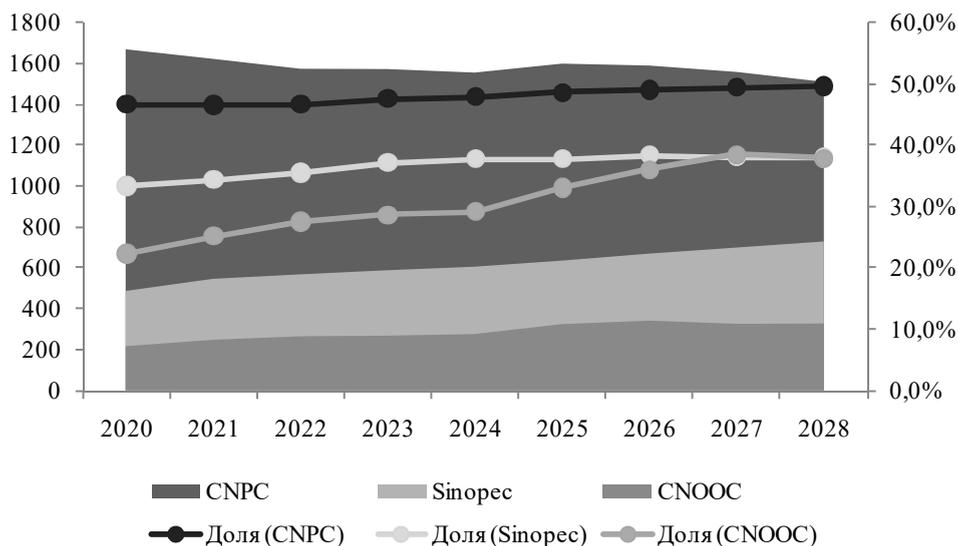


Рис. 1. Добыча газа по крупнейшим компаниям КНР (тыс. барр. н.э./сут.) и его доля в производственном балансе (%)

Figure 1. Gas Production by China's Largest Companies (Thousand Barrels of Oil Equivalent per Day) and Its Share in the Production Balance (%)

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022).

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 наметила ежегодное наращивание добычи природного газа в среднем более чем на 10 % в течение следующих трех лет. CNOOC обязалась нарастить объемы природного газа до 33 % от общего объема добычи к 2025 г.

Переход от жидких углеводородов к природному газу видится как тенденция, которая проявилась в стратегиях нефтяных корпораций еще до того, как Китай поставил новые климатические цели. Как мы уже отмечали ранее², природный газ считается наиболее эффективным, практичным и доступным средством достижения поставленных целей; добыча его растет быстрее, чем добыча нефти. Кроме того, при текущих ценах на природный газ на газораспределительных станциях, устанавливаемых государством, традиционная добыча природного газа на внутреннем рынке является прибыльной. Сланцевый природный газ на китайском рынке также может оказаться на уровне безубыточности при продолжении выделения субсидий и налоговых льгот со стороны центрального правительства.

² См.: Кондратов Д. Будущее мирового рынка природного газа // Российский внешнеэкономический вестник. 2022. № 1. С. 66–82. DOI: 10.24412/2072–8042–2022–1–66–82

Китайские ННК в настоящее время представляют собой высокоразвитые, мирового масштаба «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. Можно сказать, что такие международные национальные топливно-энергетические корпорации уже стали примером новой категории игроков на мировом рынке ТЭК.

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», «Союзнефтепромхим», «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 СМ СССР от 12 декабря 1985 г. № 1230).

Запасы

По данным Energy Institute³, на конец 2020 г. доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн м³ (4,5 % мировых запасов), по оценкам ОПЕК⁴ — 3,1 трлн м³ (1,5 %). По запасам газа Китай занимает первое место в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Отметим, что за период с 1998 г. по настоящее время объем доказанных запасов газа в Китае увеличился в 6,1 раза (по оценкам ОПЕК — в 2,51 раза), что отражает интенсивность проводимых в стране геологоразведочных работ. В перспективе также следует ожидать дальнейшего прироста доказанных запасов.

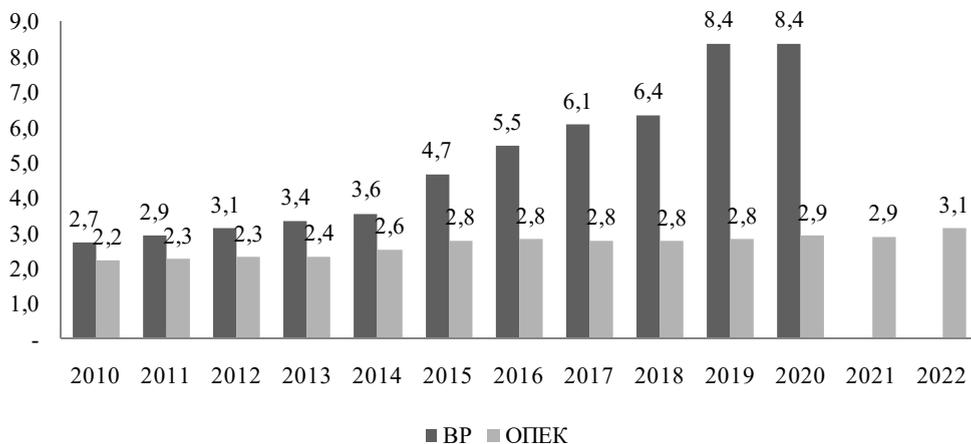


Рис. 2. Доказанные запасы газа в Китае, трлн м³
Figure 2. Proven Gas Reserves in China, trillion m³

Источники: ОПЕК (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB) // ОПЕК. URL: <https://asb.opec.org/> (дата обращения: 13.07.2023); Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023 // Energy Institute. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (дата обращения: 13.07.2023).

³ Statistical Review of World Energy: Energy Institute // Energy Institute. June 2023. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (дата обращения: 13.07.2023).

⁴ ОПЕК (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB) // ОПЕК. URL: <https://asb.opec.org/> (дата обращения: 13.07.2023).

Запасы природного газа в КНР сосредоточены в следующих районах: провинция Сычуань — Сычуаньский бассейн, провинция Шэньси — бассейн Ордос, провинция Цинхай — бассейн Кайдам и Синьцзян-Уйгурский автономный район — Таримский и Джунгарский бассейны. Запасы на старейших газовых месторождениях в Сычуаньском бассейне составляют около 1–1,5 трлн м³. Освоение нефтегазовых запасов региона связано с техническими трудностями, поскольку газ частично залегает в плотных (труднопроницаемых) коллекторах.

Запасы природного газа в пределах Таримского бассейна оцениваются в 1 трлн м³ (крупные месторождения — Кела, Дина и Дабэй), что говорит о колоссальных перспективах еще практически не изученного с геологической точки зрения региона, степень геологической изученности которого в настоящее время не выше 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 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 — Сулидж, запасы которого достигают около 0,5 трлн м³.

Запасы природного газа в бассейне Кайдам превышают 0,2 трлн м³. Их основная часть приходится на крупнейшее месторождение региона — Сабей. Запасы попутного нефтяного газа в бассейне Сунляо, на северо-востоке Китая, составляют 0,4 трлн м³.

Запасы газа на шельфе Южно-Китайского моря (бассейн Йингхай, комплекс Панью) оцениваются в 1–2 трлн м³, на шельфе Восточно-Китайского моря (блоки Бокси и Бонан) — свыше 150 млрд м³. До настоящего времени остаются неурегулированными территориальные споры в акватории Южно-Китайского моря со Вьетнамом, Индонезией, Малайзией, Филиппинами и Брунеем, а также в акватории Восточно-Китайского моря с Японией.

Запасы метана угольных пластов бассейнов Циньшуй и Ордос (восточная часть), контролируемые CNPC, по итогам проведенных в 2012 г. геологоразведочных работ превысили 200 млрд м³. В этой области на территории страны работает ряд совместных предприятий с зарубежными нефтегазовыми компаниями. Кроме того, CNPC изучает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань (в т.ч. в рамках СПП с ВР по блокам Neijiang-Dazu и Rongchangbei) и Юннань, а Sinopet — в муниципалитете Чунцин. По оценкам Управления энергетической информации США, извлекаемые запасы сланцевого газа Китая составляют 31,2 трлн м³, что ставит страну на первое место по данному показателю в мире (доказанные запасы по состоянию на начало 2017 г. — 544 млрд м³).

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 сланцевого газа оцениваются на уровне 24,7 трлн м³, доказанные запасы сланцевого газа в стране по состоянию на конец апреля 2018 г. составляли более 1 трлн м³, в т.ч. более 600 млрд м³ — запасы крупнейшего месторождения сланцевого газа в стране Chongqing Fuling. Оператором месторождения является Sinopet.

Добыча природного газа

По данным Форума стран-экспортеров газа и JODI со ссылкой на Государственное статистическое управление КНР в 2022 г., несмотря на введение антиковидных мероприятий и замедление экономической активности, на территории КНР было добыто 212,5 млрд м³ природного газа, что на 3,7 % выше уровня 2021 г. С 2010 г. объемы газодобычи в стране увеличились в 2,35 раза, главным образом за счет освоения месторождений газа из плотных пород и сланцевого газа. Так, по оценкам Форума стран-экспортеров

газа, с 2010 по 2022 г. добыча на труднопроницаемых месторождениях составила 50,3 млрд м³, что в 3 раза выше уровня 2010 г.

В 2022 г. увеличилась добыча сланцевого газа на 15,8 % г/г до 26,4 млрд м³, или 12,4 % к суммарной добыче ископаемого ресурса. По данным компании Sinopec, в 2021 г. добыча газа на крупнейшем сланцевом месторождении Fuling составила 9,98 млрд м³, что на 1,53 млрд м³ выше уровня 2020 г.

Как мы уже отмечали ранее⁵, для извлечения газа из сланцевых пород путем гидроразрыва пласта необходимо большое количество воды, с чем КНР испытывает проблемы. Из-за загрязнения промышленными отходами более половины водных ресурсов страны стали непригодными для питья, а треть — и для промышленного использования. Поскольку при добыче сланцевого газа в используемую для гидроразрывов воду добавляют специальные химические растворы, которые приводят к загрязнению грунтовых вод, для КНР этот вариант не может являться оптимальным.

Еще одна проблема добычи газа из сланцев заключается в том, что такой способ извлечения может спровоцировать землетрясения. В КНР и так нередки сильные подземные толчки, которые приводят к многочисленным разрушениям и человеческим жертвам. Кроме того, себестоимость сланцевого газа гораздо выше, чем традиционного.

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 и углубить реформу системы управления разведкой и добычей нефти и газа. В соответствии с этим документом, все нефтегазовые предприятия обязаны всесторонне увеличивать инвестиции внутренних фондов разведки и разработки и соответствующие объемы работ, чтобы обеспечить рост собственной добычи природного газа в КНР до 230–250 млрд м³ в год уже в 2025 г. и до 280–330 млрд м³ в год — к 2030 г.

Отдельно необходимо отметить добычу газа из сланцевых пород и угольных пластов как фактор изменения китайского газового рынка. Китай располагает значительными запасами сланцевых углеводородов, а именно сланцевого газа. Заметны успехи китайской промышленности в разработке чрезвычайно сложных месторождений сланцевого газа, однако условия залегания газа, в частности в провинции Сычуань, делают добычу достаточно дорогой. Необходимость бурения большего, чем, например, в США, количества скважин на большую глубину для добычи сопоставимого количества газа заметно увеличивает себестоимость добычи газа в Китае, однако его стоимость на 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 м³. Основные регионы — Цинхуа в Синьцзяне, Кэци в Датане, Хуэйнан и Синьянь во Внутренней Монголии. Из-за высокой стоимости добычи и недостаточных инвестиций в производство рост добычи метана из угольных пластов происходит медленно. Учитывая масштабы добычи угля в КНР, сопутствующий метан является 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 должным образом.

⁵ См.: Кондратов Д. Будущее мирового рынка природного газа // *Российский внешнеэкономический вестник*. 2022. № 1. С. 66–82. DOI: 10.24412/2072–8042–2022–1–66–82



Рис. 3. Добыча газа в Китае, млрд м³
Figure 3. Gas Production in China, bcm

Источники: *Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables, January 2022 // Ihs Markit. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).*

Анализ спутниковых данных⁶, 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 г. рост выбросов метана с территории КНР продолжал расти. В частности, это свидетельствует о том, что в угольной промышленности Китая метан продолжает в значительной мере выбрасываться в атмосферу, а не направляться в локальную газотранспортную систему.

Потребление газа

По оценкам Государственного статистического управления 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 м³. Однако, несмотря на уменьшение спроса на газ в предыдущем году, вызванное антиковидными ограничениями и замедлением экономической активности, его потребление растет достаточно быстрыми темпами, что связано с экологической повесткой дня. По данным Международного энергетического агентства, с 2005 г. по 2022 г. потребление газа в Китае возросло в 7,8 раза. Тем не ме-

⁶ 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. Vol. 10: 303. Pp. 1–8. DOI: 10.1038/s41467-018-07891-7. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/> (дата обращения: 03.11.2022).

нее, в структуре потребления первичной энергии доля газа остается достаточно низкой и составляет всего 8,5 %.

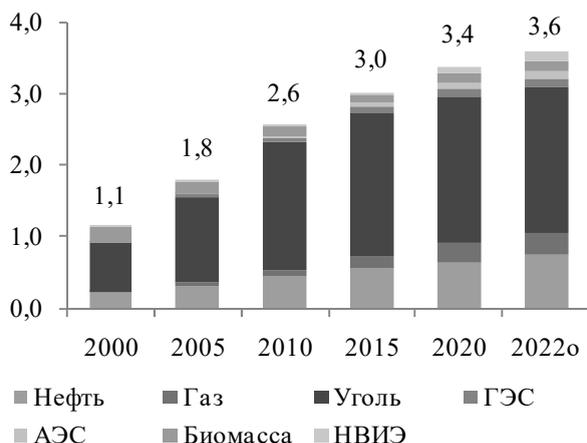


Рис. 4. Потребление первичной энергии в КНР, млн т н.э.

Figure 4. Total Primary Energy Consumption by Fuel in China, MMtoe

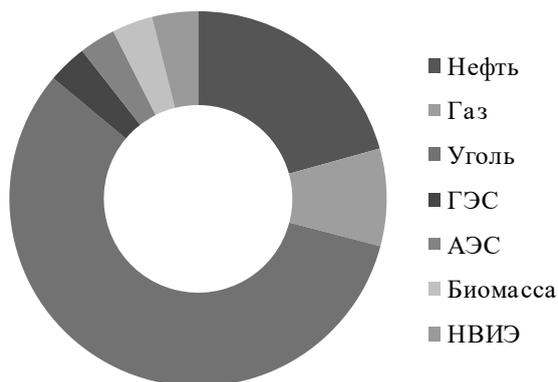


Рис. 5. Структура потребления ПЭР, 2022 год, %

Figure 5. Percent Share of Sector, 2022, %

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

Основными потребителями природного газа в Китае являются: промышленность (включая нефтехимическую) — 40,8 %, общественный и коммерческий сектор — 17,8 %, электроэнергетика — 16,0 %, транспорт — 6,4 %. В будущем коммунальная, промышленная сфера и выработка электроэнергии станут сферами потребления газа с самым быстрым ростом.

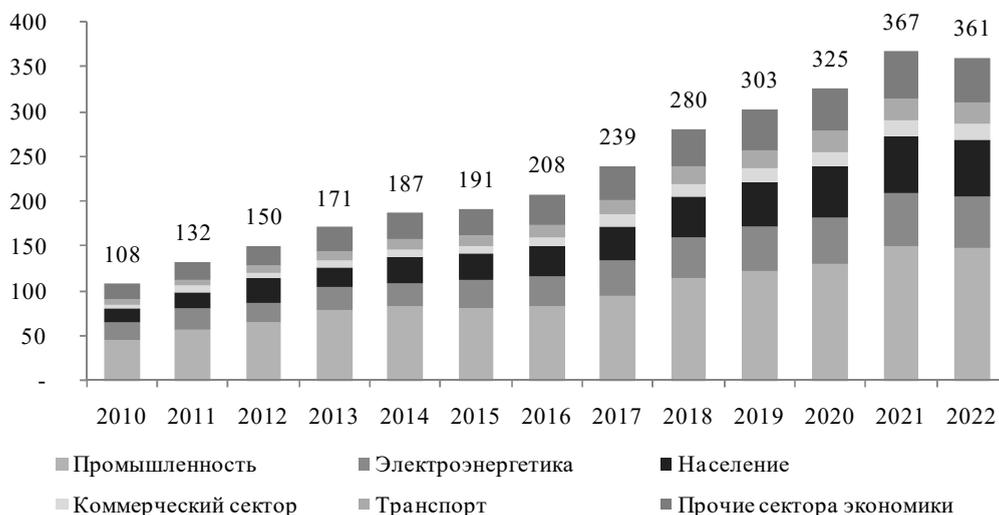


Рис. 6. Структура потребления газа в Китае, млрд м³
 Figure 6. Natural Gas Demand by Sector in China, bcm

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/ phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

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 м³ и 700 млрд м³ к 2050 г., а доля в потреблении первичной энергии увеличится до 15 % (к 2030 г.).

Импорт газа

До 2006 г. внутренние потребности Китая в газе полностью обеспечивались за счет собственного производства. Однако для удовлетворения быстрорастущего внутреннего спроса страна в 2006 г. начала импортировать сжиженный природный газ (СПГ), в конце 2009 г. — трубопроводный газ.

В 2022 г. объем импорта газа Китаем составил 147,8 млрд м³, в т.ч. 85,7 млрд м³ (58,0 %) составил импорт СПГ и 62,1 млрд м³ (52,0 %) — трубопроводный газ.

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.

С 2018 г. по 2022 г. Китай, обогнав Японию, стал крупнейшим в мире импортером природного газа. В 2022 г., как отмечалось выше, в результате введения антиковидных ограничений и замедления экономической активности, импорт СПГ Японией (73,1 млн т) превысил китайские показатели (63,4 млн т).

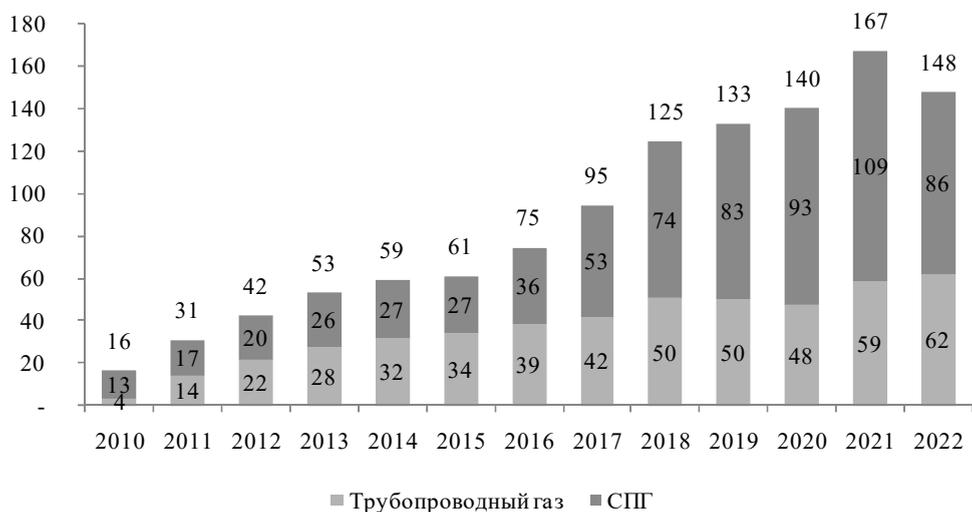


Рис. 7. Структура импорта газа Китаем, млрд м³
 Figure 7. China's Natural Gas Imports by Source, bcm

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connect-Path=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

Структура импорта газа Китаем

Трубопроводный газ. Поставки трубопроводного газа в Китай производятся из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана по сетевому газопроводу «Центральная Азия — Китай» — около 45,8 млрд м³ в 2022 г. С 2013 г. импорт также начал производиться из Мьянмы по газопроводу «Мьянма — Китай» пропускной способностью 13 млрд м³. Участниками проекта строительства газопровода являлись компании CNPC, MOGE, Daewoo International, KOGAS, Indian Oil и GAIL. В 2022 г. из Мьянмы в Китай было экспортировано 3,8 млрд м³, что на 9,5 % ниже уровня 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 м³, что на 49,1 % выше уровня 2021 г.

В 2022 г., по нашим расчетам на основании данных Reuters и IHS Markit (входит в структуру S&P), средняя импортная цена на газ из России составила 258,1 долл. США за тыс. м³, что на 14,5 % ниже уровня стоимости туркменского газа. Преимуществом российского газа является то, что, согласно долгосрочному контракту, цена на газ привязана к стоимости корзины нефтепродуктов с девятимесячным лагом. В 2023 г. ПАО «Газпром» планирует обеспечить реализацию в КНР 22,4 млрд м³.

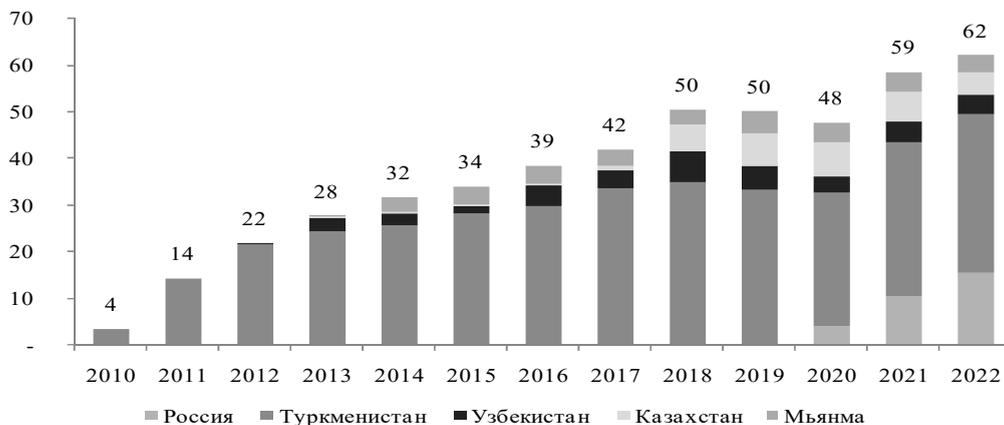


Рис. 8. Структура импорта трубопроводного газа Китаем, млрд м³
 Figure 8. Pipeline Gas Imports to China by Supplier, bcm

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).



Рис. 9. Среднегодовая импортная цена на газ из России и Туркменистана, долл. США / тыс. м³

Figure 9. Average Annual Price of Natural Gas Imported from Russia and Turkmenistan, dollars per thousand m³

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

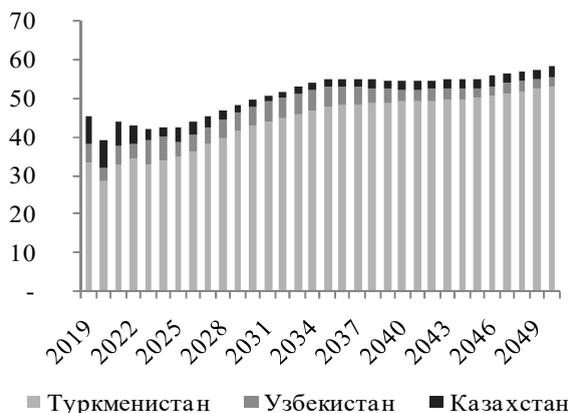


Рис. 10. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия — Китай» (базовый сценарий), млрд м³

Figure 10. Central Asia-China Gas Pipeline Outlook (Base Scenario), bcm

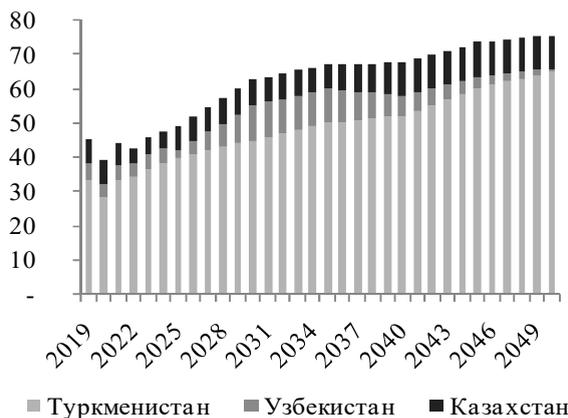


Рис. 11. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия — Китай»

(оптимистический сценарий), млрд м³

Figure 11. Central Asia-China Gas Pipeline Outlook (High Scenario), bcm

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

Несмотря на достаточно привлекательные цены на российский газ, 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 м³ в год.

Напомним, что интенсивная разработка данного месторождения может обеспечить добычу газа в стране с нынешних 87,0 млрд м³ до 151 млрд м³ к 2050 г.

Отметим, что еще 8 мая 2015 г. Газпром и CNPC подписали соглашение об основных условиях поставок газа по этому 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, обозначающий 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 — объем, 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.

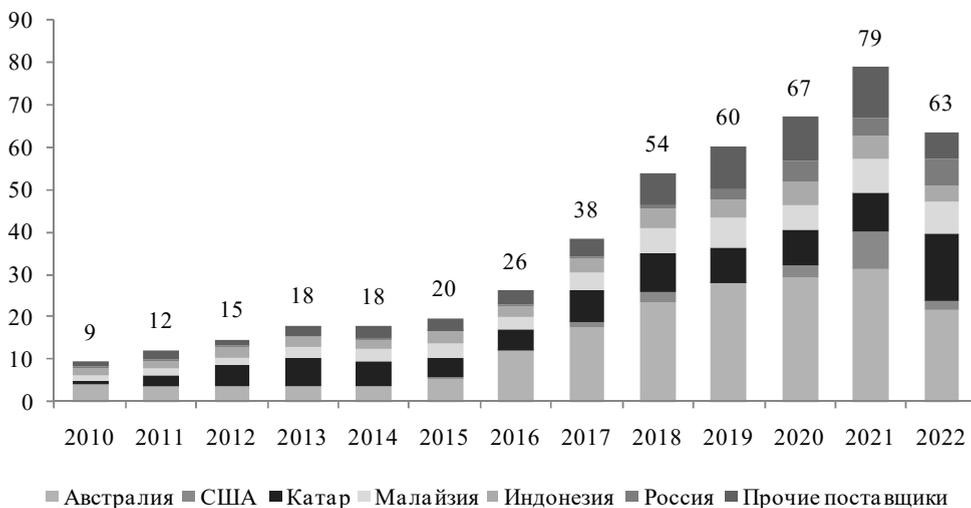


Рис. 12. Структура импорта СПГ Китаем, млн т
Figure 12. LNG Imports to China by Supplier, mln tons

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

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 со стороны Китая к данному маршруту. Отсутствие интереса, в свою очередь, объясняется удаленностью конечной точки газопровода (почти на 4 тыс. км) от конечных потребителей, что 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» составят приблизительно 270 долл. США за тыс. м³, а также при условии отсутствия скидок на российский газ прогнозы по данному проекту до 2030 г. остаются достаточно пессимистическими. При увеличении внутренней добычи и текущих внутренних цен для китайской стороны этот проект будет достаточно дорогим,

в отличие от 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 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 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.

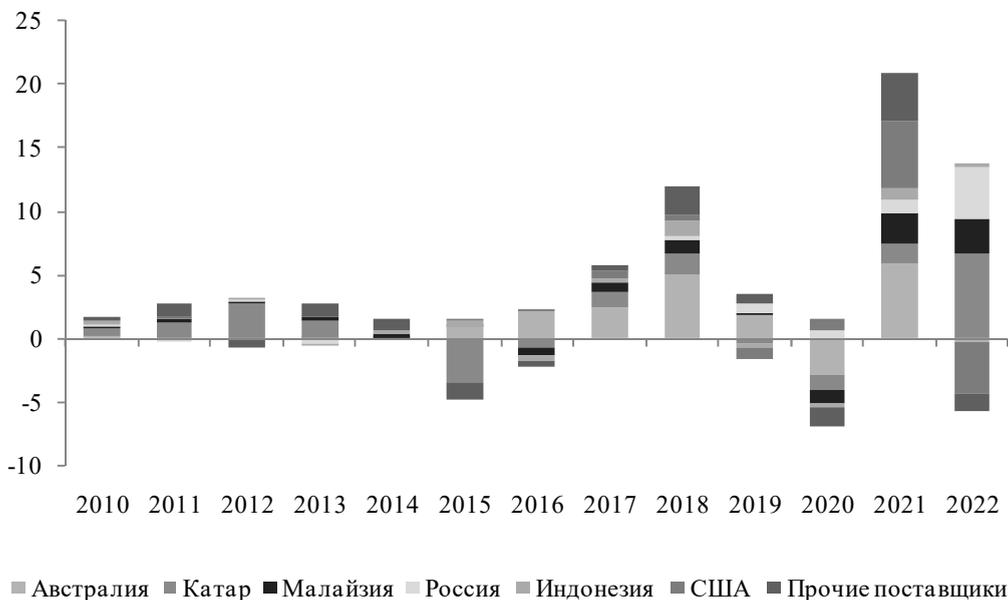


Рис. 13. Прирост поставок СПГ в КНР в стоимостном выражении, млрд долл. США

Figure 13. LNG Imports Growth, bln dollar

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

Поэтому, с учетом того 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.

СПГ. В 2022 г. в результате замедления экономической активности и промышленного производства, а также достаточно высоких цен на СПГ, импорт ресурса Китая снизился на 19,7 % — до 63,4 млн т (85,7 млрд м³).

В 2022 г. основные поставки СПГ в Китай производились из 24 стран, при этом более 90 % импорта было обеспечено 7 странами: Австралией — 21,9 млн т (34,4 % от

общего импорта); Катаром — 15,7 млн т (24,7 %); Малайзией — 7,4 млн т (11,6 %); Россией — 6,5 млн т (10,3 %); Индонезией — 3,7 млн т (5,9 %); Папуа-Новой Гвинеей — 2,5 млн т (4,0 %) и США — 2,1 млн т (3,3 %).

Однако, 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.

Перспективы импорта газа. Дополнительные объемы импорта природного газа, которые понадобятся стране до 2025 г., уже в значительной степени законтрактованы как дополнительными трубопроводными поставками, 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 присутствует возможность спотовых поставок СПГ.

По оценке Energy Intelligence, 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. Ввоз СПГ по уже действующим контрактам составит, по данным Bloomberg и Форума стран-экспортеров газа, не менее 93,7 млн т в год к 2028 г. Крупнейшим экспортером СПГ в Китай останется Австралия, на втором месте — Катар. В дальнейшем, возможно, вырастет импорт 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 рост 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. Sinopec, 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 дальнейшего развития.

Американская 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 лет⁷.

По условиям сделки Venture Global LNG будет поставлять 2 млн т СПГ в год на условиях поставки FOB 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.

В ноябре 2022 г. и июне 2023 г. катарская компания Qatar Energy заключила соглашения о дополнительных поставках СПГ объемом 8 млн т в год сроком на 27 лет с китайской государственной корпорацией Sinopec. Катар будет экспортировать газ с месторождения Северное — проект North Field East.

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

Китай также заинтересован и участвует в российских СПГ-проектах. Так, CNPC и Фонд Шелкового пути уже участвуют в проекте ПАО «НОВАТЭК» «Ямал СПГ» с до-

⁷ Зуев А. Китай — локомотив рынка СПГ // *ТЭК России*. 2023. № 1. С. 20–23.

лями 20 % и 9,9 % соответственно. ОАО «Ямал СПГ» реализует проект строительства завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) на ресурсной 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 «Арктик СПГ-2». Данный проект, реализуемый на базе Утреннего месторождения на полуострове Гыдан, предусматривает строительство трех линий сжижения общей мощностью 19,8 млн т в год. В конце апреля 2019 г. ПАО «НОВАТЭК» сообщил о том, что в проект «Арктик СПГ-2» вошли сразу две компании из КНР: Китайская национальная компания по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) и дочернее общество CNPC — Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация (CNOOC).

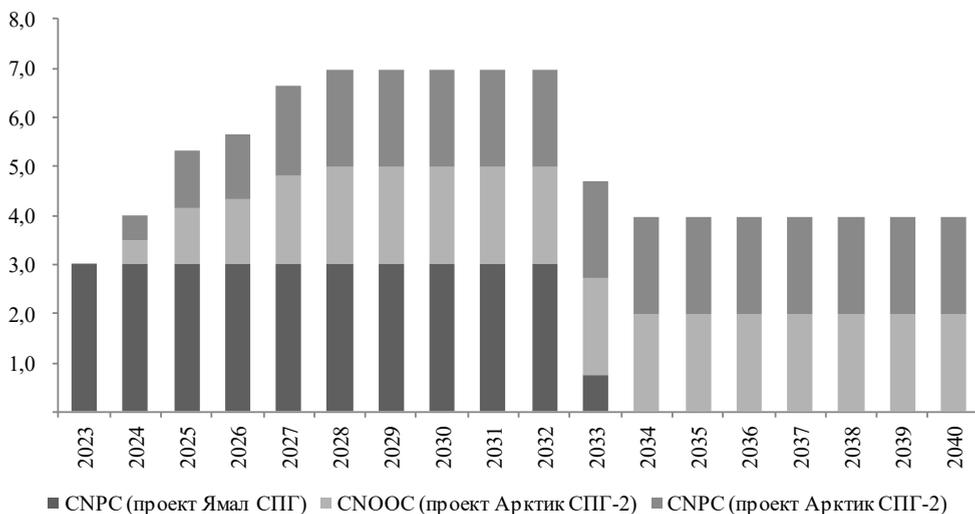


Рис. 14. Законтрактованные поставки СПГ с российских проектов, млн т
Figure 14. Russian Liquefaction Projects: Contracted Sales by Company, mln tons

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022).

В соответствии с обязывающими соглашениями, которые ПАО «НОВАТЭК» подписал с CNODC 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. с проекта «Арктик СПГ-2» в Китай будет поставляться до 4,0 млн т СПГ (законтрактованные резервы). Напомним, с другого проекта «Ямал СПГ» экспорт составит 3,0 млн т. Три контракта заключены на условиях DES, то есть 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, в свою очередь, может привести к снижению потреб-

ности в импортном газе. По оценкам Форума стран-экспортеров газа и МЭА, развитие собственной добычи опережающими (по сравнению с потреблением) темпами делает вероятным прохождение пика импорта газа в Китае в период после 2040–2045 г. Этот риск необходимо учитывать при анализе новых крупных СПГ-проектов.

Состояние газотранспортной инфраструктуры

Китай нацелен на формирование независимых операторов газотранспортной инфраструктуры и обеспечение доступа к ней третьих сторон, продолжая при этом политику, направленную на усиление государственного надзора за тарифами на транспортировку природного газа по трубопроводам. В феврале 2014 г. Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило «Положение о справедливом и открытом надзоре за объектами сети нефтегазопроводов (пробный запуск)». Предприятия, эксплуатирующие объекты нефтегазопроводной сети в тех случаях, когда они имеют избыточные мощности, должны быть открыты для доступа третьих сторон.

В марте 2014 г. Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил документ, поощряющий участие всех видов капитала в инвестициях в строительство инфраструктуры природного газа, а также 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 опубликовало отчет о раскрытии информации, касающейся доступности (наличия свободных мощностей) объектов сети нефтегазопроводов.

В октябре 2016 г. Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил 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, то после ввода 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 газа составит 195,0 млрд м³ в год.

Что касается СПГ, то, учитывая объемы текущего строительства и публично заявленные планы по строительству приемных терминалов, уже к концу 2023 г. совокупная мощность приемных терминалов 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, с другой — стоимость газа для промышленных потребителей выросла. Стоимость газа для населения регулируется местными органами самоуправления и де-факто субсидируется⁸, причем различными способами, вплоть до перенесения части стоимости газа, потребляемого населением, на стоимость газа для промышленных предприятий. Таким образом, в рамках дальнейших реформ сохраняется значительная доля

⁸ Zhang D., Paltsev S. The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy // *Climate Change Economics*. 2016. Vol. 7. No. 4. Pp. 1–32. (дата обращения: 03.11.2022).

неопределенности относительно динамики спроса, поскольку он в значительной степени зависит от субсидий. При этом уровень цен на газ в Китае, даже с учетом субсидий, остается достаточно высоким, что негативно сказывается на динамике спроса.

Таблица 2 / Table 2

Структура текущего и перспективного
импортного трубопроводного газа на границе с КНР
Pipeline Flows and Sources of Demand

Страна	Проект	Проектная мощность, млрд м ³ 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	13,0 (фактическая мощность — 5,0 млрд м ³)	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

Источники: составлено по: *Annual Gas Market Report 2023: GECF // Gas Exporting Countries Forum. 2023. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables // Ihs Markit. January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/ phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).*

Тем не менее, в случае если начатое движение в сторону дерегулирования рыночных цен продолжится, проблемы с инфраструктурой будут решены, а спрос на газ продолжит расти, 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 отвязаться от американских котировок и от цен на нефтепродукты, что делает азиатский рынок более устойчивым к колебаниям цен на мировом или американском рынке. К примеру, в результате скачков цен на Henry Hub зимой 2017–2018 гг. произошло соразмерное увеличение цен на СПГ в Северо-Восточной Азии.

Прогноз потребления газа Китаем

Как было отмечено выше, природный газ часто рассматривают как переходный вид топлива — от ископаемых источников энергии к возобновляемым. При этом стоимость газа на внутреннем рынке Китая достаточно высока. Сказывается неразвитость самого китайского рынка, а также распространенная на газовом рынке Азиатско-Тихоокеанского региона в целом привязка газовых цен к котировкам нефти, что ставит китайских потребителей газа в зависимость от мирового нефтяного рынка.

Несмотря на повышение уровня жизни населения, китайские потребители в большинстве случаев пока не готовы переходить на более дорогое топливо. С одной стороны, широкая распространенность и небольшая цена все еще позволяют уголю, продающемуся мелким оптом и используемому для отопления жилых домов, составлять серьезную конкуренцию (даже с учетом субсидий) газовому отоплению. С другой стороны, при росте покупательной способности населения и газификации этих регионов можно будет уменьшить потребление угля на 60 млн т н.э. в год, то есть примерно на 3 % от суммарного потребления угля Китаем.

Исследование, проведенное в 2016 г. учеными Массачусетского технологического университета⁹, также показывает, что при высоких ценах на газ переключение на него потребует значительных мер в виде повышенного налогообложения угольной генерации, поскольку текущих мер по торговле выбросами недостаточно. С точки зрения экономической рентабельности газовая электрогенерация станет конкурентоспособной относительно угольной на китайском рынке при средней цене на газ в распределительной сети (city gate price) на уровне 4,46–4,5 долл. США за млн БТЕ. В целом можно предположить, что Китай будет вытеснять уголь из национального энергобаланса: из электрогенерации — за счет увеличения мощностей ВИЭ, а из ЖКХ уголь будет вытеснять газ.

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 существует 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.

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 из-за нехватки топлива для ТЭЦ. В этой связи газ более востребован 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.

⁹ 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. Vol. 10(303). Pp. 1–8. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/> (дата обращения: 03.11.2022). DOI: 10.1038/s41467-018-07891-7

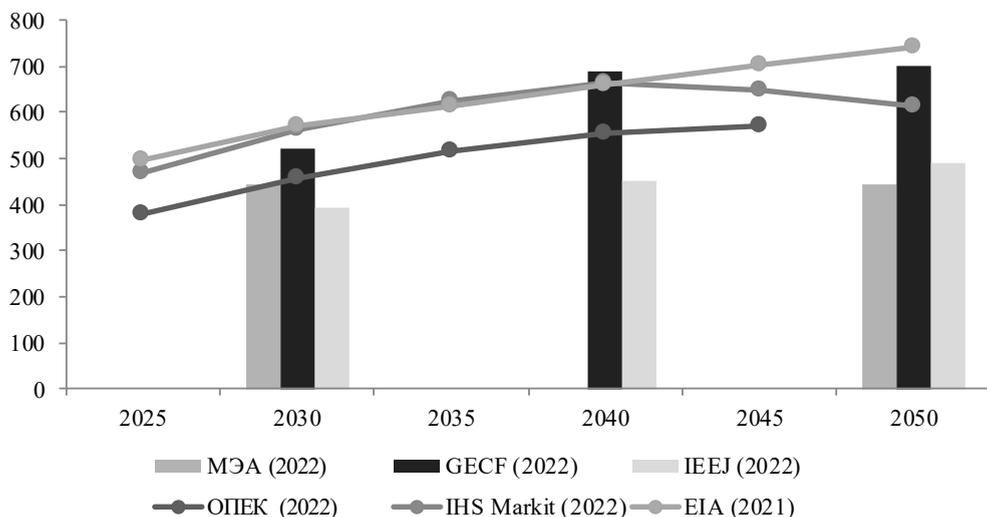


Рис. 15. Прогноз потребления газа в Китае, млрд м³
 Figure 15. China Natural Gas in Reference Case, bcm

Источники: EIA (2021), *International Energy Outlook 2021. October 2021* // International Energy Agency. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (дата обращения: 13.07.2023); Ermakov A. *The Future of Natural Gas in Asia Pacific: Large Potential for Demand Growth* // Gas Exporting Countries Forum. 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 (дата обращения: 13.07.2023); IEEJ (2022), *IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality* // The Institute of Energy Economics. October 2022. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (дата обращения: 03.11.2022); IEEJ (2022), *IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality* // The Institute of Energy Economics. October 2022. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (дата обращения: 03.11.2022); IEA (2022), *World Energy Outlook 2022*. DOI: 10.1787/3a469970-en (дата обращения: 03.11.2022); OPEC (2022). *World Oil Outlook 2045 (WOO)* // OPEC. URL: <https://woo.opec.org/> (дата обращения: 03.11.2022).

Нехватка мощностей ПХГ (в отличие от нефтяного резерва) является сдерживающим фактором роста потребления газа в электроэнергетике и теплоснабжении КНР.

Несмотря на оптимистичные оценки многих агентств, природный газ в КНР по-прежнему один из самых дорогих энергоносителей и значительный рост спроса на него возможен только в условиях снижения цен. CNPC ETRI прогнозирует величину спроса к 2030 г. на уровне 530 млрд м³ в год (против 500 млрд м³ в год в предыдущем прогнозе), при этом уточняет, что потребление газа может оказаться ниже указанной величины и никаких оснований для более оптимистичных оценок пока нет.

Достижение уровня потребления более 600 млрд м³ в год к 2035 г. (как, например, в прогнозе IHS Markit) возможно только в случае активного роста добычи сланцевого газа в КНР и снижения цен на энергоносители на внутреннем рынке.

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, но 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.

Вопрос уровня цен является ключевым для китайского газового рынка. Китайское правительство хорошо осознает данный факт и проводит планомерные реформы газовой отрасли. В первую очередь необходимо отметить начатую в 2015 г. ценовую реформу, благодаря которой удалось существенно снизить убыточность энергетических компаний, занимавшихся транспортировкой газа. Это было достигнуто за счет повышения цен на газ для промышленных потребителей и сохранения субсидий для бытового газа.

В начале 2019 г. правительство КНР начало демонополизацию 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 влияет ряд факторов, которые способствуют сохранению высоких цен.

К 2025 г. Китай не сможет достичь официально запланированного уровня добычи сланцевого газа (40 млрд м³ в год). Его добыча составит, по оценке Международного энергетического агентства, около 35,5 млрд м³ в год (против 11 млрд м³ в 2018 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 приморских провинций Китая. Т.к. рынок газа северо-восточных провинций КНР перенасыщен, Китай не заинтересован в обозримой перспективе в дополнительных поставках туда российского трубопроводного газа — свыше законтрактованных 48 млрд м³ в год.

Таким образом, новый газопровод «Сила Сибири-2» не вызывает большого интереса со стороны Китая. Высокая стоимость транспортировки российского газа от границы РФ до юго-восточных провинций Китая, затраты на расширение инфраструктуры на территории КНР делают проект высокорискованным в кратко- и среднесрочной перспективе, поскольку капитальные вложения обеих сторон могут не окупиться в результате замедления динамики спроса на газ в Китае.

Подводя итоги, можно отметить, что с учетом перспектив развития топливно-энергетического комплекса КНР и особенностей трубопроводной инфраструктуры поставки газа из России целесообразнее осуществлять в виде СПГ. 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 по причине того, что спрос сконцентрирован на относительно небольшом удалении от портов, оборудованных регазификационными терминалами;

- дополнительная загрузка мощностей судостроительного кластера «Звезда» и создание собственного флота СПГ-танкеров для реализации имеющегося потенциала запасов Дальнего Востока. Учитывая возможность снятия ограничения на экспорт природ-

ного газа, перевод поставок газа на СПГ позволяет диверсифицировать направления поставок и в случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры перенаправлять грузы в другие страны АТР.



Рис. 16. Прогноз экспорта трубопроводного газа из России в Китай (базовый сценарий), млрд м³

Figure 16. Piped Gas Exports to Mainland China from the Russian Federation (Base Case), bcm



Рис. 17. Прогноз экспорта трубопроводного газа из России в Китай (оптимистический сценарий), млрд м³

Figure 17. Piped Gas Exports to Mainland China from the Russian Federation (High Case), bcm

Источники: составлено по: Annual Gas Market Report 2023: GECF. 2023 // Gas Exporting Countries Forum. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023); China Natural Gas Data Tables, January 2022 // Ihs Markit. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/ phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022); JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // Joint Organization Data Initiative. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).

Таблица 3 / Table 3

Заявленные СПГ—проекты в России до 2030 г. и их статус
Liquefaction Plants in Russia to 2030

Проект	Мощность	Год запуска	Оператор	Статус
«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» (четвертая линия)	0,9	2021	НОВАТЭК	Действующий
«Портовая СПГ»	1,5	2022	Газпром	Действующий
«Арктик СПГ»	19,8	2023/2025	НОВАТЭК	На стадии строительства
Комплекс по переработке этансодержащего газа и производству СПГ в Ленинградской области	13,0	2023/2024	Газпром	На стадии строительства
«Сахалин-2»	5,4	2024	«Сахалинская Энергия»	Ведутся проектируемые работы
<i>Всего</i>	<i>67,4</i>			

Источник: *Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. 2022 // Gas Exporting Countries Forum*. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf (дата обращения: 13.07.2023).

В то же время в условиях санкционных запретов на поставки СПГ-оборудования¹⁰ большинство заявленных проектов потеряли свою актуальность. В марте 2023 г. вице-премьер А. Новак заявил о необходимости дополнительно изыскать ресурсную базу для проектов еще на 34 млн т СПГ в год, чтобы выйти на планируемые (в оптимистичном сценарии) в утвержденной в 2021 г. программе «Долгосрочное развития производства СПГ» 100 млн т. Ресурсная база в 66 млн т будет обеспечена действующими заводами на 33 млн т и строящимися заводами в Усть-Луге и «Арктик СПГ-2».

Литература

- Зув А. Китай — локомотив рынка СПГ // *ТЭК России*. 2023. № 1. С. 20–23.
- Кондратов Д. Будущее мирового рынка природного газа // *Российский внешнеэкономический вестник*. 2022. № 1. С. 66–82. DOI: 10.24412/2072–8042–2022–1–66–82
- Annual Gas Market Report 2023: GECF // *Gas Exporting Countries Forum*. 2023.
URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения: 13.07.2023).
- Annual Statistical Bulletin 2022: GECF // *Gas Exporting Countries Forum*. 2022.
URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf (дата обращения: 13.07.2023).

¹⁰ На март 2023 г. единственной отечественной технологией сжижения природного газа является «Арктический каскад» ПАО «НОВАТЭК» мощностью до 1 млн т, поэтому вопрос импортозамещения оборудования для СПГ является крайне актуальным. В августе 2022 г. была опубликована обновленная версия паспорта проекта «Прорыв на рынки СПГ», согласно которой общая стоимость программы до 2030 г. составит 89,3 млрд руб.

- China Natural Gas Data Tables // *Ihs Markit*. January 2022.
URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения: 12.02.2022).
- EIA (2021), International Energy Outlook 2021 // *International Energy Agency*. October 2021.
URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (дата обращения: 13.07.2023).
- Ermakov A.* The Future of Natural Gas in Asia Pacific: Large Potential for Demand Growth // *Gas Exporting Countries Forum*. 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 (дата обращения: 13.07.2023).
- JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI // *Joint Organization Data Initiative*.
URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения: 13.07.2023).
- IEEJ (2022), IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality // *The Institute of Energy Economics*. October 2022.
URL: <https://enen.iecej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (дата обращения: 03.11.2022).
- IEA (2022), Coal Market Report // *International Energy Agency*. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (дата обращения: 13.07.2023).
- IEA (2022), World Energy Outlook 2022. DOI: 10.1787/3a469970-en
- 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. Vol. 10(303). Pp. 1–8. DOI: 10.1038/s41467-018-07891-7. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/> (Дата обращения: 03.11.2022).
- OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB) // *OPEC*. URL: <https://asb.opec.org/> (дата обращения: 13.07.2023).
- OPEC (2022). World Oil Outlook 2045 (WOO) // *OPEC*. URL: <https://woo.opec.org/> (дата обращения: 03.11.2022).
- Paltsev S., Zhang D.* Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System? // *Energy Policy*. 2015. Vol. 86. Pp. 43–56.
URL: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJSPGC_Rpt282.pdf (дата обращения: 03.11.2022).
- Zhang D., Paltsev S.* The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy // *Climate Change Economics*. 2016. Vol. 7. No. 4. Pp. 1–32. (дата обращения: 03.11.2022).
- Statistical Review of World Energy: Energy Institute // *Energy Institute*. June 2023.
URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (дата обращения: 13.07.2023).
- The 2022 IHS Markit Energy and Climate Scenarios: Global gas summary // *Strategy Report. Energy and Climate Scenarios*. December 2022.
URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3274463?connectPath=EnergyClimateScenariosLandingPage.Home.FeaturedResearch> (дата обращения: 29.12.2022).

Prospects for Russian Gas in China

Dmitry I. Kondratov

Ph.D. (Economics), Leading Researcher, Institute of Economics, Russian Academy of Sciences (address: 32, Nakhimovskiy Av., Moscow, 117997, Russian Federation). ORCID: 0000-0002-7356-0047. E-mail: dmikondratov@yandex.ru

Received 20.07.2023.

Abstract:

The article presents an analysis of the current state and forecasts for the long-term development of the Chinese natural gas market, as well as the prospects for increasing Russian supplies of fossil fuels to this market.

It is expected that by the end of 2030 China can catch up and overtake Europe in terms of gas consumption. By 2030, the total demand for gas in China will be 390–560 billion cubic meters, which is almost 1.5 times higher than in 2022.

During the period of economic slowdown, the imbalance of supply and demand in the global hydrocarbon market leads to its destabilization. In order to predict such situations in advance, spe-

cialists from international and Russian organizations (International Energy Agency, BP plc, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Institute of Energy Economics of Japan) and consulting companies (IHS Markit) periodically prepare papers on the evolution of world energy markets and the consequences for major countries, gas consumers. Almost all studies are not yet ready to name the period of peak demand for gas in China in the foreseeable future, which gives grounds to name the XXI century of gas transformation.

In this article, a study was made of the Chinese gas market and an analysis of the factors of the long-term dynamics of demand for this energy resource.

The author also made an attempt to assess the expansion of our country's participation in the Chinese gas market, and prepared interim recommendations on using the potential for developing energy cooperation between China and Russia.

At the same time, the northeastern provinces of China, located near the Russian border, after the launch of the Power of Siberia gas pipeline, will be saturated with Russian gas. At the same time, the insufficient development of gas infrastructure — pipeline capacities, gas storage facilities, distribution networks — in China will not allow increasing exports when Russia builds additional capacities. To an even greater extent, this applies to the Power of Siberia-2 gas pipeline project.

The most promising way to increase Russian gas exports to China is the organization of Russian LNG supplies to the coastal regions of China, where a steady growth in gas demand is predicted.

Key words:

China, gas, Russian-Chinese energy cooperation, Chinese energy sector.

For citation:

Kondratov D.I. Prospects for Russian Gas in China // *Far Eastern Studies*. 2023. No. 4. Pp. 1–28. DOI: 10.31857/S013128120027172-0.

References

- Annual Gas Market Report 2023: GECF. *Gas Exporting Countries Forum*. 2023.
URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (accessed: 13.07.2023).
- Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. *Gas Exporting Countries Forum*. 2022.
URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/6th-edition-of-annual-statistical-bulletin-makes-its-debut/gecf-asb-2022.pdf (accessed: 13.07.2023).
- China Natural Gas Data Tables. *Ihs Markit*. January 2022.
URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (accessed: 12.02.2022).
- EIA (2021), International Energy Outlook 2021. *International Energy Agency*. October 2021.
URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (accessed: 13.07.2023).
- Ermakov A. The Future of Natural Gas in Asia Pacific: Large Potential for Demand Growth. *Gas Exporting Countries Forum*. 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 (accessed: 13.07.2023).
- IEA (2022), Coal Market Report. *International Energy Agency*. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (accessed: 13.07.2023).
- IEA (2022), World Energy Outlook 2022. DOI: 10.1787/3a469970-en
- IEEJ (2022), IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. *The Institute of Energy Economics*. October 2022.
URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (accessed: 03.11.2022).
- JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI. *Joint Organization Data Initiative*.
URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (accessed: 13.07.2023).
- Kondratov D. Budushee mirovogo rynka prirodnogo gaza [The Future of Global Natural Gas Market]. *Rossiiskij vneshnee ekonomicheskij vestnik*. 2022. No. 1. S. 66–82. DOI: 10.24412/2072–8042–2022–1–66–82. (In Russ.)
- 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. Vol. 10(303). Pp. 1–8. URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/> (accessed: 03.11.2022). DOI: 10.1038/s41467–018–07891–7

- OPEC (2022). World Oil Outlook 2045 (WOO). *OPEC*. URL: <https://woo.opec.org/> (accessed: 03.11.2022).
- OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB). *OPEC*. URL: <https://asb.opec.org/> (accessed: 13.07.2023).
- Paltsev S., Zhang D.* Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System? *Energy Policy*. 2015. Vol. 86. Pp. 43–56.
URL: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt282.pdf (accessed: 03.11.2022).
- Statistical Review of World Energy: Energy Institute. *Energy Institute*. June 2023.
URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed: 13.07.2023).
- The 2022 IHS Markit Energy and Climate Scenarios: Global gas summary. *Strategy Report. Energy and Climate Scenarios*. December 2022.
URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3274463?connectPath=EnergyClimateScenariosLandingPage.Home.FeaturedResearch> (accessed: 29.12.2022).
- Zhang D., Paltsev S.* The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy. *Climate Change Economics*. 2016. Vol. 7. No. 4. Pp. 1–32. (accessed: 03.11.2022).
- Zuev A.* Kitaj — lokomotiv rynka SPG [China — the locomotive of the LNG market]. *TEK Rossii*. 2023. No. 1. S. 20–23. (In Russ.)