

ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

© 2024

Дмитрий Кондратов

кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник ФГБУН Института экономики РАН (г. Москва, Российская Федерация)
(e-mail: dmikondratov@yandex.ru)

ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У РОССИЙСКОГО ГАЗА В КИТАЕ?

В статье представлены анализ текущего состояния и прогнозы долгосрочного развития китайского рынка природного газа, а также перспективы увеличения поставок ископаемого топлива на указанный рынок.

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 куб. м, что почти в 1,5 раза выше уровня 2022 г.

В период экономического замедления дисбаланс спроса и предложения на мировом углеводородном рынке ведет его к дестабилизации. Чтобы заранее спрогнозировать такие ситуации, специалисты международных и российских организаций (Международное энергетическое агентство, BP plc, Институт энергетических исследований РАН, Институт экономики энергетики Японии) и консалтинговых компаний (IHS Markit) периодически готовят работы об эволюциях мировых энергетических рынков и последствиях для крупнейших стран — потребителей газа. Практически все исследования пока не готовы в обозримом будущем назвать период появления пикового спроса на газ в КНР, что дает основания назвать XXI в. — веком газовой трансформации.

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

УДК: 339.5

DOI: 10.31857/S0207367624010026

В настоящий момент развитие энергетики Китая определяется следующими факторами:

- Китай — самая густонаселенная страна в мире, крупнейшая экономика как по номинальному ВВП, так и по паритету покупательной способности, и, как следствие, крупнейший потребитель 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;
- Китай — второй по величине мировой потребитель жидких углеводородов после США, а начиная с 2017 г. также и крупнейший импортер сырой нефти;
- действующие нефтяные месторождения в стране 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 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 — крупнейший производитель и потребитель угля в мире. 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 Национального бюро статистики КНР на 2022 г., она составляла 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%, данные 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. Китай — крупнейший экспортер оборудования для солнечной энергетики;
- Китай активно участвует в зарубежных энергетических проектах для целей получения новых технологий, для повышения своей энергетической безопасности, для 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.

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 наша страна 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 Россия — КНР, которые в совокупности имеют значимую долю на мировых рынках.

В связи с западными санкциями по отношению к российским нефтегазовым предприятиям и проектам, а также в связи с давлением властей США на Евро-союз с целью расширения экспорта американского СПГ, Россия заинтересована в развитии альтернативных европейскому направлению поставок энергоресурсов. В этих условиях Китай, где недостаточно собственных энергоресурсов, является перспективным рынком для России.

Среди основных направлений — наращивание поставок газа в Китай, а также привлечение инвестиций в российский ТЭК. Далее рассмотрим газовую отрасль КНР и сотрудничество между нашими странами в данной сфере.

Газовая промышленность КНР

Одна из общих черт в стратегиях перехода на низкоуглеродные технологии у всех китайских нефтегазовых компаний заключается в том, что они уделяют все

больше внимания природному газу. Все они объявили о планах по увеличению доли природного газа в своих портфелях как внутри страны, так и за рубежом (табл.1).

Таблица 1

Основные макроэкономические и энергетические показатели Китая

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

Источники: [2], [7], [9, Р. 108, 111], [12].

Структура отрасли

Тремя основными добывающими компаниями Китая (CNPC, Sinopet и CNOOC) в 2022 г. было добыто 85,6% сырья в стране. Крупнейшей нефтедобывающей компанией Китая является CNPC: 126,6 млрд куб. м, или 59,6% добычи газа в стране. К началу 2022 г. реализовывалось 29 СП CNPC с зарубежными компаниями по добыче нефти и газа в КНР. В 2022 г. добыча газа Sinopet в Китае составила 35,4 млрд куб. м (16,6% добычи нефти в стране), CNOOC — 20,1 млрд куб. м (9,4%).

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. Sinopet наметила ежегодное наращивание добычи природного газа в среднем более чем на 10% в течение

следующих трех лет. СНООС 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 отмечалось ранее в работах автора, природный газ считается наиболее эффективным, практичным и доступным средством достижения поставленных целей; добыча его растет быстрее, нежели 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, если центральное правительство продолжит выделять субсидии и налоговые льготы добывающим компаниям.

Китайские ННК в настоящее время представляют собой высокоразвитые «гибридные» производственно-технологические комплексы мирового масштаба, нечто среднее между привычными международными корпорациями (такими как BP, ExxonMobil, Shell и Chevron) и принадлежащими государству национальными нефтяными, нефтеперерабатывающими и нефтехимическими компаниями. Можно сказать, что китайские ННК уже стали ярким примером новой категории игроков на мировом рынке ТЭК — международными национальными топливно-энергетическими корпорациями.

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 Institute [13], на конец 2020 г. доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн куб. м (4,5% мировых запасов), по оценкам ОПЕК — 3,1 трлн куб. м, или 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.

Запасы природного газа в КНР сосредоточены в следующих районах: провинция Сычуань — Сычуанский 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. 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 куб. м; крупные месторождения — Кела, Дина и Дабэй, что говорит

о колоссальных перспективах еще практически не изученного с геологической точки зрения региона. В настоящее время степень геологической изученности бассейна не превышает 12%. Однако сложные геологические условия и удаленность бассейна от основных потребляющих регионов делает 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 которой 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.

Запасы метана угольных пластов 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 изучает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань (в т.ч. в рамках СРП с ВР по блокам Neijiang-Dazu и Rongchangbei) и Юннань, а Sinopec — в муниципалитете Чунцин. По 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 года — 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 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 Форума стран — экспортеров газа и JODI со ссылкой на Национальное бюро статистики КНР, в 2022 г., несмотря на введение антиковидных мероприятий и замедление экономической активности, на территории КНР было добыто 212,5 млрд куб. м 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 данным Форума стран — экспортеров газа, с 2010 по 2022 г. добыча газа

из низкопроницаемых пластов составила 50,3 млрд куб. м, что в 3,0 раза выше уровня 2010 г.

В 2022 г. увеличилась добыча сланцевого газа на 15,8% г/г до 26,4 млрд куб. м. По данным компании Sinopet, 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 года.

5 сентября 2018 г. Государственный совет КНР выпустил программный документ, озаглавленный как «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 240–260 млрд куб. м в год уже в 2025 г. и до 280–300 млрд куб. м — 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, 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 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 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 [11], 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 продолжал расти, что, в частности, говорит о том, что в угольной промышленности Китая метан продолжает в значительной мере выбрасываться в атмосферу, а не направляться



Рис. 1. Добыча газа в Китае, млрд куб. м.

Источники: [2], [4].

в локальную газотранспортную систему. Подобная ситуация говорит о том, что на текущий момент метан из угольных пластов остается в значительной степени невостребованным (рис.1).

Потребление газа

По 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. 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, что связано с экологической повесткой дня. По данным Международного энергетического агентства, с 2005 по 2022 г. потребление газа в Китае возросло в 7,8 раза. Тем не менее в структуре потребления первичной энергии доля газа остается достаточно низкой и составляет всего 8,5%.

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.2).

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 (оценка на 2021 г.) и 605,9 млрд куб. м — к 2040 г. (прогноз от 2023 г.), а доля в потреблении первичной энергии увеличится до 11–12% (к 2040 г.), что значительно ниже предыдущих оценок — 27,0%¹.

¹ URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/120823-chinas-natural-gas-demand-to-peak-in-2040-at-6059-bcm-etri>



Рис. 2. Структура потребления газа в Китае, млрд куб. м.

Источники: [2], [4].

Импорт газа

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

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.

С 2018 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.

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 куб. м в 2022 г. С 2013 г. начался также импорт из Мьянмы по газопроводу «Мьянма — Китай» пропускной способностью 13 млрд куб. м. 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 куб. м, со снижением на 9,5% к уровню 2021 г. (рис.3).

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 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



Рис. 3. Структура импорта газа Китаем, млрд куб. м.

Источники: [2], [4], [7].

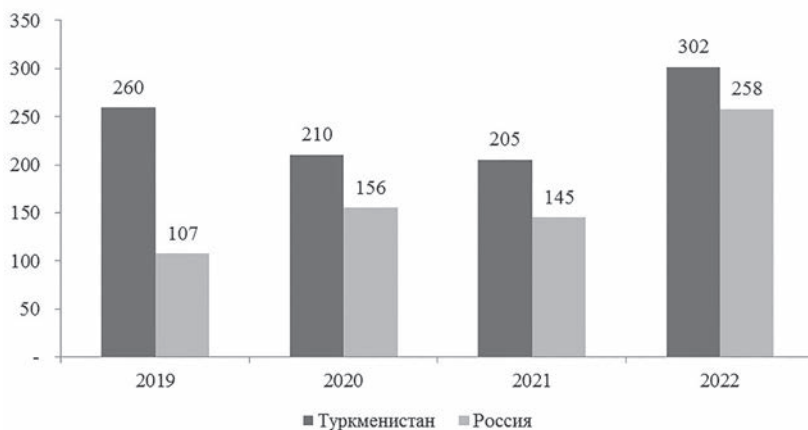


Рис. 4. Среднегодовая импортная цена на газ по различным направлениям, долл. США/тыс. куб. м.

Источники: составлено по [2], [4], [7].

на 14,5% ниже уровня 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 (рис.4).

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 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)(рис.5,6).

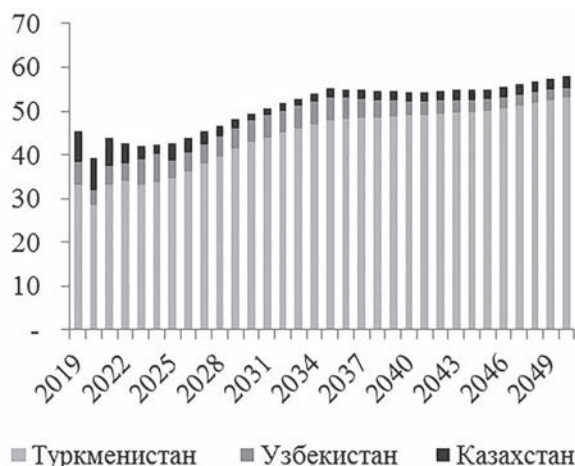


Рис. 5. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия — Китай» (базовый сценарий), млрд куб. м.

Источники: составлено по [2], [4], [7].

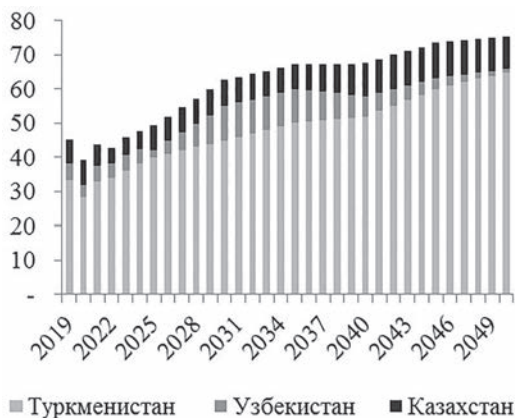


Рис. 6. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия — Китай» (оптимистический сценарий), млрд куб. м.

Источники: составлено по [2], [4], [7].

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 заявило, что три ключевых параметра соглашения — 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.

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» будут приблизительно 270 долл. США за тыс. куб. м, то 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 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.

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 газа Китаем: СПГ

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

В 2022 г. основные поставки СПГ в Китай производились из 24 стран, в то же время более 90% импорта было обеспечено 7 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 Гвинее — 2,5 млн т, или 4,0%, и США — 2,1 млн т, или 3,3%.

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,

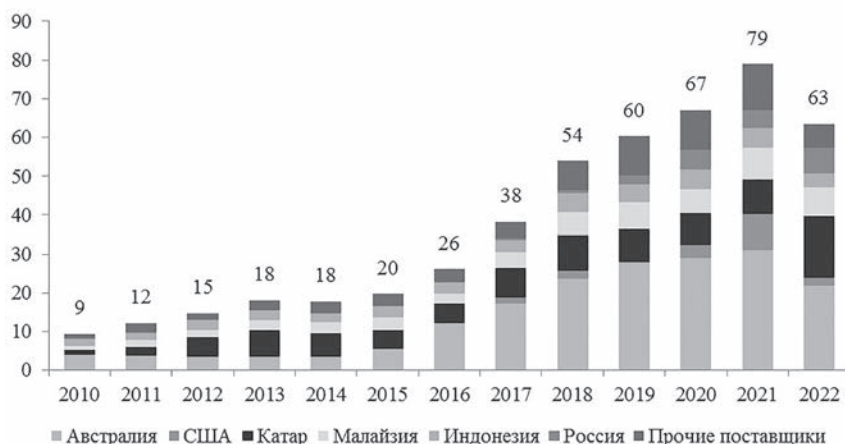


Рис. 7. Структура импорта СПГ Китаем, млн т

Источники: составлено по [2], [4], [7].

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 (рис.7).

По оценке Energy Intelligence, в 2023 г. поставки СПГ в Китай вырастут до 67,2 млн т². Оценка МЭА более оптимистична — 68–75 млн т СПГ в 2023 г. Поставки СПГ по уже действующим контрактам составят, по данным Bloomberg и Форума стран — экспортеров газа, не менее 93,7 млн т в год к 2028 г. Крупнейшим поставщиком СПГ в Китай останутся Австралия, на втором месте — Катар. В дальнейшем, возможно, вырастут поставки СПГ из США, Малайзии и России.

По данным Bloomberg со ссылкой на Rystad, к 2050 г. объем китайского импорта СПГ может вырасти как минимум до 103,5 млн т, при этом пик ввоза придется на 2033 г. — 138,9 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 сжиганию природного газа на 43 млрд долл. США. Однако вплоть до настоящего времени этот проект так и не получил своего развития.

² URL: <https://www.energyintel.com/00000185-be4b-d701-a1cf-bf4bc8d70000>

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 лет [1].

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 соглашение 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 [1].

Стоит 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 вышесказанного соглашения, импорт СПГ из ближневосточной страны к 2030 г. может превысить 22 млн т.

Китай также заинтересован и участвует в российских СПГ-проектах. 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 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 проект «Арктик СПГ-2». Указанный 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).

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 российского проекта «Арктик СПГ-2» будет поставляться до 4,0 млн т СПГ (законтрактованные резервы) в Китай. 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 (рис.8).

В качестве фактора риска для роста импорта СПГ можно выделить развитие собственной добычи газа в КНР, что, в свою очередь, может привести к снижению потребности 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

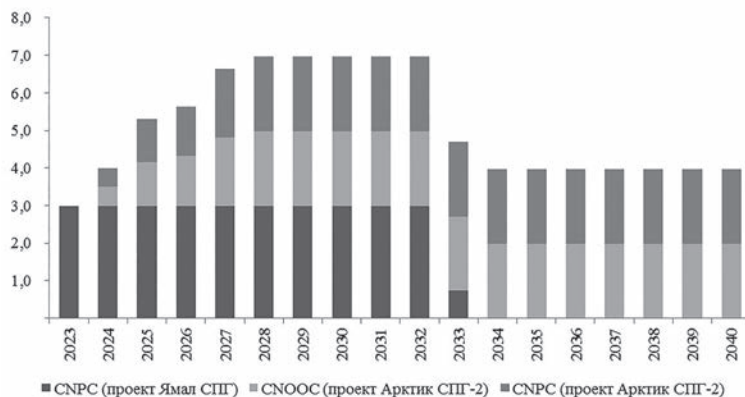


Рис. 8. Законтрактованные поставки СПГ с российских проектов, млн т
 Источник: [4].

после 2040–2045 гг. 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, в то же время продолжая 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 «Положения 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, 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 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 провинциальным газопроводам».

Структура текущего и перспективного импортного трубопроводного газа на границе с КНР

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 планируется 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	Поставки планируется начать с 2024 г. и довести к обязывающему объему к 2026–2030 гг.

Источники: составлено по [2], [4], [7].

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

Что касается импорта СПГ, то, учитывая объемы текущего строительства и публично заявленные планы 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 (табл.2).

Другой комплексной проблемой является механизм реализации газа конечным потребителям. Недавняя реформа ценообразования, с одной стороны, несколько улучшила ситуацию в отрасли, а с другой — стоимость газа для промышленных потребителей выросла. Стоимость газа для населения регулируется местными органами самоуправления и де-факто субсидируется [2], 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 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.

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, то в Китае возможно создание полноценного газового хаба, аналогичного американскому Henry Hub или европейскому ТТФ.

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 и сделает 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 и неразвитость газового рынка в Китае, а также распространенная на газовом рынке Азиатско-Тихоокеанского региона привязка цен газовых поставок к нефти, что ставит китайских потребителей газа в зависимость от мирового нефтяного рынка.

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 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 университета [11], 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 угля на китайском рынке при средней цене на газ «на воротах» города (city gate price) на уровне 4,46–4,5 долл. за млн БТЕ. В целом, можно предположить, что Китай будет вытеснять уголь из энергобаланса путем увеличения мощностей ВИЭ, вытесняя уголь из электрогенерации, а газ будет постепенно вытеснять 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

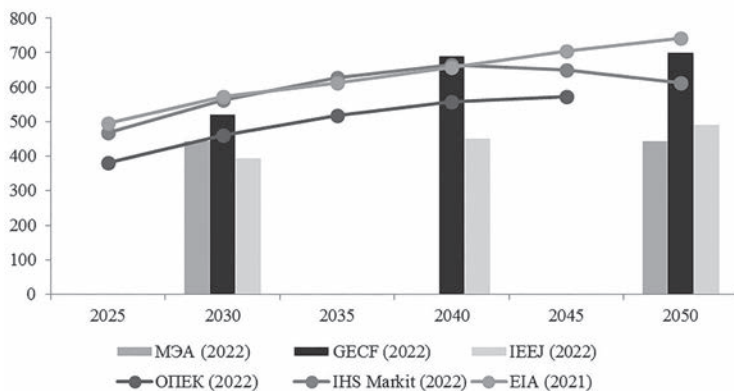


Рис. 9. Прогноз потребления газа в Китае, млрд куб. м.

Источники: [5], [6], [8], [10], [13], [17].

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 (рис.9).

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.

Недостаток мощностей ПХГ (в отличии 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 в условиях снижения цен. CNPC ETRI прогнозирует величину спроса к 2030 г. на уровне 530 млрд куб. мв год (против 500 млрд куб. мв год в предыдущем прогнозе), однако при этом указывает, что потребление газа может оказаться ниже указанной величины и пока нет никаких перспектив для более оптимистичных оценок будущего спроса на газ.

Достижение уровня потребления более 600 млрд куб. м 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, 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.

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 монополизацию 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 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 11 млрд куб. м 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. Так как рынок газа северо-восточных провинций КНР перенасыщен, Китай не заинтересован в обозримой перспективе в дополнительных поставках туда российского трубопроводного газа — свыше законтрактованных 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 РФ 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.

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 из-за 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 санкций на ограничение экспорта природного газа, перевод поставок газа на СПГ позволяет диверсифицировать направления поставок и в случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры перенаправлять грузы в другие страны АТР.

Таблица 3

Заявленные СПГ-проекты в России до 2030 г. и их статус

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
Балтийский СПГ	13,0	2023/2024	Газпром	На стадии строительства
Сахалин-2	5,4	2024	Сахалинская энергия	Ведутся проектные работы
<i>Всего</i>	<i>67,4</i>			

Источник: [3].

В то же время в условиях санкционных запретов на поставки СПГ-оборудования³ 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 программе «Долгосрочного развития производства СПГ», утвержденной в 2021 г., 100 млн т (табл.3). 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

1. Зуев А. Китай — локомотив рынка СПГ // ТЭК России. 2023. № 1. С. 20—23.
2. 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 (accessed: 13.07.2023).
3. 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 (accessed: 13.07.2023).
4. China Natural Gas Data Tables, January 2022. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (accessed: 12.02.2022).
5. EIA (2021), International Energy Outlook 2021. October 2021. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (accessed: 13.07.2023).
6. 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 (accessed: 13.07.2023).
7. JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI. URL: <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (accessed: 13.07.2023).
8. IEEJ (2022), IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (accessed: 03.11.2022).
9. IEA (2022), Coal Market Report, IEA Publishing, Paris. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (accessed: 13.07.2023).
10. IEA (2022), World Energy Outlook 2022, OECD Publishing, Paris. URL: <https://doi.org/10.1787/3a469970-en> (accessed: 03.11.2022).
11. 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. No. 1. P. 303. DOI 10.1038/s41467-018-07891-7
12. OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB), OPEC Secretariat, Vienna. URL: <https://asb.opec.org/> (accessed: 13.07.2023).
13. OPEC (2022). World Oil Outlook 2045 (WOO), OPEC Secretariat, Vienna. URL: <https://wo.opec.org/> (accessed: 03.11.2022).
14. Paltsev S., Zhang D. Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System? // Energy Policy. 2015. Vol. 86. P. 43—56. URL: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt282.pdf
15. Zhang D., Paltsev S. The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate

³ На март 2023 г. единственной отечественной технологией сжижения природного газа 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 обновленная версия паспорта проекта «Прорыв на рынки СПГ», согласно которой общая стоимость программы до 2030 г. составит 89,3 млрд руб.

- Policy // *Climate Change Economics*. 2016. Vol. 7. No. 4. P. 1–32.
16. Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed: 13.07.2023).
 17. 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).

Dmitriy Kondratov (e-mail: dmikondratov@yandex.ru)

Ph.D. in Economics, Leading Researcher,

Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences (RAS)

(Moscow, Russian Federation)

DOES RUSSIAN GAS HAVE A FUTURE IN CHINA?

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 prospects for increasing the supply of fossil fuels to this market.

It is expected that by the end of 2030, China can catch up and overtake Europe in gas consumption. By 2030, the total demand for gas in the Middle Kingdom will be 390–560 billion cubic meters. m, which is almost 1.5 times higher than the 2022 level. During a period of economic slowdown, the imbalance of supply and demand on the global hydrocarbon market leads to destabilization. In order to predict such situations in advance, specialists from international and Russian organizations (International Energy Agency, BP plc, Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences, Institute of Energy Economics of Japan) and consulting companies (IHS Markit) periodically prepare works on the evolution of global energy markets and the consequences for the largest countries. gas consumers. Almost all studies are not yet ready to name the period of peak gas demand in China in the foreseeable future, which gives grounds to call the 21st century the century of gas transformation.

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

DOI: 10.31857/S0207367624010026