

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КНР И РОССИЙСКИЕ ЭКСПОРТНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

© 2023 г. Д. И. Кондратов^{а,*}

^аИнститут экономики РАН, Москва, Россия

*E-mail: dmikondratov@yandex.ru

Поступила в редакцию 29.06.2023 г.

После доработки 08.09.2023 г.

Принята к публикации 08.10.2023 г.

В статье анализируются состояние газового рынка Китая и факторы долгосрочной динамики спроса на газ в КНР. Автором предпринята попытка провести оценку расширения присутствия России на китайском газовом рынке, дать промежуточные рекомендации по использованию потенциала развития энергетического сотрудничества КНР и России. Необходимо учитывать, что северо-восточные провинции Китая, расположенные вблизи границы с нашей страной, благодаря газопроводу “Сила Сибири” будут обеспечены российским газом. Однако недостаточное развитие в Китае соответствующей инфраструктуры – трубопроводных мощностей, газовых хранилищ, распределительных сетей – не позволит России значительно нарастить экспорт по этому газопроводу. Ещё в большей степени указанные ограничительные факторы касаются проекта газопровода “Сила Сибири-2”. По мнению автора, наиболее перспективным способом увеличения экспорта российского газа в КНР может стать организация поставок российского сжиженного природного газа в приморские районы Китая, в которых прогнозируется устойчивый рост спроса на газ.

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

DOI: 10.31857/S0869587323110051, EDN: CNPHBI

Энергетика КНР находится сегодня в состоянии трансформации, что объясняется последовательным переходом экономики к постиндустриальной модели роста: увеличением доли сферы услуг в ВВП при одновременном уменьшении удельного веса промышленности, а также ростом потребности в экологически чистых технологиях и изменением потребительских предпочтений. Международные эксперты отмечают также переход китайской энергетики к более экологичной,

диверсифицированной и менее энергоёмкой модели развития. Тем не менее скорость указанных изменений пока не очевидна.

В настоящее время развитие энергетики Китая определяется следующими факторами (табл. 1):

- Китай – самая густонаселённая страна в мире, её экономика (как по номинальному ВВП, так и по паритету покупательной способности) – одна из крупнейших. Быстро увеличивающееся потребление основных видов энергии сделало Китай одним из важнейших участников международной торговли невозобновляемыми источниками энергии – нефтью, газом, углём;

- Китай – второй по объёму мировой потребитель жидких углеводородов после США;

- пик добычи на действующих китайских нефтяных месторождениях практически пройден; ведущие компании страны фокусируют внимание на геологоразведке внутренних областей Западного Китая и шельфа, а также на разработке сланцевых месторождений;



КОНДРАТОВ Дмитрий Игоревич – кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник Института экономики РАН.

Таблица 1. Основные макроэкономические и энергетические показатели Китая

Показатель	2010	2022
ВВП по ППС в постоянных ценах 2015 г., трлн долл.	13.81	30.67
<i>Доля в мировом ВВП, %</i>	14.0	21.4
Добыча жидких углеводородов, млн барр./сут.	4.08	4.2
<i>Доля в мировой добыче жидких углеводородов, %</i>	4.7	4.1
Потребление жидких углеводородов, млн барр./сут.	9.07	15.01
<i>Доля в мировом потреблении жидких углеводородов, %</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 м ³	91.5	212.5
<i>Доля в мировой добыче газа, %</i>	2.9	5.2
Потребление газа, млрд м ³	107.9	366.3
<i>Доля в мировом потреблении газа, %</i>	3.4	9.1
Импорт газа (включая трубопроводный), млрд м ³	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: [1; 2; 3. Р. 108, 111; 4]

• несмотря на увеличение потребления газа, его доля в 2022 г. составила лишь 8.5% общего объёма потребления первичной энергии;

• страна обладает крупными ресурсами нетрадиционных углеводородов¹, 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 КНР 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

¹ К нетрадиционным углеводородам относятся: газ газовых гидратов, угольных пластов, сланцевых отложений, высоковязкая нефть, извлеченная из битуминозных песков, нефть сланцевых отложений, нефть низкопроницаемых пород.

Национального бюро статистики КНР, в 2022 г. они составили лишь 3.5%, или 124.8 млн т нефтяного эквивалента (н.э.), что отличает энергобаланс КНР от многих стран Азиатско-Тихоокеанского региона, в частности Мьянмы (в 2020 г. доля биомассы и отходов в потреблении первичных энергетических ресурсов — 71.4%), Вьетнама (25.4%), Индии (18.5%), Индонезии (12.7%);

• Китай — один из ключевых игроков в сфере развития возобновляемой энергетики и низкоуглеродных технологий, крупнейший экспортёр оборудования для солнечной энергетики;

• страна активно участвует в зарубежных энергетических проектах с целью получения новых технологий, повышения энергетической безопасности, создания новых производственных цепочек;

• Китай лидирует по выбросам CO₂ от энергетических источников (31.8% мировой эмиссии), что негативно сказывается на окружающей среде,

международном имидже страны и отчасти на социально-политической обстановке. Власти Китая пытаются ограничить рост выбросов CO_2 за счёт развития возобновляемых источников энергии, газовой генерации и других видов низкоуглеродной энергетики.

Энергетика — одна из приоритетных сфер сотрудничества России и Китая. Возможность его расширения в этой сфере 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 мировые рынки энергоресурсов может осуществляться за счёт общей скоординированной политики России и КНР, учитывая значимость совокупной доли энергоресурсов двух стран.

В связи с западными санкциями по отношению к российским нефтегазовым предприятиям и проектам, а также давлением властей США на Евросоюз с целью расширения экспорта собственного СПГ Россия заинтересована в развитии альтернативных европейскому направлению поставок энергоресурсов. В этих условиях Китай, где собственных энергоресурсов недостаточно, становится перспективным рынком для России. Среди основных направлений сотрудничества — наращивание поставок газа в Китай, а также привлечение китайских инвестиций в российский ТЭК.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КНР

При разработке стратегий перехода к низкоуглеродным технологиям китайские нефтегазовые компании всё больше внимания уделяют природному газу, планируют увеличить его долю в своих портфелях как внутри страны, так и за рубежом.

Структура отрасли. В 2022 г. тремя основными добывающими компаниями Китая (CNPC, Sinopec и CNOOC) было добыто 85.6% природного газа в стране. Крупнейшей из них, CNPC, — 126.6 млрд м^3 (59.6% всей добычи), Sinopec — 35.4 млрд м^3 (16.6%), CNOOC — 20.1 млрд м^3 (9.4%). К 2025 г. CNPC планирует довести долю природного газа в добыче ископаемого топлива до 48.6%, CNOOC — до 33%. Sinopec наметила ежегодное наращивание добычи природного газа в среднем более чем на 10% в течение следующих трёх лет.

Стратегия перехода от жидких углеводородов к природному газу наметилась у нефтяных корпораций ещё до постановки Китаем новых климатических целей. Как отмечалось ранее в работе автора [5], природный газ считается наиболее эффективным, практичным и доступным средством достижения поставленных целей; добыча его рас-

тёт быстрее, чем нефти. Кроме того, при текущих устанавливаемых государством ценах традиционная добыча природного газа на внутреннем рынке прибыльна. Сланцевый природный газ на этом рынке также может выйти на уровень безубыточности при продолжении выделения субсидий и предоставления налоговых льгот со стороны правительства.

Китайские национальные нефтегазовые компании представляют собой высокоразвитые мирового масштаба гибридные производственно-технологические комплексы, нечто среднее между международными гигантами (такими, как BP, ExxonMobil, Shell, Chevron), и принадлежащими государству национальными нефтяными, нефтеперерабатывающими и нефтехимическими компаниями. Можно сказать, что они уже стали ярким примером новой категории игроков на мировом рынке ТЭК — международными национальными топливно-энергетическими корпорациями.

За счёт целенаправленной государственной политики Китая удалось за два с небольшим десятилетия реализовать то, что задумывалось в СССР при организации межотраслевых научно-технических комплексов (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 [6], на конец 2020 г. доказанные запасы газа в Китае составляли 8.4 трлн м^3 , или 4.5% мировых, а по оценкам ОПЕК [4] — 3.1 трлн м^3 , или 1.5% мировых. По запасам газа Китай занимает первое место в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Отметим, что с 1998 г. по настоящее время объём доказанных запасов газа в Китае увеличился в 6.1 раза (по данным ОПЕК — в 2.51 раза), что отражает интенсивность проводимых в стране геологоразведочных работ. В перспективе следует ожидать дальнейшего прироста доказанных запасов.

Запасы природного газа в КНР сосредоточены в следующих районах: провинциях Сычуань (Сычуанский бассейн), Шэньси (бассейн Ордос), Цинхай (бассейн Кайдам) и Синьцзян-Уйгурском автономном районе (Таримский и Джунгарский бассейны). На старейших газовых месторождениях Сычуанского бассейна сосредоточено около 1–1.5 трлн м^3 нефтегазового сырья, но его освоение связано с техническими трудностями, поскольку газ частично залегает в плотных труднопроницаемых коллекторах. Потенциал Таримского бассейна оценивается в 1 трлн м^3 сырья, располагающиеся здесь крупные месторождения



Рис. 1. Добыча газа в Китае, млрд м³
Источники: [1, 2, 7]

(Кела, Дина и Дабэй) свидетельствуют о колоссальных перспективах ещё практически не изученного с геологической точки зрения региона. Сложные геологические условия и удалённость бассейна от основных потребляющих регионов делают его освоение слишком дорогим. Крупными газовыми месторождениями северо-запада Китая могут стать недавно открытые залежи в бассейне Юнгар в Синьцзян-Уйгурском автономном районе и бассейне Кайдам (0.2 трлн м³) в провинции Цинхай. Ключевые запасы бассейна Ордос сосредоточены в пределах месторождений Чанцин, крупнейшее из них — Сулидж (около 0.5 трлн м³). 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. Однако необходимо отметить, что до настоящего времени остаются неурегулированными территориальные споры с Вьетнамом, Индонезией, Малайзией, Филиппинами и Брунеем в акватории Южно-Китайского моря, с Японией в акватории Восточно-Китайского моря.

Запасы метана угольных пластов бассейнов Циньшуй и Ордос (восточная часть), контролируемые компанией CNPC, по итогам проведённых в 2012 г. геологоразведочных работ превысили 200 млрд м³. Здесь работает ряд совместных с зарубежными нефтегазовыми компаниями предприятий. Кроме того, CNPC изучает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань (в том числе в рамках соглашения о разделе продукции с BP) и Юннань, а компания Sinopec — 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 этих запасов располагается в южных и западных регионах страны (Сычуань и Таримский бассейн), 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, а доказанные запасы (по состоянию на конец апреля 2018 г.) — более 1 трлн м³, из них более 600 млрд м³ — запасы крупнейшего в стране месторождения сланцевого газа Чунцин Фулинг, его оператором выступает Sinopec.

Добыча природного газа. По данным Форума стран-экспортёров газа и Совместной инициативы по нефтяной статистике (JODI) со ссылкой на Национальное бюро статистики КНР, в 2022 г., несмотря на введение антиковидных ограничений и замедление экономической активности, на территории КНР было добыто 212.5 млрд м³ (рис. 1) природного газа, что на 3.7% выше уровня 2021 г. С 2010 г. объём газодобычи в стране увеличился в 2.35 раза, главным образом за счёт освоения месторождений в сосредоточениях плотных пород и сланцевого газа. Так, по оценкам Форума стран-экспортёров газа, в 2022 г. добыча газа из низкопроницаемых пластов составила 50.3 млрд м³, что в 3 раза выше уровня 2010 г.

В 2022 г. добыча сланцевого газа достигла 26.4 млрд м³, увеличившись на 15.8% к предыдущему году. По данным компании Sinopec, в 2021 г. добыча газа на крупнейшем сланцевом место-

рождении Фулинг составила 9.98 млрд м³, что на 1.53 млрд м³ выше уровня 2020 г.

5 сентября 2018 г. Государственный совет КНР выпустил программный документ “Дополнительные меры по координации и устойчивому развитию газового сектора”, в котором говорится о необходимости активизации внутренних усилий по разведке и разработке месторождений, а также углубления реформы системы управления добычей углеводородов. В соответствии с этим документом все нефтегазовые предприятия обязаны всесторонне увеличивать инвестиции внутренних фондов разведки и разработки и соответствующие объёмы работ, чтобы обеспечить рост собственной добычи природного газа в КНР до 240–260 млрд м³ в год уже в 2025 г. и до 280–300 млрд м³ — к 2030 г.

Следует отметить, что важным фактором изменения китайского газового рынка стала добыча газа из сланцевых пород и угольных пластов. Китай располагает значительными запасами сланцевых углеводородов, в том числе сланцевого газа. Заметны успехи китайской промышленности в процессе разработки чрезвычайно сложных месторождений сланцевого газа, однако геологические условия его залегания, в частности в провинции Сычуань, делают добычу достаточно дорогой. Необходимость бурения большего, чем, например, в США, количества скважин на большую глубину для получения сопоставимого количества газа заметно увеличивает себестоимость добычи газа в Китае, однако его стоимость на устье скважины остаётся существенно ниже стоимости импортного СПГ. Таким образом, после решения проблемы транспортной инфраструктуры и проблем, связанных с добычей, сланцевый газ может начать играть заметную 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, Хуэйнань и Синьтянь во Внутренней Монголии. Из-за высокой стоимости добычи и недостаточных инвестиций в производство добыча метана угольных пластов растёт медленно. Учитывая масштаб добычи угля в КНР, сопутствующее ей выделение метана из угольных пластов служит 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.

Анализ спутниковых данных [8], проведённый 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 годы рост выбросов метана с территории КНР продолжал расти, то есть в угольной промышленности Китая метан продолжает выбрасываться в атмосферу, а не направляться в локальную газотранспортную систему. Подобная ситуация говорит о том, что на текущий момент метан из угольных пластов остаётся в значительной степени невостребованным.

Потребление. По оценкам Национального бюро статистики КНР и Форума стран-экспортёров газа, в 2022 г. потребление природного газа снизилось на 1.7% к уровню 2021 г., до 360.5 млрд м³. Однако, несмотря на уменьшение спроса на газ, вызванного антиковидными ограничениями и замедлением экономической активности, потребление указанного ископаемого ресурса растёт 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 остаётся 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% (рис. 2). В будущем перспективными сферами потребления газа с самым быстрым ростом станут коммунальное хозяйство, промышленность и выработка электроэнергии.

Заглядывая вперёд, можно утверждать, 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 стране к 2025 г. достигнет 450–480 млрд м³ и 550–580 млрд м³ к 2030 г., а доля газа в потреблении первичной энергии увеличится до 15% к 2030 г.

ИМПОРТ ГАЗА И ЕГО СТРУКТУРА

До 2006 г. внутренние потребности Китая в газе полностью обеспечивались за счёт собственного производства. Однако для удовлетворения быстрорастущего внутреннего спроса страна с 2006 г. начала импортировать сжиженный природный газ (СПГ), с конца 2009 г. — трубопроводный. В 2022 г. объём импорта газа Китаем составил 147.8 млрд м³ (рис. 3), в том числе 85.7 млрд м³ (58.0%) составил импорт СПГ и 62.1 млрд м³ (52.0%) — трубопроводный газ. Внешняя зависимость от импорта продолжает расти, достигнув 40.8% в 2022 г. Начиная с 2017 г. импорт СПГ впервые превысил импорт трубопроводного газа,

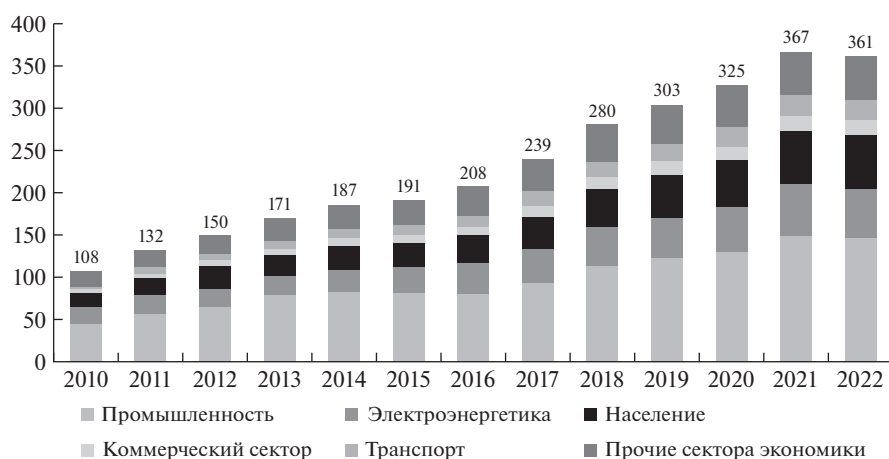


Рис. 2. Структура потребления газа в Китае, млрд м³

Источники: [1, 2, 7]

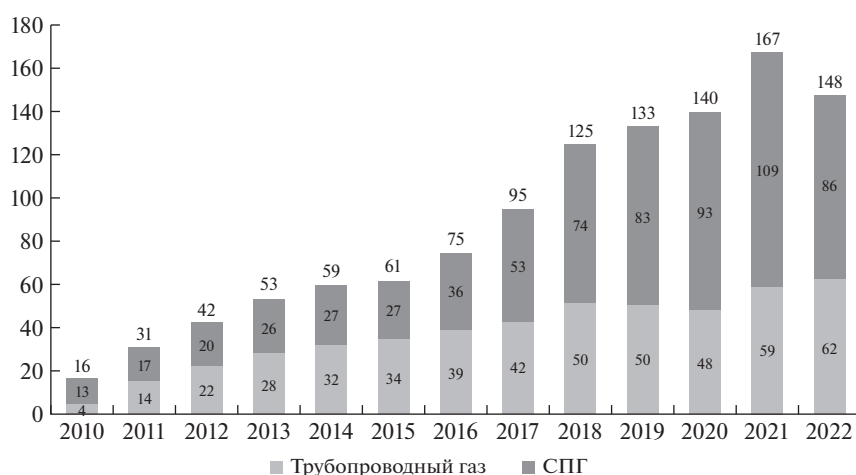


Рис. 3. Структура импорта газа Китаем, млрд м³

Источники: [1, 2, 7]

а страна стала вторым по величине импортёром не только природного газа, но и СПГ в мире.

С 2018 по 2022 г. Китай, обогнав Японию, превратился в крупнейшего в мире импортёра сжиженного газа. Однако следует уточнить, что в 2022 г., как отмечалось выше, в результате введения антиковидных ограничений и замедления экономической активности импорт СПГ Японией, достигший 73.1 млн т, превысил китайские показатели — 63.4 млн т.

Трубопроводный газ. Поставки трубопроводного газа в Китай осуществляются из Туркменистана, Узбекистана, Казахстана по сетевому газопроводу “Центральная Азия—Китай” и составили 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 строительства газопровода стали 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 нашей страны в КНР было поставлено 15.5 млрд м³, что на 49.1% выше уровня 2021 г. В 2022 г., по расчётам автора на основе данных Reuters и IHS Markit, средняя импортная цена на газ из России составила 258.1 долл. США за тыс. м³, что на 14.5% ниже стоимости туркменского газа (рис. 4). Преимущество российского газа в том, что, согласно долгосрочному контракту, цена на газ привязана к сто-

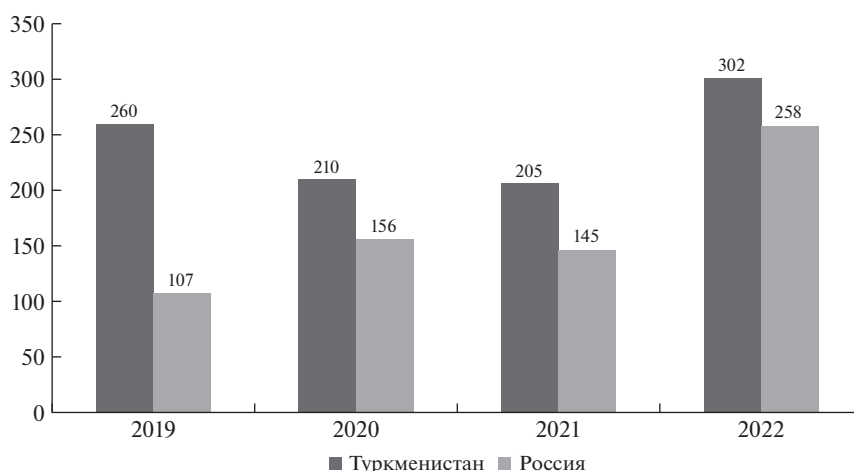


Рис. 4. Среднегодовая импортная цена на газ по различным направлениям, долл. США/тыс. м³

Источники: составлено по [1, 2, 7]

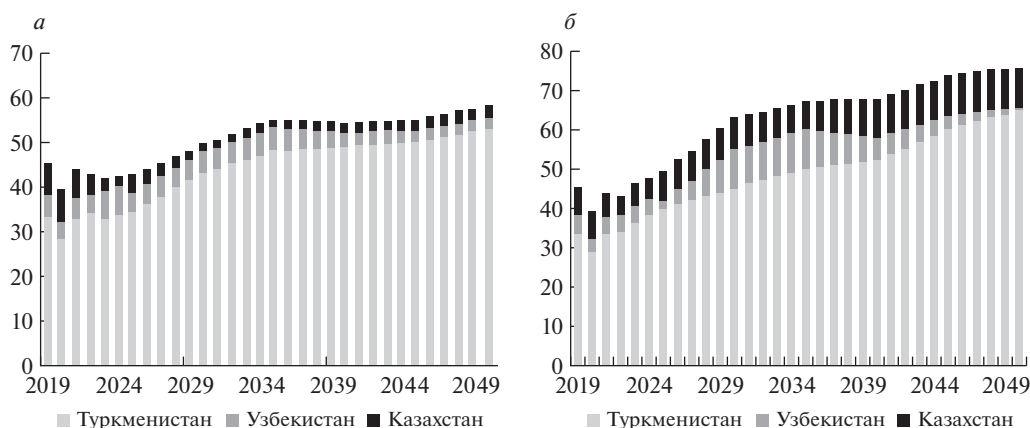


Рис. 5. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту “Центральная Азия–Китай”, млрд м³; базовый (а) и оптимистичный (б) сценарии

Источник: составлено по [1, 2, 7]

имости корзины нефтепродуктов с девятимесячным лагом. В 2023 г. ПАО “Газпром” планирует поставить в КНР 22.4–23.5 млрд м³ газа.

Несмотря на достаточно привлекательные цены на российский газ, китайская сторона планирует завершить к концу 2026 г. строительство четвёртой линии (Line D) газопровода “Центральная Азия–Китай” (в отличие от газопровода “Сила Сибири-2”, по которому переговоры находятся в начальной стадии) для доставки природного газа с месторождения Галкыныш (Туркменистан) до г. Кашгар (Китай) с пропускной способностью 30 млрд м³ в год (рис. 5 а, б). Интенсивная разработка этого месторождения может обеспечить увеличение добычи газа в Туркменистане с нынешних 87 млрд м³ до 151 млрд м³ к 2050 г.

С вводом в эксплуатацию восточного маршрута газопровода “Сила Сибири” и линии D (2026–

2028 гг.) газопровода “Центральная Азия–Китай” совокупная пропускная мощность трубопроводной системы Китая для импорта газа составит 195 млрд м³ в год (табл. 2).

Отметим, что ещё 8 мая 2015 г. “Газпром” и CNPC подписали соглашение об основных условиях поставок газа по маршруту, получившему тогда 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. При этом в июне 2016 г. CNPC официально заявила, что три ключевых параметра соглашения – объём, цена и сроки начала поставок газа – согласованы не были. Их обсуждение про-

Таблица 2. Структура текущего и перспективного потребления импортного трубопроводного газа на границе с КНР

Страна	Проект	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	12.0	Запущен в 2013 г.
Россия	Сила Сибири-1 (восточный маршрут)	38.0	Запущен в 2019 г.
	Сила Сибири-2 (западный маршрут)	50.0	Планируется
	Дальневосточный маршрут	10.0	Договор на поставку газа заключён в начале 2022 г., однако сроки пока неизвестны

Источники: составлено по: [1, 2, 7]

должилось 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 удалённости начальной точки газопровода на территории Китая почти на 4 тыс. км от конечных потребителей. Это обстоятельство требует 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. за 1 тыс. м³, при условии отсутствия скидок на цену российского газа перспективы строительства этого газопровода до 2030 г. остаются довольно призрачными. При увеличении внутренней добычи и текущих внутренних цен для китайской стороны этот проект окажется достаточно дорогим (в отличие от увеличения пропускной способности газопровода “Центральная Азия–Китай”). Если принять во внимание необходимость дальнейшего расширения магистральной трубопроводной инфраструктуры, стоимость проекта увеличивается ещё больше.

Отличительная черта “Силы Сибири-2” – отсутствие каких-либо технологических механизмов балансировки поставок (например, путём ис-

пользования подземных хранилищ газа), что также вызывает критические замечания российских экспертов. Учитывая неразвитость системы подземных хранилищ газа на территории Китая, пиковый отбор газа из трубопроводной системы будет, скорее всего, совпадать с зимним пиковым отбором из Единой системы газоснабжения России внутренними потребителями, что может привести к кратковременному дефициту предложения газа в Западной Сибири. Не совсем ясно, как “Газпром” в данном случае будет поддерживать устойчивый баланс на внутреннем газовом рынке на фоне своих экспортных обязательств.

Сжиженный природный газ. Имея в виду, что основной рост спроса на газ сконцентрирован в приморских районах Китая, 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.

В 2022 г., в результате замедления экономической активности и промышленного производства, а также достаточно высоких цен на СПГ, импорт указанного ресурса Китаем снизился на 19.7% – до 63.4 млн т, или 85.7 млрд м³ (рис. 6). Основные поставки производились из 24 стран, однако более 90% импорта было обеспечено 7 государствами: Австралией – 21.9 млн т (34.4% всего 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 –

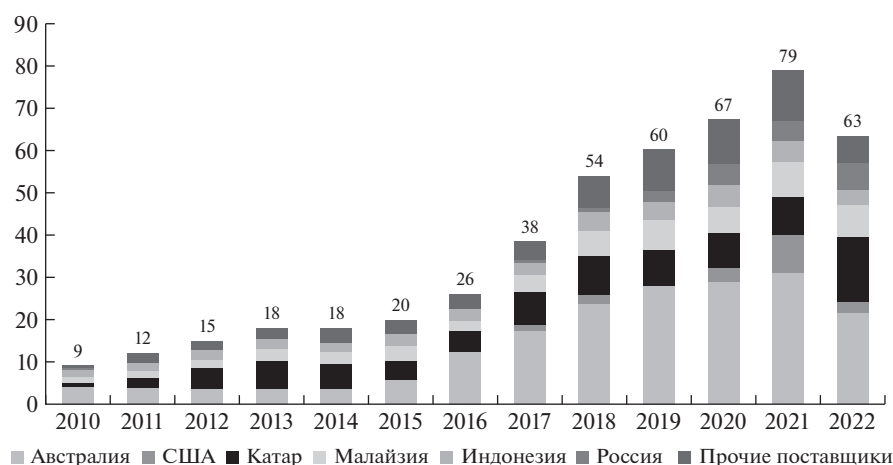


Рис. 6. Структура импорта СПГ Китаем, млн т
Источники: составлено по [1, 2, 7]

2.1 млн т (3.3%). Однако несмотря на физическое сокращение поставок СПГ в Китай, стоимостные объёмы импорта увеличились на 18.4%, до 52.19 млрд долл. При этом основной прирост пришёлся на закупку катарского и российского СПГ.

Перспективы импорта газа. Дополнительные объёмы 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. Ввоз СПГ по уже действующим контрактам составит, по данным Bloomberg и Форума стран-экспортёров газа, не менее 93.7 млн т в год к 2028 г. Крупнейшим экспортёром СПГ в Китай останутся Австралия, на втором месте — Катар. В дальнейшем, возможно, вырастет импорт СПГ из США, Малайзии и России.

По данным Bloomberg со ссылкой на Rystad [9], к 2050 г. объём китайского импорта СПГ может увеличиться, как минимум, до 103.5 млн т, при этом пик ввоза придётся на 2033 г. — 138.9 млн т. Ожидается, что мощности регазификационных терминалов в КНР (их загрузка составит около 60–65%) будут расти теми же темпами, что и поставки. Учитывая объёмы текущего строительства и публично заявленные планы по строитель-

ству приёмных терминалов СПГ, уже к концу 2023 г. их совокупная мощность может превысить 110–120 млн т в год.

В условиях ожидаемого роста импорта СПГ Китай существенно диверсифицирует структуру поставок. 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., однако вплоть до настоящего времени этот проект не получил 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 лет [10]. По условиям сделки американская компания будет поставлять 2 млн т СПГ в год со своего экспортного терминала в штате Луизиана. Кроме того, CNOOC Gas & Power Group Co. заключила контракт на более короткий срок на закупку 1.5 млн т СПГ у завода Calcasieu Pass компании Venture Global.

В ноябре 2022 г. и июне 2023 г. катарская компания Qatar Energy подписала соглашения с китайской государственной корпорацией Sinopec о дополнительных поставках СПГ объёмом 8 млн т в год сроком на 27 лет. 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 учётом упомянутого соглашения, импорт СПГ из ближневосточной страны к 2030 г. может превысить 22 млн т.

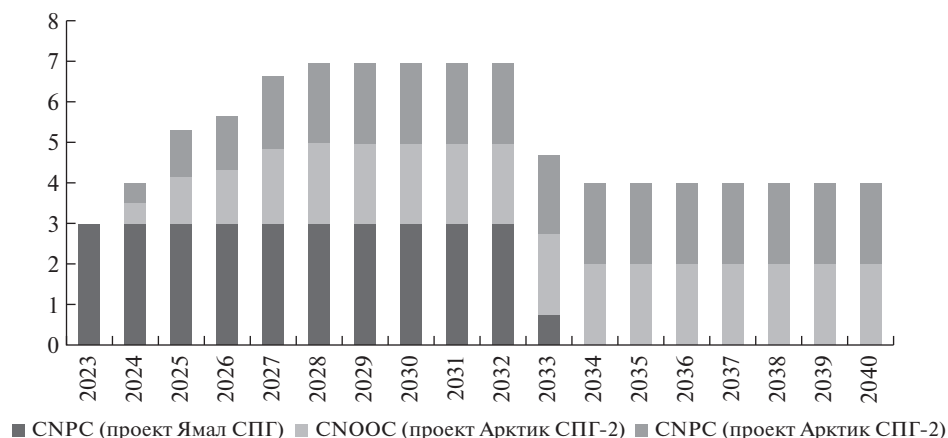


Рис. 7. Законтрактованные поставки СПГ с российских проектов, млн т
 Источник: [1, 2, 7]

Китай проявляет активный интерес и к российским СПГ-проектам. CNPC и Китайский фонд шёлкового пути 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 на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. Мощность — 17.4 млн т в год, включая три технологические линии мощностью 5.5 млн т в год каждая и одну мощностью 900 тыс. т в год. Первая линия запущена в декабре 2017 г., вторая и третья — в июле и ноябре 2018 г. соответственно.

Другим проектом ПАО “Новатэк”, в реализации которого планируют принять участие китайские компании, является проект “Арктик СПГ-2”. Он реализуется на базе месторождения “Утреннее” на полуострове Гыдан, предусматривает строительство трёх линий сжижения общей мощностью 19.8 млн т в год. В конце апреля 2019 г. ПАО “Новатэк” сообщило о том, что в проект вошли две компании из КНР — Китайская национальная компания по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) и дочерняя структура CNPC — Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация (CNOOC). В соответствии с обязывающими соглашениями, которые ПАО “Новатэк” подписало с CNODC и CNOOC в ходе международного форума “Один пояс, один путь” в 2018 г., каждая из китайских компаний получила в проекте “Арктик СПГ-2” по 10%.

К 2030 г. благодаря проекту “Арктик СПГ-2” в Китай будет поставляться до 4.0 млн т СПГ (законтрактованные резервы) (рис. 7). Напомним, другой проект, “Ямал СПГ”, обеспечит экспорт 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 чревато снижением потребности в импортном газе. По оценкам Форума стран-экспортёров газа и Международного энергетического агентства, развитие собственной добычи опережающими (по сравнению с потреблением) темпами делает вероятным прохождение пика импорта газа в Китае в период после 2033—2040 гг. Этот риск необходимо учитывать при подготовке новых крупных российских 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 “Положение о справедливом и открытом надзоре за объектами сети нефтегазопроводов (пробный запуск)”. Предприятия, эксплуатирующие объекты нефтегазопроводной сети, в случае наличия у них избыточных мощностей 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 и требующий независимого учёта её функционирования, а также справедливого доступа к ней третьей стороны. В сентябре 2016 г. Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило отчёт о раскрытии информа-

ции, касающейся доступности (наличия свободных мощностей) объектов сети нефтегазопроводов, а в октябре того же года Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил циркуляр о чётком 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%, а в августе вышло “Уведомление об утверждении цен на транспортировку газа по транспровинциальным газопроводам”.

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.

Другая комплексная проблема — механизм предоставления 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 субсидируется [11], причём различными способами, вплоть до перенесения части его стоимости на стоимость газа для промышленных предприятий. Таким образом, в рамках дальнейших реформ сохраняется значительная доля неопределённости относительно динамики спроса, поскольку он в значительной степени зависит от субсидий. При этом уровень цен на газ в Китае, даже с учётом субсидий, остаётся 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 спрос на газ будет расти, то в Китае возможно создание полноценного газового хаба, аналогичного американскому Henry Hub или европейскому TTF. В случае появления такого хаба цены на газ станут более гибкими, что будет способствовать повышению его привлекательности как энергоносителя и ускорит переход к чистой энергетике. Дополнительное преимущество, сопутствующее созданию хаба, — возможное появление системы сопоставимости региональных газовых цен, что позволит частично отказаться от американских котировок в формулах контрактов и повысит устойчивость азиатского рынка 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

Стоимость газа на внутреннем рынке Китая достаточно высока. Сказывается неразвитость этого рынка, а также распространённая 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 в Китае, население в большинстве случаев пока не готово переходить на более дорогое топливо. Широкое распространение дешёвого угля, который продаётся мелким оптом и используется для отопления жилых домов, препятствует распространению газового отопления, даже с учётом субсидий. Однако при росте покупательной способности населения и газификации 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, проведённое в 2015 г. учёными Массачусетского технологического университета [12], 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 CO₂ недостаточно. Можно предположить, что Китай будет вытеснять уголь из энергобаланса путём увеличения мощностей возобновляемых источников энергии для нужд электрогенерации и замены угля на газ для нужд жилищно-коммунального хозяйства.

Потребление газа в КНР во многом зависит от государственной поддержки. К 2025 г. ожидается завершение большей части действующих в КНР программ субсидирования поэтапного перехода электрогенерации с угля на природный газ. Таким образом, перспективы газовой отрасли остаются в значительной степени неопределёнными. При сохранении достаточно высоких цен на импортируемый газ сохраняется 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 районы имеют более высокую долю газа в энергобалансе. В перспективе дифференциация будет возрастать, ключевыми в росте 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 отдаётся приоритет, что приводит к простоям газовых электростанций из-за нехватки топлива для ТЭЦ. В этой связи газ более востребован промышленностью (в том числе для нужд ЖКХ) и

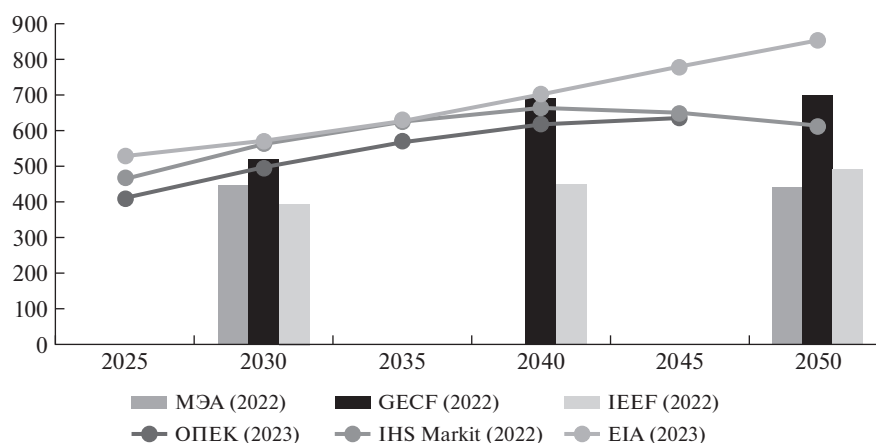


Рис. 8. Прогноз потребления газа в Китае, млрд м³
 Источники: [13–18]

при снабжении населённых пунктов бытовым газом, нежели в электроэнергетике, где приоритетными направлениями остаются ВИЭ и атомные станции. Недостаток мощностей подземных хранилищ газа (в отличие от нефтяного резерва) для покрытия пикового спроса сдерживает рост потребления газа в электроэнергетике и теплоснабжении КНР.

Несмотря на оптимистичные оценки многих агентств (рис. 8), природный газ в КНР — один из самых дорогих энергоносителей, и значительный рост спроса на него возможен только в условиях снижения цен. CNPC прогнозирует величину спроса к 2040 г. на уровне 650 млрд м³ в год (к 2060 г. — 410 млрд м³), 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 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 благодаря развитию систем теплоснабжения в южных и юго-восточных провинциях Китая, где центральное теплоснабжение традиционно отсутствует, но где в связи с ростом благосостояния населения есть на него запрос. Крайне ограничены перспективы газа на рынке газомоторного топлива из-за высокой цены и жёсткой конкуренции с нефтепродуктами и электромобилями.

Вопрос уровня цен — ключевой для китайского газового рынка. Правительство КНР хорошо осознаёт этот факт и проводит планомерные рефор-

мы газовой отрасли. В первую очередь необходимо отметить начатую в 2015 г. ценовую реформу, благодаря которой удалось существенно снизить убыточность энергетических компаний, занятых транспортировкой газа. Это было достигнуто за счёт повышения цен на газ для промышленных потребителей и сохранения субсидий для бытового газа. В начале 2019 г. правительство начало демонаполизацию 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.

На китайский рынок действует 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 реальных возможностей снижения цен на газ негативно скажется на объёме спроса на него. В этом случае возникает возможность увеличения присутствия России на рынке СПГ южных приморских провинций Китая. Так как

Таблица 3. Заявленные СПГ-проекты в России до 2030 г. и их статус

Проект	Мощность, млн т	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 (четвёртая 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
Всего	67.4			

Источник: [19]

рынок газа северо-восточных провинций КНР перенасыщен, Китай не заинтересован в обозримой перспективе в дополнительных поставках туда российского трубопроводного газа свыше за- контрактованных 48 млрд м³ в год. Это в опреде- лённой степени объясняет, почему проект газопровода “Сила Сибири-2” не вызывает боль- шого интереса с китайской стороны. Высокая стоимость транспортировки российского газа от границы РФ до юго-восточных провинций Китая и необходимость вложений в расширение инфра- структуры на территории КНР делают трубопро- вод высокорискованным в кратко- и среднесроч- ной перспективе, поскольку необходимые капи- тальные затраты с обеих сторон могут не окупиться в результате замедления спроса на газ в Китае.

* * *

Подводя итоги, можно отметить, что с учётом перспектив развития топливно-энергетического комплекса КНР и особенностей трубопроводной инфраструктуры, поставки газа из России целе- сообразнее осуществлять в виде СПГ. Такой вид поставок обладает рядом преимуществ. В их числе:

- минимизация затрат на строительство тру- бопроводов на территории России;
- отсутствие необходимости в строительстве трубопроводов с китайской стороны. Одним из сдерживающих факторов при строительстве тру- бопровода “Сила Сибири-2” оказывается высо- кая стоимость транспортировки газа по террито- рии КНР. В случае СПГ необходимость транс- портировки существенно ниже, поскольку спрос сконцентрирован на относительно небольшом

удалении от портов, оборудованных регазифика- ционными терминалами;

- дополнительная загрузка мощностей судо- строительного кластера “Звезда” и создание соб- ственного флота СПГ-танкеров для реализации имеющегося потенциала запасов Дальнего Во- стока. Учитывая возможность снятия ограниче- ния экспорта природного газа, перевод поставок газа на СПГ позволяет диверсифицировать на- правления поставок и при неблагоприятной це- новой конъюнктуре перенаправлять грузы в дру- гие страны АТР.

В то же время, в условиях санкционных запре- тов на поставки СПГ оборудования² большин- ство заявленных проектов потеряли свою акту- альность. В марте 2023 г. вице-премьер А.В. Но- вак заявил о необходимости дополнительно изыскать ресурсную базу для проектов ещё на 34 млн т СПГ в год, чтобы выйти на планируемые в программе “Долгосрочного развития производ- ства СПГ”, утверждённой в 2021 г., более 100 млн т (табл. 3). Ресурсную базу в 66 млн т обеспечат дей- ствующие заводы и строящиеся в Усть-Луге и по проекту “Арктик СПГ-2” на полуострове Гыдан в Ямало-Ненецком автономном округе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Annual Gas Market Report 2023: GECF. 2023. https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-

² На март 2023 г. единственная отечественная технология сжижения природного газа представлена “Арктическим каскадом”, предложенным ПАО “Новатэк” (мощность до 1 млн т). В этой связи вопрос импортозамещения оборудо- вания для СПГ крайне актуален. В августе 2022 г. была опубликована обновлённая версия паспорта проекта “Прорыв на рынки СПГ”, согласно которой общая стои- мость программы до 2030 г. составит 89.3 млрд руб.

- unveils-4th-annual-gas-market-report/gecf-agmr-2023.pdf (дата обращения 13.07.2023).
2. JODI (n.d.). Online Database. Retrieved from JODI. <http://www.jodidb.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=38673> (дата обращения 13.07.2023).
 3. IEA (2022), Coal Market Report, <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (дата обращения 13.07.2023).
 4. ОПЕК (2023). Annual Statistical Bulletin 2023 (ASB). <https://asb.opec.org/> (дата обращения 13.07.2023).
 5. Kondratov D.I. The Global Gas Market: Modern Trends and Development Prospects // Herald of the RAS. 2022. № 2. P. 188–198; Кондратов Д. Мировой рынок газа: современные тенденции и перспективы развития // Вестник РАН. 2022. № 4. С. 360–371. <https://doi.org/10.31857/S0869587322030045>
 6. Statistical Review of World Energy: Energy Institute. June 2023. <https://www.energyinst.org/statistical-review> (Дата обращения: 13.07.2023).
 7. China Natural Gas Data Tables, January 2022. <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (дата обращения 12.02.2022).
 8. Miller S., Michalak A., Detmers R. et al. China's Coal Mine Methane Regulations have not Curbed Growing Emissions // Nature Communications. 2019. V. 10: 303. P. 1–8. <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/> (дата обращения 03.11.2022). <https://doi.org/10.1038/s41467-018-07891-7>
 9. China Is Buying Gas Like There's Still an Energy Crisis // Bloomberg News. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-07-02/china-is-buying-natural-gas-like-there-s-still-an-energy-> (дата обращения 07.09.2023).
 10. Зуев А. Китай — локомотив рынка СПГ // ТЭК России. 2023. № 1. С. 20–23.
 11. Zhang D., Paltsev S. The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy // Climate Change Economics. 2016. V. 7. №. 4. P. 1–32. (дата обращения 03.11.2022).
 12. Paltsev S., Zhang D. Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System? // Energy Policy. 2015. V. 86. P. 43–56. https://global-change.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPG-C_Rpt282.pdf
 13. EIA (2021), International Energy Outlook 2021. October 2021. <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (дата обращения 12.10.2023).
 14. Ermakov A. The Future of Natural Gas in Asia Pacific: Large Potential for Demand Growth // GECF. March 2023. 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).
 15. IEEJ (2022), IEEJ Outlook 2023. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022. <https://enen.iej.or.jp/en/whats-new/442.html> (дата обращения 03.11.2022).
 16. IEA (2022), World Energy Outlook 2022, <https://doi.org/> (дата обращения 03.11.2022). <https://doi.org/10.1787/3a469970-en>
 17. ОПЕК (2023). World Oil Outlook 2045 (WOO). <https://woo.opec.org/> (дата обращения 10.10.2023).
 18. The 2022 IHS Markit Energy and Climate Scenarios: Global gas summary // Strategy Report. Energy and Climate Scenarios. December 2022. <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3274463?connectPath=EnergyClimateScenariosLandingPage.Home.FeaturedResearch> (дата обращения 29.12.2022).
 19. Annual Statistical Bulletin 2022: GECF. 2022. 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).

CHINA'S NATURAL GAS MARKET AND RUSSIAN EXPORT OUTLOOK

D. I. Kondratov^{1, #}

¹*Institute of Economics RAS, Moscow, Russia*

[#]*E-mail: dmikondratov@yandex.ru*

The article analyzes the state of the Chinese gas market and factors in the long-term dynamics of gas demand in China. The author has attempted to assess the expansion of Russia's presence in the Chinese gas market and provide intermediate recommendations on using the potential for developing energy cooperation between China and Russia. It must be taken into account that the northeastern provinces of China, located near the border with our country, will be supplied with Russian gas thanks to the Power of Siberia gas pipeline. However, the insufficient development of the relevant infrastructure in China — pipeline capacities, gas storage facilities, distribution networks — will not allow Russia to significantly increase exports through this gas pipeline. These limiting factors apply to an even greater extent to the Power of Siberia-2 gas pipeline project. According to the author, the most promising way to increase Russian gas exports to China may be to organize supplies of Russian liquefied natural gas to the coastal regions of China, where a steady increase in gas demand is predicted.

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