

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ



DOI: 10.26794/1999-849X-2022-15-1-35-44
УДК 330.15(045)
JEL P28, P48, Q34, Q55

Вызовы для России на мировом рынке природного газа

Д. И. Кондратов

Институт экономики РАН, Москва, Россия
<https://orcid.org/0000-0002-7356-0047>

АННОТАЦИЯ

Предметы исследования – текущее состояние мирового рынка природного газа, региональные аспекты его производства и потребления. *Цель работы* – оценка перспектив России в газовой сфере. Представлены прогнозы долгосрочного развития глобального рынка с акцентом на страны Восточной и Южной Азии, где согласно долгосрочным прогнозам спрос на газ к 2050 г. вырастет в два раза до 1092,6 млн т нефтяного эквивалента. Установлено, что преимуществом природного газа на мировом рынке является его цена вследствие провозглашенного экономически развитыми странами политического курса на декарбонизацию, волатильности цен и эскалации конфликтов в газовой сфере. Ожидается, что к 2050 г. Китай увеличит потребление газа почти на 350 млрд м³ до 661 млрд м³, что превосходит в настоящее время объемы газа, потребляемого странами Европейского союза и Ближнего Востока. Показано, что в период экономического замедления, вызванного в том числе пандемией коронавируса, дисбаланс спроса и предложения на мировом углеводородном рынке ведет его к дестабилизации. В статье делается попытка спрогнозировать эволюцию энергетических рынков и определить объемы спроса на газ в обозримом будущем. *Делаются выводы* о том, что потребление природного газа в ключевых регионах мира будет только увеличиваться, что открывает для российского рынка природного газа значительные перспективы расширения экспорта.

Ключевые слова: природный газ; электроэнергетика; долгосрочный прогноз; импорт газа; экспорт газа; сжиженный природный газ

Для цитирования: Кондратов Д. И. Вызовы для России на мировом рынке природного газа. *Экономика. Налоги. Право.* 2022;15(1):35-44. DOI: 10.26794/1999-849X-2022-15-1-35-44

ORIGINAL PAPER

Challenges for Russia in the Global Natural Gas Market

D. I. Kondratov

Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
<https://orcid.org/0000-0002-7356-0047>

ABSTRACT

The subjects of research are the current state of the global natural gas market, regional aspects of its production and consumption. *The purpose of the work* is to assess Russia's prospects in the gas sector. Forecasts of the long-term development of the global market are presented with an emphasis on the countries of East and South Asia, where, according to long-term forecasts, gas demand will double to 1,092.6 million tons of oil equivalent by 2050. It is established that the advantage of natural gas on the world market is its price due to the decarbonization policy proclaimed by economically developed countries, price volatility and escalation of conflicts in the gas sector. It is expected that by 2050 China will increase gas consumption by almost 350 billion m³ to 661 billion m³, which currently exceeds the volume of gas consumed by the countries of the European Union and the Middle East. It is proved that during the period of economic slowdown caused, among other things, by the coronavirus pandemic, the imbalance of supply and demand in the global hydrocarbon market leads to its destabilization. The article attempts to predict the evolution of energy markets and determine the volume of gas demand in the foreseeable future. *It is concluded* that the consumption of natural gas in key regions of the world will only grow, which opens up significant export prospects for the Russian natural gas market

Keywords: natural gas; electric power industry; long-term forecast; gas import; gas export; liquefied natural gas

For citation: Kondratov D. I. Challenges for Russia in the global natural gas market. *Ekonomika. Nalogi. Pravo = Economics, taxes & law.* 2022;15(1):35-44. (In Russ.), DOI: 10.26794/1999-849X-2022-15-1-35-44

© Кондратов Д. И., 2022

На мировом рынке основными поставщиками природного газа прежде были Россия, Катар и Австралия, к которым недавно присоединились США. В 2019 г. впервые были осуществлены трубопроводные поставки газа в Китай по трубопроводу «Сила Сибири», а еще раньше (в конце 2017 г.) заработал интегрированный проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа «Ямал СПГ», который является вторым после «Сахалина-2» отечественным производителем сжиженного природного газа (далее — СПГ).

Проект «Ямал СПГ» имеет значительные преимущества перед иностранными конкурентами в логистической цепочке в силу того, что доставка сжиженного газа осуществляется по более короткому маршруту — Северному морскому пути. В большей степени данный газ поставляется в Китай, далее может попадать на биржу и транспортироваться в территориально близкие к Китаю страны, которые потребляют в настоящее время около 350 млрд м³ газа в год.

Наличие у российского поставщика возможности более дешевой доставки газа в Европу по Северному морскому пути является огромным преимуществом в конкуренции с США за рынок углеводородов, т.е. российский газ для стран Азиатско-Тихоокеанского региона (далее — АТР) более выгоден, чем американский с точки зрения ценообразования за счет удобной транспортировки.

Лучшего поставщика, чем «Сахалин Энерджи» (*Sakhalin Energy*), для Японии, Южной Кореи и северо-востока Китая по большому счету нет даже в сравнении с традиционным экспортером на указанный рынок — Австралией, потому что у российского СПГ есть ряд конкурентных преимуществ. В первую очередь — малое транспортное плечо.

По мнению экспертов *IHS Markit* — английского аналитического агентства, формирующего информационные отчеты для оценки рисков, потенциалов и перспектив для принятия значимых решений в различных бизнес-отраслях, доля нашей страны может увеличиться с нынешних 6,3% (оценка за 2021 г.) до 16,5% к 2050 г.

Что касается трубопроводных поставок газа в Европу, то он более выгоден для Евросоюза, чем экспорт СПГ из США.

ДОБЫЧА ГАЗА

Природный газ — один из наиболее привлекательных и перспективных видов топлива [1]. В про-

шедшие два десятилетия спрос на него рос в среднем на 2,3% в год¹ и он активно завоевывал новые рынки. Если в 2000 г. 74,1% спроса приходилось на Северную Америку, Европу и СНГ, то в 2021 г. 43,4% — на другие регионы.

По данным агентства *IHS Markit* валовая добыча газа² в мире по итогам 2020 г. достигла 3882,4 млрд м³ (–3,5% к уровню 2019 г.). В газодобыче лидировала Северная Америка — 28,8% мирового объема (1116,6 млрд м³). Доля Европы и стран бывшего СССР составила 28,2% (1094,8 млрд м³), стран АТР — 17,1% (665,3 млрд м³), Ближнего Востока — 16,1% (624,2 млрд м³), Африки — 5,7% (221,9 млрд м³), Латинской Америки — 4,1% (159,6 млрд м³). К числу крупнейших мировых производителей относятся:

1) **США**, которые возглавили рейтинг крупнейших мировых производителей газа, добывая около 854,0 млрд м³ газа, сместившие в 2012 г. Россию с первой строчки рейтинга вследствие резкого роста добычи в этой стране сланцевого газа и частичного отказа от строительства и использования угольных электростанций. Если в 2010 г. уголь обеспечивал на угольных электростанциях 45,8% всей генерации электроэнергии в США, то к 2021 г. этот показатель снизился до 25,1% при удвоении используемых объемов газа, что позволило Б. Обаме выдвинуть идею сокращения парниковых газов при генерации электроэнергии [2]. Внедрение в промышленную эксплуатацию эффективных технологий добычи газа из залежей сланцевых пород в США стало ключевым событием, вызвавшим значительные изменения конъюнктуры мировых рынков в газовой сфере, обусловившие возникновение возможности увеличения экспорта газа;

2) **Иран**, остающийся одним из крупнейших производителей газа. Хотя добыча им газа сократилась в 2020 г. на 2,1% к уровню 2019 г. и составила 218,5 млрд м³, вследствие ограничения внутреннего потребления (спрос на газ в стране в 2020 г. уменьшился на 0,7%, или на 1,6 млрд м³ до 203,9 млрд м³), эта страна может внести наиболее существенный вклад в увеличение предложения природного газа в мире благодаря газоконденсатному месторождению «Южный Парс» рас-

¹ IHS Markit Eurasian Gas Export Outlook. April 2021. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3956006?connectPath=Search&searchSessionId=fed78a69-65d5-421b-897d-0e3e131fc458>.

² Использован коэффициент перевода 1 млрд куб. футов = 35,3 млрд м³.

положенному в Персидском заливе приблизительно в 100 км от береговой линии. Использование потенциала этого месторождения к 2030 г. может обеспечить более 50% объема всего добываемого газа страны.

Экономические санкции, введенные против Ирана в конце 2011 г. США, странами Евросоюза и Совбезом ООН в ответ на отказ прекратить реализацию ядерной программы, сдерживали до недавнего времени развитие газовой отрасли страны. Но в январе 2016 г., после выполнения обязательств по ядерной программе эти ограничения были сняты, в том числе запрет на привлечение в газовую отрасль иностранных компаний. К 2050 г. согласно прогнозу агентства *IHS Markit*³ добыча газа может увеличиться в 1,4 раза, до 312,6 млрд м³. Благодаря низкой стоимости добычи газа на новых месторождениях, равной 50 долл. США за 1 тыс. м³, Иран, находящийся в выгодном географическом положении, остается конкурентоспособным экспортером газа как на европейском, так и на азиатском рынках;

3) **Катар**. Несмотря на незначительное снижение добычи газа в 2020 г. по оценкам Международного энергетического агентства (далее — МЭА)⁴ до 167,4 млрд м³ (в 2019 г. — 167,6 млрд м³), добыча газа существенно увеличилась после отмены в 2018 г. моратория на дальнейшее использование возможностей месторождения «Северное», расположенном в Персидском заливе к северо-востоку от Катара и являющемся одним из крупнейших в мире. По оценкам МЭА⁵ добыча природного газа в Катаре к 2040 г. может превысить 300,0 млрд м³. Планируется расширение производственных мощностей по сжижению газа на фоне усиливающейся конкурентной борьбы на мировом рынке, где наибольшую опасность для Катара представляют проекты Австралии и США несмотря на низкую стоимость добычи газа на уровне 45 долл. США за 1 тыс. м³, что даже с учетом затрат на сжижение делает катарский газ конкурентоспособным на мировом рынке газа [3];

4) **Канада**, добывающая 168–174 млрд м³ газа в год;

5) **Норвегия**, где добыто в 2020 г. около 122 млрд м³ газа;

6) **Австралия**, где добыто 145,9 млрд м³ газа в 2020 г. на шельфовом месторождении Карнарвон [3], но после выхода на проектную мощность других шельфовых месторождений, а также начала извлечения метана из угольных пластов в бассейне Сурат-Бовен общая добыча газа может превысить к 2040 г. 160 млрд м³. Однако цена австралийского газа остается высокой на азиатском газовом рынке в связи с тем, что на экспорт поставляется в основном СПГ;

7) **Туркмения**, где в 2020 г. добыто 60,5 млрд м³. Основные надежды на повышение добычи газа связаны с группой месторождений Южный Иолотань, Осман, Минара, которые в 2011 г. были объединены в одно гигантское месторождение Галканыш (*Galkynysh gas field*), которое может стать вторым в мире по объемам запасов после разрабатываемого совместно Ираном и Катаром месторождения «Южный Парс Северное». Благодаря более интенсивной разработке месторождения Галканыш может быть обеспечен рост производства газа к 2050 г до 110 млрд м³, а экспорт — до 82,9 млрд м³;

8) **страны Африки**. Если по состоянию на начало 2021 г. общее производство газа африканскими государствами составляло 221,9 млрд м³ (около 5,7% мировой добычи) и практически не влияло на совокупное предложение газа в мире, то при благоприятном стечении обстоятельств к 2050 г. оно может превысить 498 млрд м³ благодаря разработке месторождений бассейна Ровума в Мозамбике, шельфа Танзании и добычи сланцевого газа в ЮАР;

9) **Саудовская Аравия, Малайзия, Индонезия.**

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Цены на газ в различных регионах мира существенно разнятся, что объясняется системой регулирования цен на эти углеводороды. Экономическая привлекательность использования газа, так же как любого другого источника энергии, обуславливается двумя составляющими: ценой и объемами потребления. В этой связи одним из наиболее перспективных видов энергоресурсов, способных изменить в долгосрочной перспективе энергетические и торговые балансы многих стран, могут стать газовые гидраты или гидраты природного газа — кристаллические образования газа, на-

³ IHS Markit Eurasian Gas Export Outlook. April 2021. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3956006?connectPath=Search&searchSessionId=fed78a69-65d5-421b-897d-0e3e131fc458>.

⁴ URL: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-natural-gas-information-statistics_naturgas-data-en.

⁵ URL: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-natural-gas-information-statistics_naturgas-data-en.

пример, метана и воды, внешне похожие на лед и представляющие собой твердую массу белого цвета, образовавшуюся в определенных термобарических условиях — невысокой температуре или большом давлении. Один объем газогидрата может содержать от 160 до 180 объемов чистого природного газа. Получить газогидраты можно даже при нуле градусов Цельсия и давлении в 25 атмосфер. Они еще называются «горящим льдом» из-за своей способности гореть и взрываться при нагреве и считаются одними из потенциальных источников энергии против традиционных полезных ископаемых. Чаще всего благоприятные условия для формирования газогидратов встречаются в районах с холодным климатом.

Исследования газовых гидратов ведут США, Канада, Китай, Норвегия, Германия, Франция, Индия, Республика Корея, Россия, но наиболее активно — Япония, которая уже приступила к их экспериментальной добыче.

Разработка газогидратных месторождений сопряжена с решением сложной научно-технической проблемы, заключающейся в том, что газогидраты находятся в стабильном состоянии только на глубине под высоким давлением, и при их извлечении метан рассеивается в атмосфере. До настоящего времени не разработаны промышленно эффективные технологии добычи газогидратов, хотя уже японская компания *Japan Oil, Gas & Metals National Corp.* заявила о начале пробной разработки подводного газогидратного месторождения. Безопасная и эффективная добыча газогидратов в случае успешного решения этой проблемы обещает стать альтернативой извлечению природного газа.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА

По оценкам агентства *IHS Markit* потребление газа в мире по итогам 2020 г.⁶ составило 3808 млрд м³ (–2.7% к уровню 2019 г.). Европа и страны бывшего СССР обеспечили 29,5% мирового потребления (1123,3 млрд м³), Северная Америка — 27,3% (1039,6 млрд м³), АТР — 22.2% (845,4 млрд м³), Ближний Восток — 13,1% (500,3 млрд м³), Латинская Америка — 4,1% (154 млрд м³), Африка — 3,8% (145,3 млрд м³).

⁶ The 2021 IHS Markit Energy and Climate Scenarios: Global gas summary // Strategy Report. Energy and Climate Scenarios. July 2021. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3274463?connectPath=EnergyClimateScenario&LandingPage.Home.FeaturedResearch>.

Крупнейшим потребителем газа в 2020 г. были США (838,4 млрд м³). С 2009 г. его использование в стране возросло на 34,5%, что обусловлено снижением цен на внутреннем рынке из-за роста добычи сланцевого газа. Потребление газа в России⁷ в последние годы стагнирует и в 2020 г. составило 460,5 млрд м³. Иран продолжает наращивать поставки газа на внутренний рынок (рост потребления с 2004 по 2020 г. — 123% до 203,9 млрд м³), чему способствует реализация программ газификации страны и возрастающие потребности в электроэнергии. В Китае резкий рост потребления газа в 7,1 раза с 2005 по 2020 г. обусловлен вводом и расширением производственных мощностей. В Японии увеличение потребления спроса на газ в 2012–2020 гг. было вызвано временным выводом из эксплуатации АЭС. К настоящему времени в Китае, Японии, Республике Корея и Индии сложилась некая неопределенность в отношении спроса на газ. В Японии это связано с проблемами развития атомной энергетики, в Китае — с экологией, в Республике Корея — с взаимоотношениями с КНДР, в Индии — с взаимоотношениями с Китаем.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОВОГО РЫНКА НА РЫНКАХ АЗИАТСКИХ СТРАН

Kumai. За последние десять лет спрос на первичную энергию в Китае в связи с экономическим ростом резко вырос.

Если до 1993 г. Китай экспортировал нефть, в настоящее время он вынужден импортировать до 50% ее общего объема потребления и основным ресурсом в структуре потребления энергии считает газ. В КНР разведаны месторождения традиционного природного газа, угольного метана и сланцевого газа. По состоянию на конец 2020 г. доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн м³ (4,5% мировых запасов), основные из которых сосредоточены в провинциях Сычуань (Сычуаньский бассейн), Шэньси (бассейн Ордос), Цинхай (бассейн Кайдам) и Синьцзян-Уйгурским автономном районе (Таримский и Джунгарский бассейны). Запасы газа на шельфе Восточно-Китайского моря оцениваются в 150 млрд м³, на шельфе Южно-Китайского моря — в 1–2 трлн м³. До настоящего времени остаются неурегулированными территориальные споры с Вьетнамом, Индонезией,

⁷ Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf>.

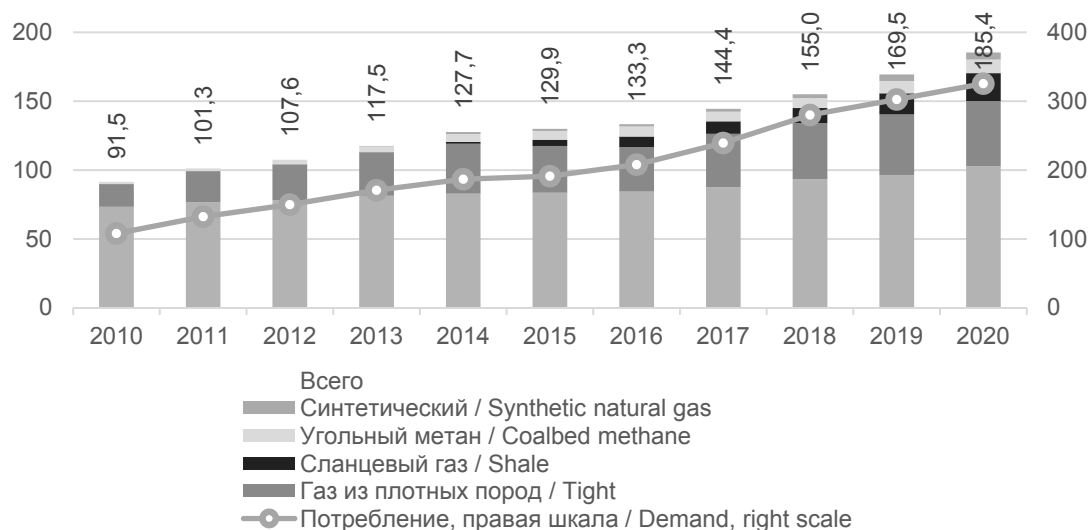


Рис. 1 / Fig. 1. Структура добычи газа в Китае и его потребление, млрд куб. м /
The structure of gas production in China and its consumption, billion cubic meters

Источник / Source: China Natural Gas Data Tables, July 2021. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7>.

Малайзией, Филиппинами и Брунеем в акватории Южно-Китайского моря, а также с Японией в акватории Восточно-Китайского моря.

Газовая промышленность в Китае долгое время развивалась медленно. В 1990 г. добыча природного газа составила по данным МЭА 15,3 млрд м³. В связи с замедлением извлечения нефти и угля интерес к газовой отрасли возрос, производство начало увеличиваться ускоренными темпами, и к 2010 г. его уровень поднялся до 91,5 млрд м³. В 2020 г. в Китае было добыто, 185,4 млрд м³ газа (+9,4% к 2019 г.) (рис. 1).

В 2020 г. потребление природного газа в Китае⁸ составило 325,5 млрд м³, на 7,6% превысив уровень 2019 г. Ключевым фактором роста потребления стало исполнение государственных программ экологической направленности. В одной из них под названием «Битва за голубое небо» была поставлена задача к отопительному сезону 2020 г. перевести более 7 млн домохозяйств на севере Китая с угля на «чистые» источники энергии, в том числе на природный газ. Обеспеченность внутреннего потребления собственной добычей составила 56,9%. В структуре использования первичных энергоресурсов

доля природного газа остается незначительной и составляет всего 7,9%^{9,10}. В том же 2020 г. согласно данным агентства *IHS Markit* со ссылкой на Главное таможенное управление КНР, страна импортировала 140,2 млрд м³ газа¹¹.

В 2020 г. поставки СПГ в Китай производились из 24 стран, однако 89,0% импорта сжиженного газа обеспечивалось семью странами: Австралией — 40,1 млрд м³ (43,3% общего объема), Катаром — 11,3 млрд м³ (12,2%), Малайзией — 8,4 млрд м³ (9,1%), Индонезией — 7,1 млрд м³ (7,6%), Россией — 7,0 млрд м³ (7,6%), США — 4,4 млрд м³ (4,8%) и Папуа–Новой Гвинеей — 4,2 млрд м³ (4,5%). После расширения Панамского канала поставки газа из Северной Америки на рынки Китая, Японии и Южной Кореи подешевели, что сделало американского топлива в регионе конкурентоспособным, к тому же транспортные расходы в себестоимости СПГ

⁹ IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. Version 1.0. <https://connect.ihsmarkit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview>.

¹⁰ Согласно плану развития газовой отрасли КНР к 2025 г. общее потребление природного газа должно достичь 443,2 млрд м³, а его доля в структуре энергопотребления превысить 9%.

¹¹ Топливо-энергетический комплекс КНР. М.: ЦДУ ТЭК, 2019.

⁸ Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annualreport-2020-ru.pdf>.

занимают меньшую долю, чем затраты на добычу и сжижение газа.

В последнее время западные корпорации предлагают Китаю свои технологии добычи сланцевого газа¹², которая в 2020 г. находилась на уровне 20,15 млрд м³ (10,9% к общему производству газа в стране).

Реформа цен на газ в КНР и снижение мировых цен на углеводородное сырье замедлили повышение спроса на импортируемый газ и подтолкнули Китай к максимально возможному наращиванию внутреннего производства природного ресурса, в том числе угольного метана (около 9,9 млрд м³ в 2020 г.). Его общий объем в Китае составляет 10,8 трлн м³.

В Китае действуют три магистральных газопровода, преобладают же разобщенные трубопроводы небольшой длины, соединяющие места добычи газа с ближайшими потребителями природного газа. Однако в перспективе предполагается сооружение новых крупных магистральных трубопроводов. Согласно базовому прогнозу компании *CNPC* и 14-ому пятилетнему плану КНР (2021–2025 гг.) потребление газа в стране к 2025 г. достигнет 429 млрд м³, а к 2030 г. — 585 млрд м³. Специалисты Института экономики энергетики Японии¹³ и иные международные организации и консалтинговые учреждения¹⁴ также прогнозируют достаточно высокие темпы роста спроса на газ в Китае: с 2020 г. по 2030 г. они составят в среднем 4,8% в год, снижаясь до 1,2% в 2030–2050 гг. (в базовом сценарии). Потребление газа вырастет согласно прогнозу с 326 млрд м³ в 2020 г. до 522 млрд м³ в 2030 г. и до 661 млрд м³ в 2050 г., а его доля в суммарном энергопотреблении страны возрастет к 2050 г. до 16,5% в базовом варианте (14,8% по прогнозу компании *IHS Markit*) и 15,6% — в альтернативном варианте (рис. 2).

Быстрыми темпами развивается атомная энергетика — намечено увеличение общей мощности атомных блоков с нынешних 50 ГВт до 252 ГВт в 2050 г. По оценкам агентства *IHS Markit* к 2050 г. на КНР будет приходиться 50,7% мирового производства электроэнергии, вырабатываемой АЭС,

в то время как в 2020 г. этот показатель не превышал 13,6%¹⁵ [8].

Япония. В 2020 г. в структуре первичного потребления энергии Японии преобладали нефть (40,0%) и уголь (26,7%). В этой связи правительство поставило задачу к 2050 г. снизить указанные показатели на 41,7 и 51,9%, до 92,3 и 51,9 млн т соответственно¹⁶ за счет увеличения удельного веса возобновляемых источников энергии и частично газа. В условиях неопределенности перспектив развития АЭС, сокращения абсолютного потребления нефти и угля спрос на энергию можно сбалансировать только благодаря расширению использования природного газа.

Япония использует в основном СПГ. Лишь незначительный объем [около 2,2% (2,3 млрд м³) в 2020 г.] общего потребления газа добывается внутри страны. Будучи крупнейшим в мире импортером СПГ, Япония в 2020 г. уменьшила поставки газа на 3,1%, до 106,7 млрд м³ (74,9 млн т). В связи с падением цен на топливно-энергетические ресурсы в денежном выражении расходы на импорт СПГ снизились на 24,7% (–9,9 млрд долл. США), до 30,1 млрд долл. США. Крупнейшими поставщиками СПГ в Японию являлись Австралия — 29,2 млн т (39,0% импорта), Малайзия — 10,6 млн т (14,1%), Катар — 8,9 млн т (11,8%), Россия — 6,1 млн т (8,2%), США — 4,8 млн т (6,4%), Бруней — 3,9 млн т (5,2%) и Папуа–Новая Гвинея — 3,5 млн т (4,7%). Япония занимает первое место в мире по суммарным мощностям регазификационных СПГ-терминалов¹⁷ [14]. По состоянию на май 2021 г. в стране функционировали 54 СПГ-терминала суммарной мощностью 210 млн т в год (включая «вторичные» терминалы, осуществляющие заправку японских судов).

В настоящее время Японии хватает закупаемых объемов газа, однако перед кабинетом министров стоит задача диверсификации поставок — из стран Ближнего Востока поступает около 16,5% общего импорта СПГ, а нестабильность и военные конфликты в этом регионе вызывают у японского правительства серьезные опасения.

¹² IHS Markit Eurasian Gas Export Outlook — April 2021 // IHS Markit. April 2021. <https://connect.ihsmarkit.com/document/show/phoenix/3956006?connectPath=Search&searchSessionId=fed78a69-65d5-421b-897d-0e3e131fc458>.

¹³ IEJ Outlook 2021. Energy Transformation in Post Corona World. The Institute of Energy Economics, Japan. March 2021. <https://eneken.ieej.or.jp/data/9417.pdf>.

¹⁴ IEA (2020), World Energy Outlook 2020, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/557a761b-en>.

¹⁵ IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. Version 1.0. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview>.

¹⁶ IEA (2021), Japan 2021 Energy Policy Review, IEA Energy Policy Reviews, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/72bb987a-en>

¹⁷ GIIGNL 2021 Annual Report // GIIGNL. May 2021. https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/giignl_2021_annual_report_apr27.pdf.

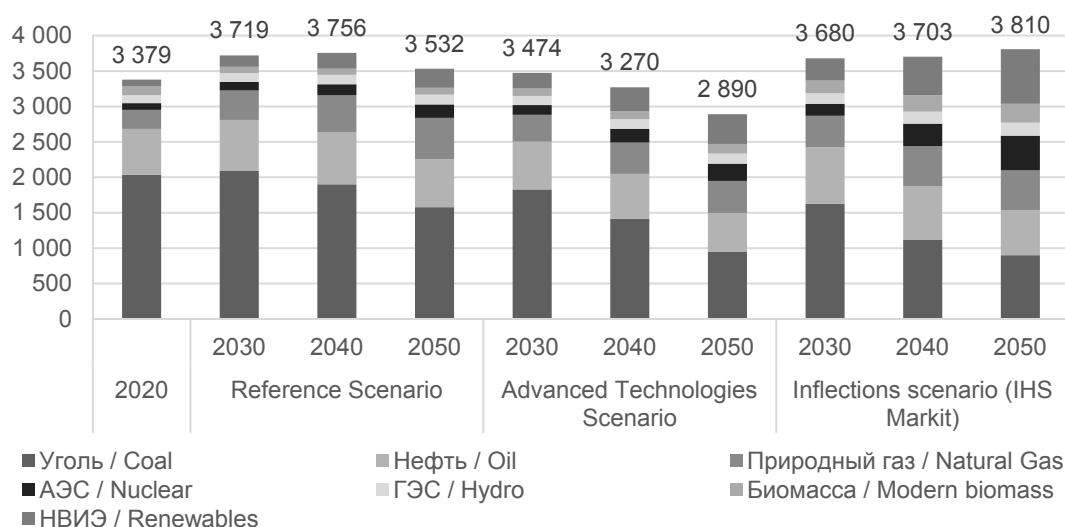


Рис. 2 / Fig. 2. Прогноз потребления первичной энергии в Китае, млн т /
Forecast of primary energy consumption in China, million tons

Источник / Source: IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. Version 1.0. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview>.

Республика Корея. Извлекаемые запасы природного газа в Республике Корея составляют 5–6 млрд м³ и сосредоточены они в пределах открытого в 1998 г. газоконденсатного месторождения Тонхе, расположенного на шельфе Японского моря. В июле 2004 г. компания *Korea National Oil Corporation* (далее — *KNOC*) приступила к его коммерческой разработке, а в июле 2016 г. началась тестовая добыча на месторождении Тонхе-2. В 2020 г. общий объем добычи газа в стране составил всего 184 млн м³ (–23,2% к 2019 г.), что соответствует 0,4% объема внутреннего потребления. Добываемый газ по подводному трубопроводу протяженностью 68 км транспортируется на сушу, где производится его очистка и подача в систему газоснабжения страны. Южная Корея не располагает промышленными запасами нефтяного сырья¹⁸ и не ведет добычу на своей территории, что обуславливает значительный интерес южнокорейских компаний к реализации соответствующих проектов за рубежом.

Республика Корея занимает 4-е место в мире по объемам импортируемой нефти (включая газовый конденсат) после Китая, США и Индии, 3-е место после Японии и Китая по импорту СПГ. Физические объемы поставок СПГ в страну в 2020 г. по данным

различных источников разнятся. В настоящей статье в целях анализа используются данные агентства *IHS Markit*, согласно которым в 2020 г. объем импорта составил 58,4 млрд м³ (+0,8% к 2019 г., или 40,8 млн т). В числе крупнейших поставщиков были Катар — 9,2 млн т (22,5% общего объема импорта СПГ), Австралия — 8,4 млн т (20,5%), США — 5,9 млн т (14,5%), Малайзия — 5,0 млн т (12,3%), Оман — 4,0 млн т (9,7%).

Регазификацию обеспечивают семь СПГ-терминалов суммарной мощностью 106,0 млн т.

Рассматривая энергетический баланс страны в целом, необходимо отметить, что в 2020 г. основой первичного потребления энергии являлись нефть (42,7%), уголь (23,2%) и природный газ (16,4%)¹⁹.

В результате ускоренного строительства атомных электростанций Республика Корея в 2020 г. вышла на 5-е место в мире по выработке электроэнергии на АЭС (после США, Китая, Франции и России) и на 6-е место — по установленным мощностям (после США, Франции, Китая, Японии и России). Ожидается, что электрогенерация на АЭС к 2024 г. вырастет на 29% до 205 млрд кВт ч, а затем будет постепенно снижаться. Одновременно с поддержкой атомной отрасли правительство субсидирует газовую генера-

¹⁸ Доказанные запасы нефтяного сырья Республики Корея незначительны (около 350 тыс. т) и сосредоточены на шельфе Японского моря.

¹⁹ IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. Version 1.0. <https://connect.ihsmarkit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview>.

цию и уделяет внимание развитию возобновляемых источников энергии.

Индия. Нефтегазовый сектор играет важную роль в экономике Индии. Она входит в число 10 крупнейших потребителей электроэнергии в мире. Эксперты агентства *IHS Markit* (прогноз от июля 2021 г.) полагают, что по приросту потребления энергоносителей к 2050 г. Индия выйдет на 1-е место в мире (около 27,9%, в том числе на нефть придется 82,1%, газ — 7,3%).

По данным энергетического концерна *BP* на конец 2020 г. Индия располагала 10,3% мировых запасов угля, 0,3% — нефти, 0,7% — газа. Природный газ (объемы доказанных запасов — 1,3 трлн м³, 21-е место в мире) становится в стране все более предпочтительным топливом в силу своей экологической и экономической привлекательности, поэтому повышенное внимание в энергетической политике уделяется именно газовому сектору. Разведанные запасы природного газа в Индии оцениваются в 1 трлн м³ и сосредоточены преимущественно на шельфовых месторождениях вдоль западного побережья в районе Бомбейского свода и восточного побережья штата Андхра Прадеш, а также на северо-востоке страны в штате Ассам. В 2020 г. в Индии было добыто 28,7 млрд м³ природного газа, тогда как текущий спрос превышает добычу почти в 2,4 раза. Необходимость в топливе постоянно растет и по оценкам экспертов при текущем уровне добычи разведанных запасов природного газа Индии хватит не более чем на 30 лет.

Оценочные запасы метана угольных пластов, сосредоточенные в 11 штатах, по состоянию на апрель 2020 г. составляли 2,6 трлн м³.

Растущий спрос на электроэнергию вынудил власти Индии в начале 2000-х гг. начать импорт газа в виде СПГ. В 2020 г. поставки осуществлялись из 18 стран, всего было импортировано 37,4 млрд м³, но основная доля (39,5%) поступила из Катара.

В настоящее время рассматривается возможность реализации двух крупных проектов транспортировки трубопроводного газа на территорию Индии: «Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия» (далее — ТАПИ) и «Мьянма–Бангладеш–Индия». Предполагается, что газопровод «ТАПИ» соединит месторождения Галкыныш на юге Туркменистана транзитом через Афганистан (Герат, Кандагар) с рынками Пакистана (Кветта, Мултан) и Индии (выход на территорию страны в г. Фазилка на границе с Пакистаном). Проектная мощность газопровода

составит 33 млрд м³ в год; протяженность — 1814 км (из них по территории Туркменистан — 214 км, Афганистана — 774 км, Пакистана — 826 км). Маршрут, сроки строительства и инвесторы проекта «Мьянма–Бангладеш–Индия» пока не определены. До 2010 г. рассматривалась также возможность строительства газопровода «Иран–Пакистан–Индия», однако в июне 2010 г. Индия вышла из проекта. В 2020 г. переговоры возобновились.

ПРОГНОЗ МИРОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Согласно базовому варианту прогноза экспертов агентства *IHS Markit* от июля 2021 г. ожидается, что темпы роста спроса на газ до 2050 г. составят в среднем 0,9% в год (рис. 3), мировой спрос на голубое топливо вырастет более чем на 32,2% по сравнению с 2020 г. и достигнет 5035,6 млрд м³. Ближайшие 30 лет, по мнению экспертов, станут «эрой газа», но не во всех регионах мира.

Рост спроса на газ в развивающихся странах будет обусловлен увеличением потребления электроэнергии. Ожидается, что потребление газа в промышленности этих стран до 2050 г. будет расти быстрыми темпами одновременно с развитием соответствующих отраслей экономики.

Основной прирост спроса на газ ожидается в развивающихся странах Азии, доля потребляемого ими объема, по мнению экспертов, вырастет в мировом масштабе с 16,9% в 2020 г. до 25,4% в 2050 г. Ожидается, что к 2050 г. Китай увеличит потребление газа на 350 млрд м³ (до 661 млрд м³). На Ближнем Востоке прогнозируется увеличение спроса на газ на 51,4%, а в Африке к 2050 г. — в 2,4 раза, что обусловлено нуждами электроэнергетики, где угольная генерация преобладает в энергобалансе по сравнению с другими видами производства электроэнергии. Сокращение выбросов CO₂ угольными электростанциями в вышеприведенных регионах становится одной из первоочередных задач.

В Европейском союзе с 2013 по 2020 г. потребление газа и угля в генерации электроэнергетики снизилось при возрастании доли возобновляемых источников энергии (в том числе солнечной).

Согласно прогнозу агентства *IHS Markit* государства, входящие в Евросоюз, к 2050 г. планируют сократить потребление газа до 192,1 млрд м³ как в силу низких темпов экономического роста на фоне активного энергосбережения, так и в результате политики, направленной на продвижение альтер-

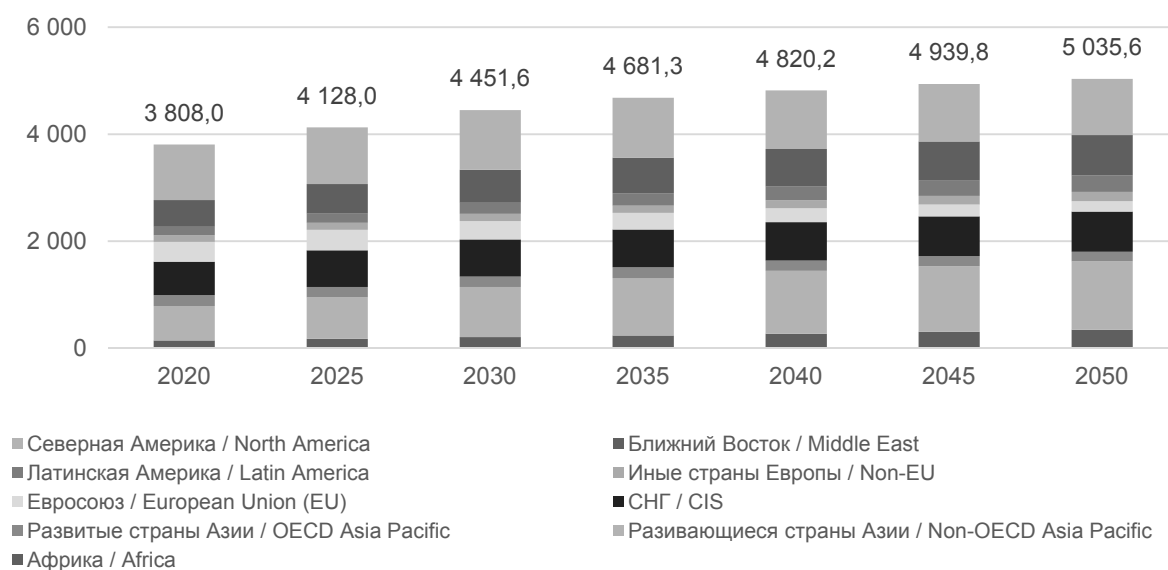


Рис. 3 / Fig. 3. Прогноз мирового потребления газа (базовый сценарий), млрд куб. м / Forecast of global gas consumption (baseline scenario), billion cubic meters

Источник / Source: IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. Version 1.0. URL: <https://connect.ihsmarkit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview>. точены на шельфе Японского моря.

нативных источников энергии. Производство газа продолжит снижаться и сократится к 2050 г. на 66,7% (к уровню 2020 г.) своей добычи.

Потенциал производства новых месторождений, которые будут введены в эксплуатацию в течение следующих пяти лет, ограничен сложной геологией и отдаленностью активов. Месторождения, планируемые к введению в эксплуатацию до 2030 г., добавят к общей добыче 30 млрд м³, тогда как объем выпавшей добычи на зрелых месторождениях по сравнению с 2020 г. составит около 45 млрд м³.

В случае с Алжиром наряду с истощением зрелых месторождений увеличивается внутренний спрос на электроэнергию, что вынуждает правительство перенаправлять часть добычи на собственные нужды. Катар в среднесрочной перспективе, т.е. до 2030 г., не планирует масштабного наращивания производства и экспорта СПГ.

Согласно прогнозам консалтинговых компаний и международных организаций политика энергетического перехода и декарбонизации Евросоюза, направленная на ужесточение экологических требований, а также использование возобновляемых источников (объем государственного финансирования на эти цели до 2030 г. составит более 1 трлн евро) приведут к снижению потребления газа начиная с 2023 г. По их подсчетам к 2050 г. потребление газа в Старом Свете снизится на 179 млрд м³ по сравнению с 2020 г.

Ожидается, что в будущем спрос на газ снизится в Республике Корея и Японии. Весь остальной мир продолжит наращивать потребление газа.

ВЫВОДЫ

Согласно долгосрочным прогнозам развития энергетики (базовые сценарии) к 2040 г. природный газ будет удовлетворять 24–26% мировой потребности в энергии и станет вторым по величине топливом после нефти.

Причины расширения использования природного газа на Ближнем Востоке понятны — ведь он может заменить нефть. В США значительные поставки газа идут на электростанции для выработки электроэнергии. В то же время 80% прогнозируемого роста потребности в природном газе приходится на страны Азии, прежде всего Китай и Индию, которые большую часть природного газа вынуждены импортировать.

При использовании природного газа выделяется меньше загрязнений, чем от других видов ископаемого топлива, и в этом заключается его преимущество. Однако конкуренцию газу составляет возобновляемая энергетика, которая совсем не загрязняет атмосферу.

В долгосрочной перспективе рынок СПГ может компенсировать потери некоторых стран при их переходе на другой вид топлива, когда будут вы-

водиться из эксплуатации старые генерирующие мощности.

Таким образом, потребление природного газа в ключевых регионах мира согласно долгосрочным прогнозам будет только расти. Дальнейшее наращивание его объемов зависит от строительства

регазификационной структуры как в странах, уже импортирующих СПГ, так и планирующих стать его новыми потребителями. В этих условиях для российского природного газа открываются значительные перспективы расширения экспорта углеводорода и тем самым увеличения своего присутствия в Азии.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнецов А.М., Савельев В.И., Бахтизина Н.В. Мировой рынок природного газа: современные тенденции и перспективы развития. *Вестник МГИМО-Университета*. 2012;22(1):273–277.
2. Зуев А. XXI век под знаком газа. *ТЭК России*. 2016;(4):13–17.
3. Зуев А. Новые производители углеводородов — кто они? *ТЭК России*. 2016;(4):20–23.
4. Зуев А. Газовый рынок Северо-Восточной Азии. *ТЭК России*. 2016;(11):15–19.

REFERENCES

1. Kuznetsov A.M., Saveliev V.I., Bahtizina N.V. Global natural gas market: current tendencies and development prospects. *Vestnik MGIMO-Universiteta = MGIMO Review of International Relations*. 2012;22(1):273–277. (In Russ.).
2. Zuev A. XXI century under the sign of gas. *TEK Rossii = Fuel and Energy Complex of Russia*. 2016;(4):13–17. (In Russ.).
3. Zuev A. New producers of hydrocarbons — who are they? *TEK Rossii = Fuel and Energy Complex of Russia*. 2016;(4):20–23. (In Russ.).
4. Zuev A. Gas market of North-East Asia. *TEK Rossii = Fuel and Energy Complex of Russia*. 2016;(11):15–19. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Дмитрий Игоревич Кондратов — кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник Института экономики РАН, Москва, Россия
dmikondratov@yandex.ru

ABOUT THE AUTHOR

Dmitry I. Kondratov — Cand. Sci. (Econ.), Leading Researcher at the Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
dmikondratov@yandex.ru

Статья поступила 15.11.2021; принята к публикации 20.01.2022.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The article was received 15.11.2022; accepted for publication 20.01.2022.

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