

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

Научная статья

УДК 339.564.2

doi:10.37614/2220-802X.4.2022.78.003

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Михаил Васильевич Ульченко¹, Сергей Владимирович Федосеев²

^{1,2}Институт экономических проблем имени Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, Апатиты, Россия

¹m.ulchenko@ksc.ru, ORCID 0000-0002-5227-1772

²s.fedoseev@ksc.ru, ORCID 0000-0002-1224-2213

Аннотация. В настоящее время экологическая повестка, а также вопросы снижения выбросов углекислого газа в атмосферу — мировой тренд. В таких условиях развитые страны открыто и активно заявляют о своих планах по переходу с угля на природный газ и возобновляемые источники энергии в энергопотреблении. При этом рынок сжиженного природного газа (СПГ) развивается такими темпами, что уже через 10–15 лет, по оценкам экспертов, обойдет рынок трубопроводного. Тем не менее, значительный рост цен на голубое топливо в конце 2021 г. и первой половине 2022 г. поставил под сомнение реальность следования выбранному курсу в ближайшей перспективе. Определены основные импортеры СПГ по итогам 2021 г. (Китай, Япония, Южная Корея, Тайвань и Индия), а также ключевые экспортеры (Австралия, Катар, США, Россия, Нигерия, Алжир, Малайзия, Оман и Индонезия). Исследование показало, что в среднесрочной перспективе значительно нарастить объемы добычи природного газа и производства СПГ смогут Катар, США и Россия. Австралия, несмотря на статус крупнейшего экспортера СПГ по итогам 2021 г., из-за дефицита природного газа на внутреннем рынке нарастить объемы экспорта в ближайшее время не сможет. Целью работы являлся анализ основных тенденций развития мирового рынка СПГ в новых геополитических условиях и перспектив реализации российских арктических СПГ-проектов. Научная новизна состоит в определении потенциальных возможностей крупнейших поставщиков СПГ в части увеличения объемов добычи и экспорта на горизонте планирования 5–8 лет. Следующим этапом работы станет оценка перспектив реализации российского и американского СПГ на рынке стран Европейского союза (ЕС) и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Ключевые слова: сжиженный природный газ, экспорт, импорт, производство, Арктика, рынок

Благодарности: исследование выполнено в рамках темы «Взаимодействие глобальных, национальных и региональных факторов в экономическом развитии Севера и Арктической зоны Российской Федерации» по государственному заданию Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук».

Для цитирования: Ульченко М. В., Федосеев С. В. Тенденции развития мирового рынка сжиженного природного газа и перспективы реализации российских арктических проектов // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 4. С. 40–57. doi:10.37614/2220-802X.4.2022.78.003

DEVELOPMENT OF INDUSTRIES AND SECTORS OF THE ECONOMY IN THE NORTH AND THE ARCTIC

Original article

TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF THE GLOBAL LIQUEFIED NATURAL GAS MARKET AND PROSPECTS FOR THE IMPLEMENTATION OF RUSSIAN ARCTIC PROJECTS

Mikhail V. Ulchenko¹, Sergey V. Fedoseev²

^{1,2}Luzin Institute for Economic Studies of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Russia

¹m.ulchenko@ksc.ru, ORCID 0000-0002-5227-1772

²s.fedoseev@ksc.ru, ORCID 0000-0002-1224-2213

Abstract. The environmental agenda, as well as issues of reducing carbon dioxide emissions into the atmosphere, are currently treated as a global trend. In such conditions, developed countries openly and actively declare their plans to switch from coal to natural gas and renewable energy sources in their energy consumption. At the same time, the liquefied natural gas (LNG) market is developing at such a pace that in 10–15 years, according to experts, it will bypass the pipeline market. Nevertheless, a significant increase in prices for “blue fuel” at the end of 2021 and the first half of 2022 called into question the reality of following the chosen course in the near future. The study identified the main LNG importers by the end of 2021 (China, Japan, South Korea, Taiwan and India), as well as the key exporters (Australia, Qatar, USA, Russia, Nigeria, Algeria, Malaysia, Oman and Indonesia). The analysis showed that in the medium term, Qatar, the United States and Russia will be able to significantly increase the volume of natural gas and LNG production. Australia, despite its status as the largest exporter of LNG by the end of 2021, due to the shortage of natural gas in the domestic market, will not be able to increase export volumes in the near future. The purpose of the study is to analyze the main trends in the development of the global LNG market in new geopolitical conditions and to determine the

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

prospects for the implementation of Russian Arctic LNG projects. The scientific novelty of the work lies in determining the potential of the largest LNG suppliers in terms of increasing the LNG production and export regarding the forthcoming 5–8 years. The next stage of the work will be the assessment of the prospects for the sale of Russian and American LNG in the European Union and the Asia-Pacific region markets.

Keywords: liquefied natural gas, export, import, production, Arctic, market

Acknowledgments: the research was carried out within the topic "Interaction of global, national and regional factors in the economic development of the North and the Arctic zone of the Russian Federation" within the state assignment of the Federal Research Centre "Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences".

For citation: Ulchenko M. V., Fedoseev S. V. Trends in the development of the global liquefied natural gas market and prospects for the implementation of Russian Arctic projects. Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo porjadka [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2022, no. 4, pp. 40–57. doi:10.37614/2220-802X.4.2022.78.003

Введение

Негативное влияние человеческой деятельности на климат и биологическое разнообразие нашей планеты сделало ключевой повесткой XXI в. борьбу за экологию. В такой ситуации правительства большинства стран, в первую очередь развитых, таких как ЕС, Япония, США и др., объявили о переходе к зеленой экономике, концепция которой предполагает снижение негативной нагрузки на природные активы, при этом рост природного капитала способствует росту качества жизни населения планеты. В целях снижения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов (декарбонизации) многие предприятия отказываются от использования угля и переходят на природный газ, который является не только экологически более чистым видом топлива, но и дает больше энергии, около 30 МДж при сжигании 1 м³ против 25 МДж при сжигании 1 м³ угля [1]. Однако конечной целью этих стран является замещение углеводородных и ядерных источников энергии возобновляемыми (ВИЭ) — ветровой и солнечной. По итогам 2020 г. в странах ЕС доля энергии, полученной ВИЭ для генерации электричества, составила 38 %, тогда как на ископаемое топливо пришлось лишь 37 %¹. Правда, уже в следующем году доля ВИЭ в генерации электричества, несмотря на рекордный рост мощностей (на 8 %, до 236 ГВт), сократилась до 37 %, основной причиной стали неблагоприятные природные условия — слишком низкая скорость ветра. Для удовлетворения возросших потребностей в энергетических ресурсах страны ЕС были вынуждены увеличить объемы потребления природного газа. Однако спрос на голубое топливо вырос не только в странах ЕС, ускоренные темпы восстановления экономик стран АТР после ослабления ограничений из-за снижения темпов распространения коронавирусной инфекции спровоцировали значительный рост цен на природный газ. Уже осенью 2021 г. его стоимость достигала 2,2 тыс. долл. США за 1000 м³, а в 2022 г. превысила отметку 3 тыс. долл. США за 1000 м³.

Несмотря на все попытки развитых стран заменить ископаемое топливо альтернативными источниками энергии, объемы потребления того же природного газа постоянно растут. На рис. 1 представлены данные о мировом потреблении первичной энергии, из которых можно сделать вывод, что доля ВИЭ в нем постоянно растет, как и доля природного газа, при этом доля угля сокращается [2, 3].

Методика исследования

В статье проведен анализ основных тенденций развития мирового рынка СПГ, определены ключевые факторы, оказывающие на него влияние, а также перспективы реализации российских арктических СПГ-проектов. В рамках исследования применялись основные формы и методы экономического анализа. Вся используемая статистическая информация получена из официальных источников — Федеральной службы государственной статистики (Росстата) и Статистических обзоров мировой энергетики за 2011–2021 гг. компании BP.

Анализ статистических данных показал, что ключевыми поставщиками СПГ на мировом энергетическом рынке в последние годы выступают Австралия, Катар, США, Россия, Малайзия, Оман, Нигерия, Индонезия и Алжир. С применением форм факторного анализа были определены основные факторы, оказывающие влияние на потенциальные возможности главных поставщиков в части увеличения объемов производства и экспорта СПГ: объем доказанных запасов природного газа, возможность увеличения объемов добычи и производства СПГ, динамика внутреннего потребления и ее влияние на объемы экспорта. С помощью экономико-математических и статистических методов были определены потенциальные возможности ключевых поставщиков СПГ в части увеличения объемов добычи природного газа, а также производства и экспорта СПГ на горизонте планирования 5–8 лет.

¹ Европейская экономика озеленилась // Коммерсантъ. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4661999?ysclid=l7s566u9ob135187341> (дата обращения: 10.07.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

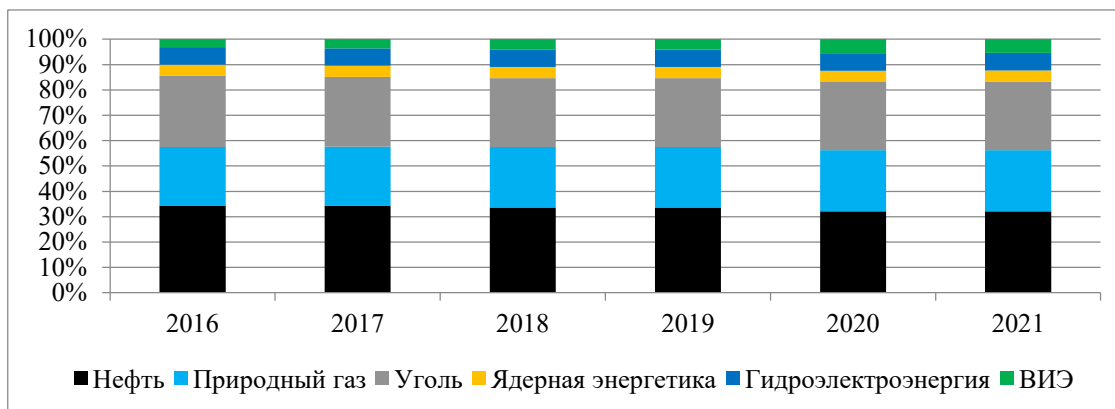


Рис. 1. Общемировое потребление первичной энергии (Статистический обзор мировой энергетики 2021 года // BP. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 10.07.2022))

Результаты и обсуждение

Для транспортировки СПГ практически в любую точку планеты необходимы только терминалы, оборудованные для приема специальных судов, что создает максимально благоприятные предпосылки для развития данного рынка [4, 5]. За период с 1970 по 2021 гг. объемы производства СПГ выросли более чем в сто раз, и, по оценкам экспертов, такая тенденция сохранится и в среднесрочной перспективе.

По сравнению с трубопроводным газом СПГ имеет и еще ряд определяющих преимуществ: при искусственном охлаждении до -160°C природный газ переходит в жидкое состояние, при котором он становится нетоксичным и негорючим, а его объем уменьшается в 600 раз, что немаловажно, учитывая необходимость перевозки на значительные расстояния.

В новых геополитических условиях, когда страны ЕС и ряд других государств под давлением США вводят различные санкции, в том числе и в энергетическом секторе, в отношении Российской Федерации, ограничивая возможности российских компаний в использовании современных технологий и привлечении дополнительных финансовых средств для реализации проектов по освоению шельфа арктических морей, препятствуя реализации взаимовыгодных проектов, таких как «Северный поток — 2», увеличение объемов производства СПГ, перенаправление сырьевых потоков и поиск новых рынков сбыта — первостепенные задачи отечественных производителей СПГ [6, 7].

То, что около 90 % российского природного газа добывается в регионах Арктической зоны Российской Федерации с суровыми природно-климатическими

условиями хозяйствования, на самом деле дает несколько определяющих преимуществ [8]. Во-первых, использование низких температур окружающей среды (природного холода) позволяет значительно снизить затраты на охлаждение природного газа при его сжижении. Такая технология, запатентованная компанией ПАО «Новатэк», получила название «Арктический каскад» и успешно применяется при реализации проекта «Ямал-СПГ»². Нужно помнить о том, что сам процесс сжижения очень энергоемкий и затратный в зависимости от завода: на сжижение может уходить до четверти от первоначального объема газа. Во-вторых, это расположение арктических регионов. Основная часть российского природного газа добывается на Уренгойском, Тазовском и Заполярном месторождениях, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. При этом осуществлять доставку СПГ, учитывая благоприятную климатическую обстановку последних лет и освобождение ото льда акваторий арктических морей, удобно и в страны АТР, которые являются основными импортерами СПГ, и в страны ЕС, которые, несмотря на все заявления об отказе от российского природного газа, продолжают его покупать, правда, в большей степени это трубопроводный газ.

Учитывая основные положения Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года³, а также Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации⁴, отечественные компании при реализации СПГ-проектов могут рассчитывать на значительную помощь со стороны государства.

² ПАО «Новатэк» // Проект «Ямал СПГ». URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/yamal-lng/> (дата обращения: 25.07.2022).

³ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года // Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 12.08.2022).

⁴ Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации // Правительство РФ. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPA d7SE.pdf> (дата обращения: 14.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

Основные меры государственной поддержки компаний, участвующих в проектах по производству СПГ, будут рассмотрены далее.

Современный энергетический кризис, который был спровоцирован значительным и, что самое главное, преждевременным снижением инвестиций в разработку традиционных углеводородных энергоресурсов, при попытке перехода к зеленой экономике спровоцировал значительный рост цен на природный газ. При этом частичный отказ ряда стран ЕС от российского трубопроводного газа только усилил эту тенденцию. В результате стали расти цены и на другие энергоносители, а спрос на СПГ ожидаемо превысил предложение. Добавим сюда остановку «Северного потока — 1», а также возросшие потребности в энергии восстанавливающихся экономик ряда стран ЕС и получим благоприятные условия для дальнейшего развития рынка СПГ, вероятно, ускоренными темпами.

Таким образом, основной целью исследования является анализ основных тенденций развития мирового рынка СПГ в новых геополитических условиях и определение перспектив реализации российских арктических СПГ-проектов. Для достижения обозначенной цели в рамках статьи целесообразно решить следующие задачи: 1) выявить страны, являющиеся крупнейшими импортерами и экспортерами СПГ; 2) сформулировать потенциальные возможности крупнейших производителей и экспортеров СПГ на горизонте планирования до 2028–2030 гг.; 3) определить, какие из запланированных к реализации российских арктических СПГ-проектов будут претворены в жизнь в ближайшей перспективе; 4) обозначить место Российской Федерации на рынке СПГ на горизонте планирования до 2028–2030 гг.

Научная новизна работы состоит в определении потенциальных возможностей крупнейших поставщиков СПГ в части увеличения объемов добычи и экспорта СПГ на горизонте планирования 5–8 лет с помощью статистических и математико-экономических методов.

Современное состояние рынка СПГ

Несмотря на предположения экспертов о том, что рынку природного газа потребуется еще несколько

лет для выхода на допандемийный уровень⁵, уже по итогам 2021 г. мировое потребление превысило отметку в 4,1 трлн м³. При этом рынок СПГ показал положительную динамику и по итогам 2020 г., и по итогам 2021 г. (3 и 5,4 % соответственно). Общий объем глобального рынка СПГ достиг отметки в 528 млрд м³ (382,6 млн тонн)⁶.

Ключевыми факторами, способствовавшими мировому росту объемов потребления СПГ в 2021 г., стали: 1) частичный отказ ряда стран АТР от угля (Японии, Китая, Южной Кореи) и ядерной энергии (Японии) в пользу природного газа; 2) переход стран ЕС с угля на природный газ и ВИЭ, причем если страны АТР не обозначают четких сроков замены угля природным газом и другими возможными ВИЭ, то та же Германия официально объявила полный отказ от угля уже к 2038 г.⁷; 3) ускоренные темпы восстановления экономик стран ЕС и АТР после снятия ряда ограничений из-за снижения темпов распространения коронавирусной инфекции; 4) общий рост числа конечных потребителей СПГ (так, по итогам 2021 г. таких стран стало более сорока, тогда как семь лет назад их было всего 26); 5) снижение объемов добычи природного газа в странах ЕС. Расположенное в Нидерландах месторождение Гронинген — крупнейшее месторождение природного газа в Европе, извлекаемые запасы более 440 млрд м³. При этом из-за нестабильной сейсмической обстановки планировалось остановить добычу и закрыть месторождение уже к середине 2022 г. Стоит отметить, что еще в 2013 г. объем добычи природного газа здесь превышал отметку в 50 млрд м³ [2, 9, 10]. Однако начиная с 2014 г. добыча планомерно сокращалась, правда, окончательная остановка переносилась сначала на 2021 г., а потом на 2022 г. Учитывая складывающуюся непростую геополитическую обстановку и стремление стран ЕС снизить зависимость от российского газа, все чаще слышны призывы перенести сроки остановки добычи газа на месторождении на неопределенный срок⁸.

Согласно данным, представленным на рис. 2, ключевыми импортерами СПГ на протяжении последних 5–6 лет остаются Китай, Япония, страны ЕС, Южная Корея, Индия и Тайвань.

⁵ Fitch ожидает, что на полное восстановление мирового рынка газа уйдет несколько лет // Агентство Fitch. URL: https://finance.rambler.ru/markets/44250786/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink (дата обращения: 15.08.2022).

⁶ Рынок СПГ становится дефицитным // Морские вести России. URL: <http://www.morvesti.ru/themes/1694/94761/> (дата обращения: 25.08.2022).

⁷ ВИЭ стали в 2020 году главным источником электричества в ЕС, у газа выросла доля // Made for minds. Экономика и аналитика. URL: <https://www.dw.com/ru/vije-teper-glavnyj-istochnik-jelektrichstva-v-es/a-56339064> (дата обращения: 14.02.2021).

⁸ Нидерланды могут продлить добычу газа на месторождении с сейсмоактивностью // Информационная группа «Интерфакс». URL: <https://www.interfax.ru/world/847167> (дата обращения: 25.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

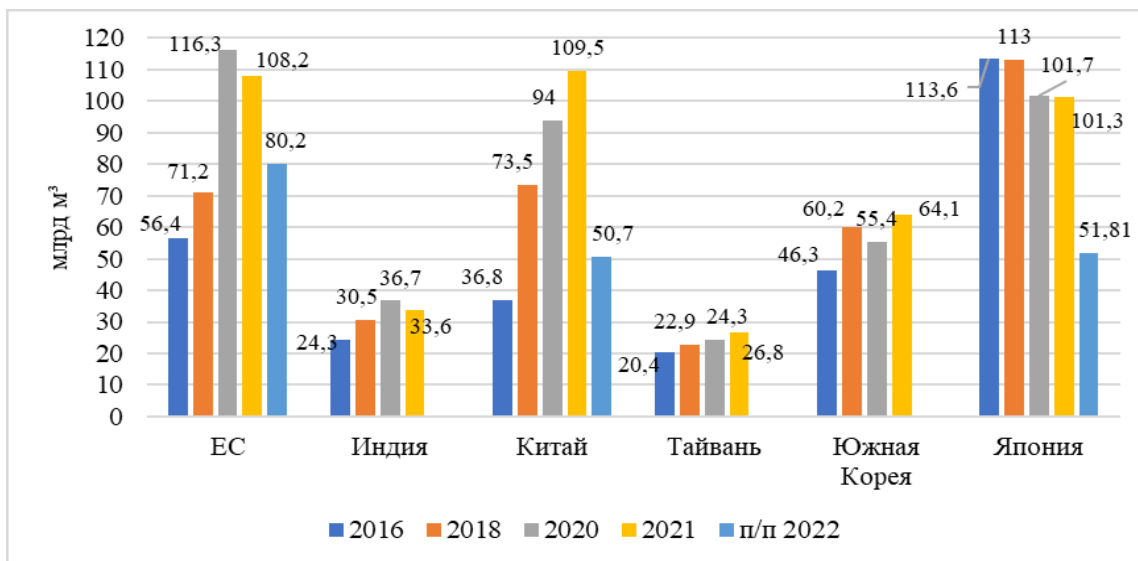


Рис. 2. Ключевые импортеры СПГ по итогам 2021 г. [2], млрд м³

Главным импортером СПГ в мире по итогам 2021 г. стал Китай — 109,5 млрд м³ (79,3 млн тонн), следом идут Япония — 101,3 млрд м³ (73,4 млн тонн) и Южная Корея — 64,1 млрд м³ (46,44 млн тонн). При этом объем прироста импорта СПГ Китая — 15 %, Японии — 2 %, Южной Кореи — 17 %.

В совокупности страны ЕС являются вторым по величине импортером СПГ — 108,2 млрд м³ (78,4 млн тонн) с общим объемом прироста — 5,9 %. Тайвань также ежегодно увеличивает объемы закупок примерно на 1,25 млрд м³ (0,91 млн тонн). В то же время Индия сократила объемы закупок с 36,7 (26,59 млн тонн) до 33,6 млрд м³ (24,34 млн тонн).

Стоит отметить, что поставки СПГ в страны ЕС в 2021 г. были неравномерными, в первых трех кварталах отмечалось существенное снижение объемов импорта по сравнению с аналогичными периодами 2020 г. (на 20, 7 и 8 %), а в четвертом был отмечен значительный рост (на 38 %). Это можно объяснить установившимися ценами на СПГ: в первом, втором и третьем кварталах СПГ на рынках стран АТР был более чем на 50 % дороже, а в четвертом квартале только на 10 %. В результате объемы поставок в страны АТР во второй половине года сократились, а в страны ЕС, наоборот, возросли. Доля российского СПГ в общем объеме поставленного в страны ЕС СПГ — 17,8 % (14 млн тонн).

Ключевыми экспортерами СПГ в последние десять лет являются Австралия, Катар, США, Россия, Малайзия, Нигерия, Алжир, Индонезия и Оман (рис. 3). По итогам 2021 г. они экспортировали следующие объемы СПГ: Австралия — 108,1 млрд м³ (78,32 млн тонн),

Катар — 106,8 млрд м³ (77,38 млн тонн), США — 95 млрд м³ (68,82 млн тонн), Россия — 39,6 млрд м³ (28,69 млн тонн), Малайзия — 33,5 млрд м³ (24,27 млн тонн), Нигерия — 23,3 млрд м³ (16,88 млн тонн), Алжир — 16,1 млрд м³ (11,66 млн тонн), Индонезия — 14,6 млрд м³ (10,58 млн тонн), и Оман — 14,2 млрд м³ (10,29 млн тонн).

На рисунке 3 представлены данные об основных экспортерах СПГ в период с 2011 по 2021 г.

Обращают на себя внимание два важных факта: во-первых, это значительное увеличение объемов экспорта американского СПГ, во-вторых, это первое за последние десять лет снижение объемов производства и экспорта российского СПГ.

Сокращение объемов производства российского СПГ по итогам 2021 г. с 30,43 до 30,1 млн тонн объясняется плановым ремонтом завода «Сахалин-2»⁹. А вот почти двукратное увеличение объемов экспорта американского СПГ (практически до 69 млн тонн) стало откровением.

Доля девяти крупнейших экспортеров в общем объеме мирового экспорта СПГ по итогам 2021 г. достигла 85,9 %. Поскольку основной целью исследования является определение перспектив реализации российских СПГ-проектов, целесообразно определить потенциальные возможности увеличения объемов производства и экспорта СПГ основных конкурентов. То, что спрос на СПГ будет продолжать расти и дальше, сомнений не вызывает, такая тенденция сохранялась и в условиях пандемии, когда отмечалось общее падение мирового производства [7].

⁹ «Сахалин Энерджи» возобновило производство СПГ на предприятии «Сахалин-2» // Портал для недропользователей «Dprom.online». URL:

<https://dprom.online/oilngas/sahalin-enerdji-vozobnovilo-proizvodstvo-spg-na-predpriyatii-sahalin-2/> (дата обращения: 16.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

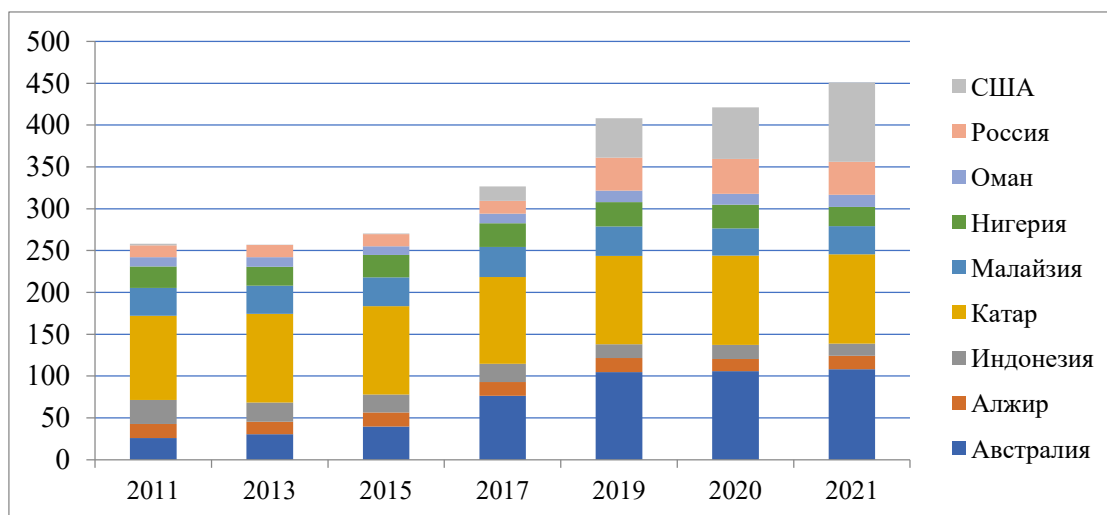


Рис. 3. Основные экспортеры СПГ в период с 2011 по 2021 гг., млрд м³ (Источники: [2], Федеральная служба государственной статистики // Внешняя торговля. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11193> (дата обращения: 16.08.2022))

Оман

Оман — государство, расположенное на юго-востоке Аравийского полуострова, с численностью населения 3,7 млн человек. Доказанные запасы природного газа составляют порядка 0,85 трлн м³.

Несмотря на то что практически 75 % территории страны — это пустыни, основные месторождения расположены именно в центральной ее части — Abu Butabul, Makarem, Saih Nihayda, Saih Rawl и Khazen. Большую часть доказанных запасов природного газа (51 %) контролирует государственная компания Petroleum Development Oman (PDO) и компания BP Oman (около 44 %) ¹⁰.

В настоящее время на территории Омана функционирует два завода по производству СПГ — Oman LNG мощностью 7 млн тонн (9,7 млрд м³), введен в эксплуатацию в 2000 г., и Qalhat LNG — 3,55 млн тонн (4,9 млрд м³), функционирует с 2006 г. С 2013 г. функции оператора двух заводов выполняет Oman LNG, основными акционерами являются японские Mitsubishi и Mitsui (по 2,8 %), британская Shell (30 %), французская Total (5,5 %), корейская Korea LNG (5,0 %), японская Itochu (0,9 %), Partex (2,0 %) и правительство Омана (51 %) ¹¹.

По итогам 2021 г. экспорт СПГ достиг отметки в 14,2 млрд м³ (10,36 млн тонн). Основными импортерами оманского СПГ стали Южная Корея, Япония, Индия, Китай и Тайвань. При этом Оман является не только экспортером СПГ, но и импортером трубопроводного газа. В летний период, когда предприятия электроэнергетики остро нуждаются в дополнительных объемах природного

газа (1,5–2 млрд м³), он импортируется из Катара по трубопроводу EGDS через территорию Объединенных Арабских Эмиратов.

Основываясь на том, что в настоящее время не идут строительство и проектировка новых заводов по производству СПГ, а также учитывая довольно ограниченный объем доказанных запасов природного газа и рост потребностей экономики Омана в дополнительных объемах газа, можно сделать вывод о том, что экспорт оманского СПГ на уровне 9–10 млн тонн (12,4–13,8 млрд м³) сохранится и в ближайшие 5–7 лет.

Индонезия

Индонезия — одно из самых больших государств, расположенных в Юго-Восточной Азии. По состоянию на конец 2021 г. разведанные запасы природного газа оцениваются в 2,9 трлн м³ — одиннадцатое место в мире. Значительная часть этих запасов (более 70 %) сосредоточена в море, на шельфе острова Натуна, на береговом шельфе Явы и Ириана, а также на шельфе Восточного Калимантана. Крупнейшими компаниями, контролирующими добычу и экспорт природного газа (включая СПГ) и нефти, являются государственные компании SKK Migas и Pertamina. Также на энергетическом рынке Индонезии присутствуют и иностранные компании — BP, Chevron и ExxonMobil.

За десятилетний период с 2011 по 2021 гг. объемы добычи природного газа сократились с 82,7 до 59,3 млрд м³, как и объемы экспорта СПГ — с 28,7 до 14,6 млрд м³. Предназначенный

¹⁰ Оман создаёт энергетическую компанию для привлечения капитала // Gas and Money. URL: <https://gasandmoney.ru/glavnoe/oman-sozdayot-energeticheskuyu-kompaniyu-dlya-privlecheniya-kapitala/?ysclid=l7tg5kpedz295108434> (дата обращения: 18.08.2022).

¹¹ Газовая промышленность Омана // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/3/912/?ysclid=l7tgbr2qz937462719 (дата обращения: 20.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

для экспорта в 2021 г. СПГ был направлен в Китай (6,6 млрд м³), Японию (2,6 млрд м³), Южную Корею (3,3 млрд м³) и Тайвань (1,6 млрд м³).

Перспективы увеличения объемов добычи природного газа и увеличения объемов производства СПГ не столь однозначны. С одной стороны, в первой половине 2021 г. успешно реализован проект итальянской компании Eni по запуску добычи природного газа на месторождении Merakes (запасы около 57 млрд м³), расположенном в Восточном Калимантане. Поступающий с месторождения газ для сжижения доставляется на завод Bontang LNG и предназначен для удовлетворения внутренних потребностей страны. С другой стороны, все три крупных проекта по производству СПГ — “Tangguh Train — 3”, “Indonesia Deepwater Development” и “Abadi” — общей стоимостью более 35 млрд долл. США к середине 2022 г. еще не реализованы. При этом, если реализация проекта “Tangguh Train — 3” смещена по срокам (с конца 2021 г. на конец 2022 г.), то информации о планах по реализации двух других крупных проектов (“Abadi” и “Indonesia Deepwater Development”) пока нет¹².

В случае успешного запуска проекта “Tangguh Train — 3”, его стоимость, напомним, оценивается в 9 млрд долл. США, объемы добычи природного газа увеличатся на 0,7 млрд м³, а общий объем производства СПГ в рамках всего проекта “Tangguh LNG Train” достигнет 11,35 млн тонн [11]. Помимо государственных компаний в проекте с долей 37 % принимает участие британская BP¹³.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что, несмотря на увеличение объемов добычи природного газа на месторождении Merakes и высокую вероятность успешного запуска производства СПГ в рамках проекта “Tangguh Train — 3” уже в конце этого года, Индонезия не располагает реальным потенциалом для значительного увеличения объемов добычи природного газа и производства СПГ в краткой и среднесрочной перспективах. Можно уверенно предположить, что общий объем экспорта СПГ будет находиться на уровне 13–17 млрд м³ (9,4–12,32 млн тонн).

Малайзия

На начало 2022 г. доказанные запасы природного газа в Малайзии оцениваются в 2,4 трлн м³, а объем добычи по итогам 2021 г. достиг отметки в 74,1 млрд м³, что на 5,5 млрд м³ больше (на 8 %), чем по итогам 2020 г.¹⁴

Положительная динамика также отмечается в производстве СПГ (29,1 млн тонн (2021 г.) по сравнению с 26,6 млн тонн (2020 г.)) и объемах

экспорта (33,5 млрд м³ (24,27 млн тонн) в 2021 г. и 32,5 млрд м³ (23,55 млн тонн) в 2020 г.). Основными потребителями малазийского СПГ в 2021 г. стали страны АТР (Япония — 13,9 млрд м³ (10,07 млн тонн), Китай — 11,7 млрд м³ (8,48 млн тонн), Южная Корея — 5,3 млрд м³ (3,84 млн тонн), Таиланд — 1,5 млрд м³ (1,09 млн тонн) и Тайвань — 0,7 млрд м³ (0,51 млн тонн)).

Ключевым игроком, контролирующим добычу природного газа и нефти в стране, является государственная компания Petronas, а основным оператором по главным реализуемым в стране СПГ-проектам выступает Malaysia LNG, являющаяся ее дочерней компанией.

Главным событием в нефтегазовой отрасли Малайзии в 2022 г. стал успешный старт реализации проекта “Pegaga”, в рамках которого добываемый природный газ направляется на экспортный комплекс Bintulu LNG. Ожидается, что в перспективе объем производства СПГ в рамках этого проекта достигнет 5 млрд м³ (3,5 млн тонн).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что Малайзия обладает потенциалом для увеличения объемов производства и экспорта СПГ в краткой и среднесрочной перспективах. Можно предположить, что объем экспорта СПГ в ближайшие 5–7 лет составит 33–38 млрд м³ (23,91–27,53 млн тонн).

Алжир

Алжир является одним из крупнейших экспортеров трубопроводного и сжиженного природного газа в мире. Примечательно, что именно эта страна в 1964 г. стала первым экспортером СПГ. Разведанные запасы голубого топлива на начало 2022 г. составляют 4,3 трлн м³. По итогам 2021 г. объем экспорта СПГ составил 16,1 млрд м³ (11,66 млн тонн), что на 1,5 млрд м³ больше, чем в 2020 г. В настоящее время в Алжире функционирует четыре завода по производству СПГ (четырнадцать линий) с суммарной мощностью чуть более 34 млрд м³ (24,63 млн тонн), а главным оператором и владельцем является государственная компания Sonatrach. Очевидно, что производственные мощности СПГ-заводов задействованы лишь на 50 %, а основная часть природного газа, добываемого в Алжире, экспортируется в страны ЕС по двум газопроводам “Trans-Mediterranean” и “Medgaz”. Транспортировка природного газа по третьему газопроводу — “Magrib” — была приостановлена в ноябре 2021 г. из-за окончания сроков транзитного соглашения

¹² Eni ввела в эксплуатацию газовое месторождение «Merakes» на шельфе Индонезии // Neftegaz.ru. URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/678230-eni-vvela-v-ekspluatatsiyu-gazovoe-mestorozhdenie-merakes-na-shelfe-indonezii/?ysclid=17tgim98aj174289580> (дата обращения: 22.08.2022).

¹³ Индонезийский СПГ // LNG News.ru. URL: <https://lngnews.ru/tag/indonezijskij-spg/> (дата обращения: 23.08.2022).

¹⁴ Mubadala начала поставки природного газа с месторождения Pegaga в Малайзии на СПГ-завод в г. Бинтулу // Neftegaz.ru. URL: <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhenny-prirodnyy-gaz/730956-mubadala-nachala-postavki-prirodnogo-gaza-s-mestorozhdeniya-pegaga-v-malayzii-na-spg-zavod-v-g-bintulu/?ysclid=17godlkhz309554320> (дата обращения: 23.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

между Алжиром и Марокко. Ключевыми потребителями алжирского СПГ в 2021 г. стали: Турция — 6,1 млрд м³ (4,42 млн тонн), Франция — 4,5 млрд м³ (3,26 млн тонн) и Испания — 2,1 млрд м³ (1,52 млн тонн)¹⁵.

Несмотря на достижение рекордных показателей добычи природного газа в 2021 г. (100,8 млрд м³), маловероятно, что данные значения будут достигнуты и по итогам 2022 г. Во-первых, реально извлекаемые запасы природного газа составляют около 2 трлн м³, а большинство месторождений имеют высокий уровень выработки. Во-вторых, большая часть доказанных запасов — сланцевый газ, для добычи которого необходимы значительные запасы воды. В-третьих, местное население уже высказало свою крайне жесткую позицию относительно вопросов освоения месторождений сланцевого газа. Тем не менее, учитывая сложную геополитическую ситуацию в мире и активные поиски стран ЕС альтернативных источников получения природного газа, можно допустить, что Алжир сможет удержать уровень добычи на отметке в 100 млрд м³. Даже в этом случае основным способом поставок природного газа останутся газопроводы. При этом нужно помнить, что объем потребления природного газа внутри страны постоянно растет уже на протяжении десяти лет (в среднем на 5,5–6 % в год)¹⁶ и по итогам 2021 г. достиг отметки в 46 млрд м³.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что Алжир обладает мощностями для наращивания объемов производства СПГ, однако увеличить объемы добычи природного газа сверх значений 2021 г. в ближайшей перспективе не сможет. Очевидным успехом в кратко- и среднесрочной перспективах будет удержание значений, достигнутых по итогам прошедшего года (100 млрд м³), хотя объективных предпосылок для этого нет.

Нигерия

Нигерия — африканская страна, обладающая разведанными запасами природного газа на уровне 5,3 трлн м³. Несмотря на сравнительно небольшой уровень добычи природного газа (40–49 млрд м³ в период с 2014 по 2021 гг.), Нигерия остается одним из крупнейших поставщиков СПГ в мире. По итогам 2021 г. объем его экспорта составил 23,3 млрд м³ (16,88 млн тонн), что на 5,1 млрд м³ меньше, чем

по итогам 2020 г. Вообще, 2021 г. оказался для газовой отрасли Нигерии неудачным, общий объем добычи также сократился на 7 %, или на 3,5 млрд м³ (с 49,4 до 45,9 млрд м³)¹⁷. Основных причин здесь две: во-первых, добыча природного газа в стране привязана к добыче нефти, а она ограничена соглашением ОПЕК+; во-вторых, возникли технические проблемы, которые удалось решить только к концу 2021 г. В результате уровень добычи сократился, а несколько поставок СПГ в рамках контрактных обязательств пришлось перенести на 2022 г.¹⁸.

Все, что касается добычи и экспорта нефти и природного газа в Нигерии, контролируется государственной компанией NNPC. При этом в проектах по производству СПГ участвуют и иностранные компании, среди которых можно выделить французскую Total, китайскую Addax Petroleum, американскую ExxonMobil, итальянскую Eni и ряд других. Для совместной реализации СПГ-проектов также была создана компания Nigeria LNG, которая является головным оператором шести линий завода по производству СПГ, расположенного на острове Бонни-Айленд общей мощностью 22 млн тонн (30,37 млрд м³). В настоящее время идет строительство седьмой линии, которая позволит увеличить производственную мощность завода до 30,1 млн тонн (41,55 млрд м³). В проекте также принимают участие французская Total с долей 15 %, Shell — 25,5 % и итальянская Eni — 10,5 %. Срок ввода в эксплуатацию седьмой линии завода был запланирован на 2024 г., однако из-за ограничений, связанных с пандемией коронавируса, скорее всего, будет отодвинут на 1–2 года.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что Нигерия обладает потенциалом для увеличения объемов производства СПГ. С вводом в эксплуатацию седьмой линии завода на острове Бонни-Айленд объем экспорта СПГ может увеличиться на 8 млн тонн (11,04 млрд м³).

Австралия

По итогам 2021 г. Австралия стала крупнейшим экспортером СПГ в мире — 108,1 млрд м³ (78,21 млн тонн). Обладая значительными доказанными запасами природного газа (порядка 3,3 трлн м³) и более 11 трлн м³ сланцевого, Австралия на протяжении последних трех

¹⁵ Сколько газа Алжир поставляет в Европу? // AIF.RU. URL: https://aif.ru/money/economy/skolko_gaza_alzhir_postavlyayet_v_evropu?ysclid=I7tgqxluw1832767240 (дата обращения: 24.08.2022).

¹⁶ Газовая промышленность Алжира // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/3/980/?ysclid=I7tgv8m8t327990938 (дата обращения: 24.08.2022).

¹⁷ Сколько газа у Нигерии и кому она его продает? // AIF.RU. URL: https://aif.ru/money/economy/skolko_gaza_u_nigerii_i_komu_ona_ego_prodaet?ysclid=I7tgh6tix262364510 (дата обращения: 24.08.2022).

¹⁸ Нигерия перенесла ряд отгрузок СПГ на 2022 г., чтобы решить проблемы с падением добычи газа // Neftegaz.ru. URL: <https://neftgaz.ru/news/dobycha/698255-nigeriya-perenesla-neskolko-gruzov-spg-na-2022g-reshit-problemu-s-padeniem-dobychi-gaza-k-seredine-2/?ysclid=I7th31exj800220996> (дата обращения: 25.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

лет поддерживает экспорт СПГ на уровне 104,7–108,1 млрд м³, уступая в предыдущие два года по этому показателю только Катару¹⁹.

Увеличению экспортного потенциала способствовало строительство и ввод в эксплуатацию в последние годы сразу нескольких заводов по производству СПГ общей мощностью более 65 млрд м³ (47,7 млн тонн) — Wheatstone LNG (12,28 млрд м³, или 8,9 млн тонн), Corgon LNG (13,8 млрд м³, или 10 млн тонн), Ichte LNG (12,28 млрд м³, 8,9 млн тонн), GLNG (10,77 млрд м³, или 7,8 млн тонн), Queensland Curtis LNG (11,73 млрд м³, или 8,5 млн тонн) и Prelude FLNG (4,97 млрд м³, 3,6 млн тонн)²⁰.

Ключевыми покупателями австралийского СПГ в 2021 г. ожидаемо стали страны АТР: Китай — 43,6 млрд м³ (31,59 млн тонн), Япония — 36,3 млрд м³ (26,3 млн тонн), Южная Корея — 12,9 млрд м³ (9,35 млн тонн) и Тайвань — 8,6 млрд м³ (6,23 млн тонн). При этом, несмотря на увеличение производственных мощностей и незначительное наращивание объемов добычи природного газа (146,0, 146,1 и 147,2 млрд м³ в последние три года), существуют определенные предпосылки, которые позволяют усомниться не только в возможностях увеличения объемов экспорта СПГ, но и в возможностях его сохранения на уровне последних лет. Обращаясь к официальной статистике, можно увидеть, что объем добычи природного газа в 2021 г. увеличился на 1,2 млрд м³ по сравнению с 2020 г., а объем экспорта — на 2,1 млрд м³, разницу в 1 млрд м³ можно принять за небольшую погрешность и объяснить это снижением потребления внутри страны. Статистика это подтверждает: потребление природного газа в Австралии в отчетном году сократилось на 3,7 млрд м³, однако сокращение вызвано не снижением потребностей предприятий и физических лиц — это, скорее, вынужденная мера, обусловленная дефицитом и, как следствие, ростом цен на газ внутри страны. В настоящее время компаниями-экспортерами контролируется до 90 % от общего объема разведанного газа на Восточном побережье страны, при этом 70 % от объема добычи уходит за рубеж. Удовлетворить необходимые потребности предприятий и населения за счет газа, добываемого в других регионах, не представляется возможным, так как они в своей работе

обособлены. Ситуация на самом деле очень непростая: действующая Австралийская комиссия по конкуренции и защите прав потребителей (ACCC) уже представила свой доклад правительству, где указала на необходимость перенаправления добываемого газа на внутренний рынок. Кроме того, для обеспечения энергетической безопасности комиссия вышла с предложением

к министру ресурсов о создании Австралийского механизма внутренней газовой безопасности (ADGSM)²¹. В отчете комиссия выразила обеспокоенность ростом цен на электричество и газ в первой половине 2022 г., делая акцент на том, что дефицит природного газа на внутреннем рынке в 2023 г. будет более значительным и спровоцирует дальнейший рост цен.

На рисунке 4 представлены данные об объеме добычи, экспорта СПГ и внутреннем потреблении природного газа за период с 2011 по 2021 гг.

Учитывая контрактные обязательства австралийских компаний, можно предположить, что в ближайшие 5–7 лет нижняя граница объема экспорта австралийского СПГ будет находиться на отметке в 82–88 млрд м³ (60–65 млн тонн). При этом, исходя из данных об уже введенных в эксплуатацию линий заводов, предназначенных для производства СПГ, максимально возможный, но реально недостижимый объем экспорта — 114,5 млрд м³ (83 млн тонн).

Катар

Катар, по оценкам специалистов, занимает третье место в мире по доказанным запасам природного газа (23,8 трлн м³) и пятое место по объемам добычи по итогам 2021 г. (177 млрд м³). Оставаясь крупнейшим экспортером СПГ на протяжении многих лет, в 2021 г. Катар уступил пальму первенства Австралии. При этом усилившаяся конкуренция на рынке стран АТР способствует освоению новых рынков. Так, по итогам отчетного года объем экспорта СПГ в страны ЕС достиг 22,5 млрд м³ (16,3 млн тонн) — более 21 % от общего объема экспортируемого Катаром СПГ. На рисунке 5 представлены данные об объемах добычи и потребления природного газа, а также об объемах экспорта СПГ.

¹⁹ Австралия стала крупнейшим в мире экспортером СПГ в 2021 году // Интерфакс. URL: <https://www.interfax.ru/business/814801> (дата обращения: 25.08.2022).

²⁰ Сжиженные надежды: австралийский рынок СПГ в условиях энергоперехода // Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика». URL: <https://energypolicy.ru/a-pogosyuan-szhizhennye-nadezhdy-avstraljskij-rynok-spg-v-usloviyah>

energooperehoda/regiony/2020/15/23/?ysclid=17th9x466m638584924 (дата обращения: 26.08.2022).

²¹ LNG exporters must divert gas to the domestic market to avoid shortfalls // Australian Competition and Consumer Commission. URL: <https://www.accc.gov.au/media-release/lng-exporters-must-divert-gas-to-the-domestic-market-to-avoid-shortfalls> (дата обращения: 27.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

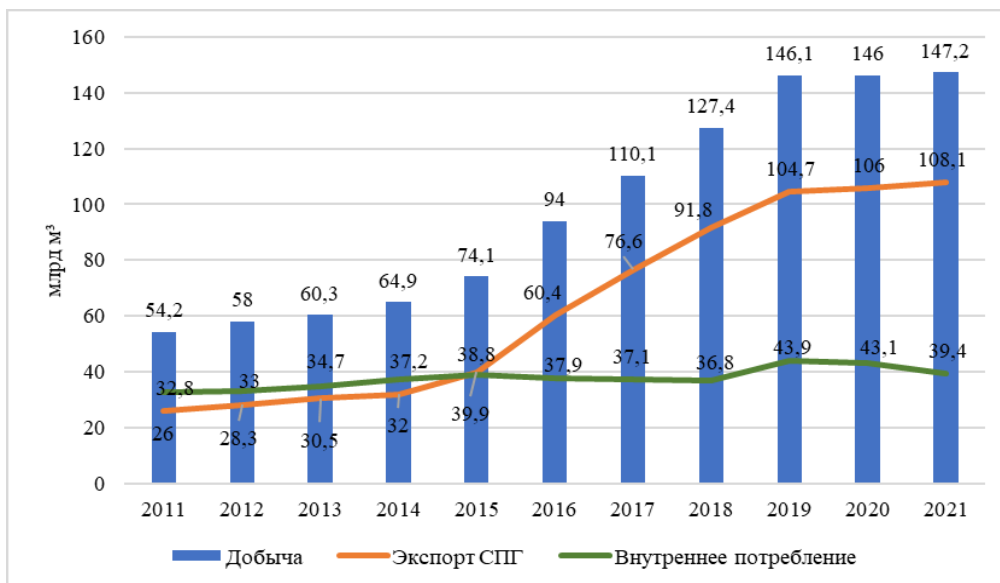


Рис. 4. Объем добычи, внутреннего потребления и экспорта австралийского СПГ в период с 2011 по 2021 гг., млрд м³ [2]

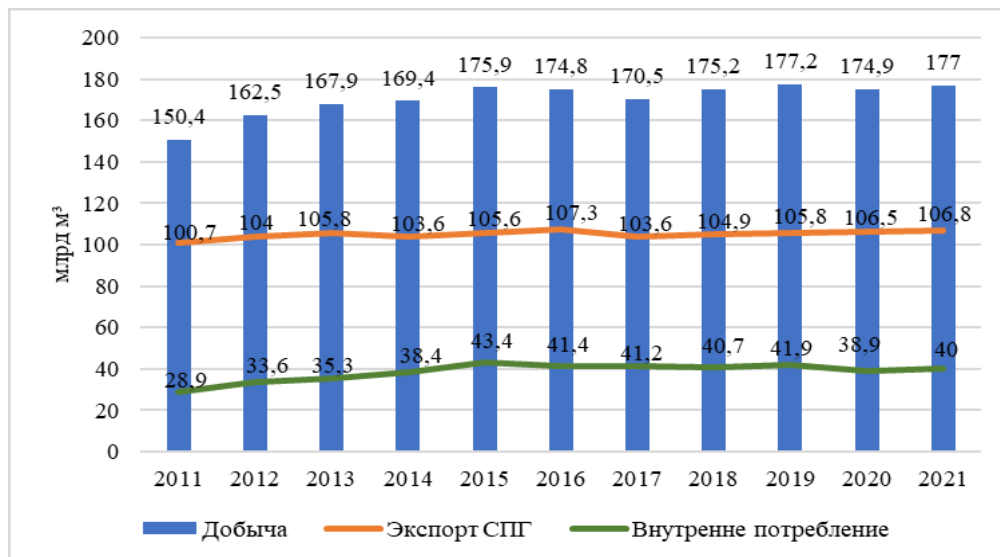


Рис. 5. Объем добычи, внутреннего потребления и экспорта катарского СПГ в период с 2011 по 2021 гг., млрд м³ [2]

В начале 2021 г. компанией Qatar Petroleum было объявлено о принятии положительного инвестиционного решения и начале разработки одного из крупнейших в мире месторождений природного газа — Северного. По оценкам специалистов, именно на этом месторождении сосредоточены основные запасы природного газа Катара — 13,9 трлн м³. Стоит напомнить, что Qatar Petroleum — государственная компания, занимающаяся всеми вопросами, касающимися добычи и экспорта природного газа и нефти. Сам проект получил название “North Field East” и предполагает строительство четырех линий завода

по производству СПГ мощностью 8 млн тонн (11,04 млрд м³) каждая. Стоимость проекта составляет около 29 млрд долл. США, а запуск намечен на конец 2025 г. После введения в эксплуатацию всех четырех линий производственные мощности Катара составят 110 млн тонн (152,83 млрд м³). При этом к концу 2026 г. планируется реализовать еще один проект в рамках освоения месторождения Северного — “North Field South”, будут построены две линии завода общей мощностью 16 млн тонн (22,08 млрд м³)²².

В июне 2022 г. министром энергетики Катара была официально озвучена и компания, которая станет

²² Спрос на будущий СПГ Катара вдвое превысил предложение // Текно://Блог. URL: <https://teknoblog.ru/2021/06/24/112328?ysclid>

=l7thlgaz9i148724846 (дата обращения: 27.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

ключевым партнером Qatar Petroleum в рамках реализации проекта “North Field East”, — французская TotalEnergies (с долей в 6,25 %). Также предполагается, что в проекте примут участие еще несколько зарубежных компаний — британская Shell и американские Exxon Mobil и ConocoPhillips.

Увеличение объемов производства СПГ с 77–78 до 126 млн тонн (174 млрд м³) уже к 2028 г. ставит вопрос о возможностях транспортировки. В настоящее время Катар обладает крупнейшим танкерным флотом в мире (55 судов), способным перевозить весь производимый в стране СПГ. Однако для транспортировки дополнительных объемов потребуется строительство еще нескольких современных танкеров. Договоренность с крупнейшими компаниями Южной Кореи — Samsung Heavy Industries, Hyundai Heavy Industries и Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering — уже достигнута, а общая сумма контракта — 19 млрд долл. США.

Таким образом, Катар обладает необходимыми запасами природного газа и активно ведет строительство новых заводов по производству СПГ, что делает его ключевым игроком на этом рынке. При этом, учитывая низкую себестоимость катарского

СПГ, а также сложную геополитическую обстановку, именно Катар может не только усилить свои позиции на рынке стран АТР, но и стать одним из ключевых поставщиков СПГ на европейском рынке. Предполагаемый объем экспорта СПГ к 2030 г. составит 126 млн тонн.

США

По итогам 2021 г. США заняли третье место в мире по объему экспорта СПГ — 95 млрд м³ (68,83 млн тонн), и это почти в полтора раза больше, чем по итогам 2021 г. (61,3 млрд м³). Столь бурные темпы роста экспортных поставок вызваны следующими причинами: во-первых, значительным ростом цен на СПГ как в странах ЕС, так и в странах АТР; во-вторых, повышенным спросом на него в этих странах из-за аномально холодной зимы; в-третьих, ростом экспортного потенциала США, обеспеченного вводом в эксплуатацию новых производственных линий; в-четвертых, незапланированной остановкой ряда СПГ-заводов по всему миру. На рисунке 6 представлены данные об объемах добычи и внутреннего потребления природного газа, а также об объемах экспорта СПГ в 2011–2021 гг.

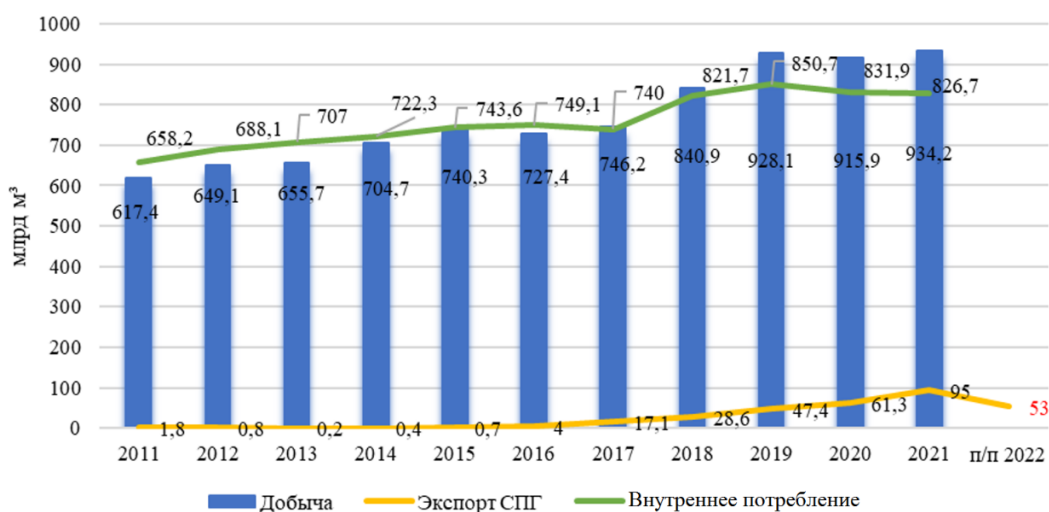


Рис. 6. Объем добычи, внутреннего потребления и экспорта американского СПГ в период с 2011 по 2021 гг., млрд м³ [2]

Из представленных на рисунке 6 данных видно, что начиная с 2016 г. объем экспорта американского СПГ постоянно растет, причем в независимости от того, растет или сокращается общий объем добычи. При этом нужно отметить, что США продолжают ежегодно импортировать значительные объемы трубопроводного газа (68,2 млрд м³ в 2020 г. и 78,1 млрд м³ в 2021 г.) и не столь значительные объемы СПГ (1,3 млрд м³ в 2020 г. и 0,6 млрд м³ в 2021 г.).

Столь быстрый путь от самого крупного импортера СПГ в мире до одного из крупнейших экспортеров

США проделали всего за пару десятилетий. Это объясняется разработкой и активным применением технологии фрекинга, которая позволила оперативно нарастить объемы добычи сланцевых пород нефти и природного газа.

Примечательно также и то, что изначально американский СПГ уходил на рынок стран АТР (2017–2018 гг. более 60 % от общего объема), где цена на газ была значительно выше, однако с ростом цен на СПГ в странах Европы изменилось и направление поставок. Так, по итогам 2021 г. на европейский рынок было поставлено уже более

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

30 млрд м³ СПГ (32,4 % от общего объема экспорта), а по итогам первой половины 2022 г. — 37,6 млрд м³, что составляет более 70 % от его общего объема. Это обусловлено частичным отказом ряда стран ЕС и Великобритании от российского газа и активными попытками — не всегда удачными — заменить его поставками из США, Алжира, Норвегии и Азербайджана²³.

На конец 2021 г. производственные мощности американских СПГ-заводов составляли 95,4 млрд м³ (69,4 млн тонн), однако уже к концу 2022 г. они достигнут отметки в 115 млрд м³ (83,3 млн тонн) после ввода в эксплуатацию шестой линии завода Sabine Pass LNG и увеличения производства в рамках проекта “Corpus Christi LNG” до 24,3 млрд м³ (17,5 млн тонн) с 21,2 млрд м³ (15,3 млн тонн). В результате в ближайшие два года американские СПГ-заводы будут обладать крупнейшими производственными мощностями — 83,3 млн тонн. Для сравнения: производственные мощности австралийских СПГ-заводов на начало 2021 г. — 83 млн тонн (114,5 млрд м³), а заводов Катара — 78 млн тонн (108 млрд м³)²⁴.

При этом уже одобрено строительство нового (восьмого) завода по производству СПГ (Golden Pass LNG) мощностью 16 млн тонн, или 22 млрд м³, к 2025 г., а также ожидается принятие решения по расширению производства на трех уже действующих. Производственные мощности к 2028–2030 гг. могут составить до 126 млн тонн (174 млрд м³). Однако здесь возникает вопрос о возможностях увеличения объемов добычи природного газа, поскольку рост экспорта СПГ уже спровоцировал значительное повышение цен на газ на американском внутреннем рынке и явное недовольство населения страны.

Таким образом, можно предположить, что при сохранении сверхвысоких цен на газ США в состоянии нарастить объемы производства СПГ до 100 млн тонн после окончания строительства завода Golden Pass LNG. Однако говорить о том, что объем производства может быть доведен до отметки в 126 млн тонн к 2028–2030 гг. пока не принято окончательное инвестиционное решение по расширению производства на уже действующих заводах (Cameron LNG, Freeport LNG и Corpus Christi LNG) преждевременно.

Россия

В настоящее время в Российской Федерации реализуется несколько проектов по производству СПГ. Первым успешным проектом стал «Сахалин-2», проектная мощность завода по сжижению — 9,6 млн

тонн (13,25 млрд м³) [12–15]. Оператором является компания «Сахалин Энерджи», 50 % акций плюс одна акция принадлежат ПАО «Газпром», еще 27,5 % (минус одна акция) британской Shell, 12,5 и 10 % — японским Mitsui и Mitsubishi. Однако после начала спецоперации на Украине компания Shell объявила о выходе из совместного проекта, а в конце июня 2022 г. по указу Президента РФ все имущество компании «Сахалин Энерджи» перешло в собственность России. Зарубежным участникам проекта дан месяц на уведомление Правительства РФ о своем согласии / несогласии получить доли в новом операторе проекта «Сахалин-2». По состоянию на конец августа 2022 г. японские компании заявили о своем дальнейшем участии в проекте, а Правительство РФ дало согласие на передачу им тех же долей, что были у них в предыдущем операторе — «Сахалин Энерджи». Возвращаясь к вопросу о производственных мощностях проекта, необходимо отметить, что, несмотря на проектную мощность в 9,6 млн тонн, по итогам 2020 г., благодаря увеличению производственных возможностей, было произведено 11,5 млн тонн СПГ, а по итогам 2021 г. — 10,4 млн тонн. Снижение объемов производства по итогам 2021 г. вызвано плановым ремонтом, который занял полтора месяца.

Вторым успешным отечественным проектом по производству СПГ является «Ямал-СПГ» ПАО «Новатэк», в рамках которого в 2017–2019 гг. построены и введены в эксплуатацию три производственные линии общей мощностью 16,5 млн тонн (22,77 млрд м³). А уже в середине 2021 г. успешно введена в эксплуатацию четвертая линия мощностью 0,95 млн тонн. Обращает на себя внимание применение современной отечественной технологии, которая используется для сжижения природного газа — «Арктический каскад» [16–18]. При этом в ближайшее время производственная мощность четвертой линии будет увеличена до 1,5 млн тонн, а общая мощность завода в рамках проекта «Ямал-СПГ» позволит сжижать до 19–20 млн тонн газа (26,22–27,61 млрд м³). Участниками проекта, помимо ПАО «Новатэк» (50,1 %), также являются французская Total (20 %), китайская CNPC (20 %) и Фонд Шёлкового пути (9,9 %).

Третьим успешным отечественным СПГ-проектом является среднетоннажный проект «Криогаз-Высоцк» ПАО «Новатэк». Объем производства СПГ — 0,65 млн тонн. Сам завод располагается на берегу Балтийского моря, в порту Высоцк Ленинградской области²⁵ [10, 19, 20].

Уже в 2022 г. ПАО «Газпром» успешно запущено производство СПГ в рамках проекта «Портовая СПГ».

²³ Американский СПГ спешит захватить мир // Деловая газета «Взгляд». URL: <https://finance.rambler.ru/markets/47928692-amerikanskiy-spg-speshit-zahvatit-mir/?ysclid=I7thsxy15o944825772> (дата обращения: 29.08.2022).

²⁴ В следующем году США станут крупнейшим СПГ-экспортером мира // Текно://Блог: сайт. URL:

<https://teknoblog.ru/2021/12/09/115020?ysclid=I7thpztkes881195471> (дата обращения: 27.08.2022).

²⁵ ПАО «Новатэк» // Проект «Криогаз-Высоцк». URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/criogas/> (дата обращения: 29.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

Мощность среднетоннажного завода составляет 1,5 млн тонн (2,1 млрд м³). Запуск такого проекта в условиях санкций, препятствующих оперативному строительству крупнотоннажных заводов, — важное достижение, поскольку для его реализации потребовалась разработка собственных технологий, которые могут быть использованы при строительстве других среднетоннажных заводов. После остановки работы газопровода «Северный поток — 1» высвободились значительные объемы природного газа, которые могут быть использованы в том числе для сжижения и последующей реализации. При этом вопрос возобновления прокачки газа по газопроводу «Северный поток — 1» — исключительно политический вопрос.

Согласно данным Росстата, объем добычи природного газа в Российской Федерации по итогам 2021 г. составил 762 млрд м³, и это на 10 % больше, чем по итогам 2020 г. При этом объем экспорта СПГ несколько сократился, что, как уже отмечалось, было вызвано снижением объемов производства СПГ из-за плановой остановки завода «Сахалин-2». Основными импортерами российского СПГ ожидаемо стали страны ЕС (17,4 млрд м³) и АТР (22,2 млрд м³), среди которых выделяются Япония (8,8 млрд м³) и Китай (6,2 млрд м³).

В настоящее время идет активная реализация еще одного арктического мегапроекта компании ПАО «Новатэк» («Арктик СПГ — 2») мощностью 19,8 млн тонн (27,33 млрд м³). Газ для сжижения в рамках данного проекта будет добываться на полуострове Гыдан в Ямало-Ненецком автономном округе, на месторождении Утреннее. Доказанные запасы природного газа на месторождении — более 2,1 трлн м³, стоимость проекта составляет более 21 млрд долл. США. На весь объем СПГ, планируемого к производству, уже заключены договора купли-продажи, причем на двадцать лет вперед. По состоянию на начало 2022 г. готовность первой линии завода оценивается в 78 %, а всего проекта — в 59 %. Согласно проектной документации первая линия будет запущена в 2023 г., а вторая и третья — в 2024 и 2025 гг.²⁶

Подтверждением того, что реализации российских СПГ-проектов уделяется повышенное внимание, стало утверждение Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в РФ Правительством РФ в марте 2021 г., в рамках которой определены вероятные и возможные проекты по производству СПГ, меры государственной поддержки реализации СПГ-проектов,

а также потенциал развития сегмента малотоннажного производства СПГ для целей автономной газификации.

К середине 2022 г. компании, осуществляющие производство СПГ, пользуются следующими мерами господдержки: отсутствие экспортной пошлины на СПГ; нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых с даты продажи первой партии СПГ и до достижения суммарного объема добычи газа в 250 млрд м³ или достижения двенадцати лет с момента начала разработки участка недр (для проектов, реализуемых на полуостровах Гыдан и Ямал); пониженная ставка на прибыль для организаций (региональная часть налога в Ямало-Ненецком автономном округе), осуществляющих производство СПГ на новых производственных мощностях (для заводов, введенных в эксплуатацию до 1 января 2021 г., — 13,5 % в течение двенадцати лет; для заводов, введенных в эксплуатацию после 1 января 2021 г., — 11,5 % в течение двенадцати лет; при этом субъекты РФ, на территории которых осуществляется добыча и производство СПГ, имеют право снижать региональную часть налога на прибыль до 0); отсутствие ввозной пошлины на товары из-за границы для реализации СПГ-проектов, причем это касается не только производственного оборудования, которое сейчас из-за санкций стало трудно приобретать за рубежом, но и других материалов, необходимых при строительстве объектов инфраструктуры; государство принимает активное участие в финансировании строительства инфраструктурных объектов, необходимых для успешной реализации СПГ-проектов: например, в рамках реализации проекта «Ямал-СПГ» за государственный счет осуществлялось строительство аэропорта, гостиницы и подъездных дорог.

Согласно данным Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в РФ к концу 2028 г. с высокой долей вероятности будут реализованы следующие российские СПГ-проекты: «Арктик СПГ — 2» (19,8 млн тонн); «Якутский СПГ» (17,7 млн тонн), «Дальневосточный СПГ» (6,2 млн тонн). И, вероятно, будут реализованы «Арктик СПГ — 1» (17,7 млн тонн) и «Комплекс по переработке этансодержащего газа в порту Усть-Луга» (13,3 млн тонн). При этом крайне неожиданным стал отказ от реализации проекта «Обский СПГ» мощностью 5 млн тонн (6,9 млрд м³).

Таким образом, Российская Федерация обладает достаточными запасами природного газа для увеличения объемов добычи, а в случае успешного строительства заводов по производству СПГ, обозначенных в государственной Долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в РФ, общий объем производственных мощностей к началу 2030 г. может составить 75–100 млн тонн.

²⁶ Проект «Арктик СПГ 2» // ПАО «Новатэк». URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/arctic-lng/> (дата обращения: 30.08.2022).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

При проведении оценки потенциальных возможностей основных поставщиков СПГ целесообразно провести сравнение по ключевым показателям, оказывающим влияние на объем производства и экспорта СПГ: объем добычи природного газа; объем экспорта СПГ; наличие потенциальных возможностей для увеличения объемов добычи; наличие или отсутствие незагруженных мощностей, предназначенных для производства СПГ;

планируемый ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей; потенциально запланированный объем экспорта СПГ к концу 2029 г.

В таблице представлены данные, характеризующие потенциальные возможности ключевых производителей и экспортеров СПГ на горизонте планирования до 2029 г.

Ключевые экспортеры СПГ по итогам 2021 г., выбранные для оценки возможностей увеличения объемов экспорта СПГ

	Общий объем экспорта СПГ по итогам 2020–2021 гг., млн т	Возможности для увеличения объемов добычи природного газа в ближайшие годы	Наличие незагруженных производственных мощностей на начало 2022 г., млн т	Планируемые к 2030 г. производственные мощности, всего, млн т	Планируемые объемы поставок СПГ к 2030 г., min — max, млн т
Австралия	78,21	?	8,5	90	87,6
Алжир	11,66	Нет	11,3	24	12–15
Индонезия	10,58	Нет	8,9	19,5	9,5–12
Катар	77,38	Да	Нет	126	126
Малайзия	24,27	Да	7,2	31,5	23,5–27,5
Нигерия	16,88	Да	5	30,1	23–25
Оман	10,23	Нет	1,5	11,75	9–10
Россия	28,69	Да	Нет	90	90
США	68,83	Да	Нет	126	100

На основании данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что значительно нарастить объемы добычи природного газа, а также производства и экспорта СПГ к началу 2030 г. могут Катар, Россия и США. При этом себестоимость американского СПГ намного выше, чем катарского и российского [21–23], однако, учитывая неценовой фактор формирования спроса на трубопроводный и сжиженный природный газ в странах Европы, говорить о здоровой конкуренции на мировом энергетическом рынке в 2022 г. не приходится.

Незначительно нарастить объемы производства и экспорта СПГ в обозначенной перспективе смогут Малайзия и Нигерия.

Выводы

В ходе исследования определены страны, которые по итогам 2021 г. стали крупнейшими импортерами СПГ — Япония, Китай, Индия, Южная Корея, Тайвань и страны ЕС. В целом рынок СПГ за 2021 г. вырос на 5,4 % и достиг отметки в 382,6 млн тонн (528 млрд м³). Повышение спроса на СПГ обусловлено несколькими факторами: во-первых, энергетическим кризисом, основной причиной которого стало снижение инвестиций в разработку традиционных углеводородных видов топлива, а также частичный отказ ряда стран ЕС от российского трубопроводного газа; во-вторых, постепенным

переходом ряда стран АТР с угля на природный газ; в-третьих, ускоренными темпами восстановления экономик стран АТР после снятия ограничений из-за снижения темпов распространения коронавирусной инфекции; в-четвертых, общим ростом числа стран — потребителей СПГ; в-пятых, снижением уровня добычи природного газа в странах ЕС.

Также в ходе исследования определены основные экспортеры СПГ по итогам 2021 г.: крупнейшим поставщиком СПГ в мире стала Австралия (78,32 млн тонн), далее идут Катар (77,38 млн тонн), США (68,82 млн тонн), Россия (28,69 млн тонн), Малайзия (24,27 млн тонн), Нигерия (23,3 млн тонн), Алжир (16,1 млн тонн), Индонезия (14,6 млн тонн) и Оман (14,2 млн тонн).

Анализ потенциальных возможностей основных экспортеров СПГ показал [24–27], что на горизонте планирования 5–8 лет значительно увеличить объемы производства и экспорта СПГ могут лишь три страны — Катар, США и Россия [28–30]. Австралия, несмотря на статус крупнейшего экспортера СПГ по итогам 2021 г., столкнулась с рядом трудностей, которые ей еще придется преодолеть — дефицит газа на внутреннем рынке, рост цен, а также отсутствие реальных возможностей увеличения объемов добычи.

Успешная реализация проектов “North Field East” и “North Field South” позволит Катару к концу

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

2028–2029 г. производить около 126 млн тонн СПГ. США, в случае успешной реализации проекта «Golden Pass LNG» и увеличения производственных мощностей на заводах Cameron LNG, Freeport LNG и Corpus Christi LNG (решение по ним еще не принято), также будет располагать производственными мощностями в 126 млн тонн. Однако, учитывая, что решение о расширении производства в рамках обозначенных проектов еще не принято, а также дефицит газа на внутреннем рынке из-за чрезмерного экспорта СПГ (объемы газа в хранилищах на конец августа на 10 % меньше необходимого уровня для прохождения зимнего периода) и, как следствие, рост цен на голубое топливо, можно предположить, что общий объем экспорта не превысит 100 млн тонн. Россия, в случае реализации таких проектов, как «Арктик СПГ — 2» (активно реализуется) и «Якутский СПГ», уже к 2027 г. будет обладать производственными мощностями в 70 млн тонн. Напомним, что вероятность реализации этих проектов, согласно данным Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в РФ, очень высока.

Также весьма вероятна реализация проектов «Дальневосточный СПГ» и «Комплекс по переработке этансодержащего газа в порту Усть-Луга». Суммарно производственные мощности российских СПГ-заводов к 2030 г. должны достигнуть отметки в 90 млн тонн, а доля России на мировом рынке СПГ возрастет с 7,5–8 % до 13–15 %. При этом существует вероятность реализации к этому сроку и проекта «Арктик СПГ — 1», проектная мощность которого составляет 19,8 млн тонн.

То, что при проектировке отечественных заводов по сжижению природного газа предпочтение отдается регионам Арктической зоны РФ, неслучайно: именно здесь добывается около 90 % российского газа, а его транспортировка для сжижения в другие районы страны только повысила бы себестоимость производства. Кроме того, как показала практика (строительство четвертой линии завода проекта «Ямал-СПГ» по технологии «Арктический каскад»), низкие температуры воздуха и воды — преимущества, позволяющие снизить затраты на производство СПГ.

Список источников

1. Гордеев Д. Межтопливная конкуренция в электрогенерации: уголь или газ // Экономическое развитие России. 2016. Т. 23, №4. С. 55–59.
2. Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов российской Арктики. Часть I. Тенденции экономического развития российской Арктики / под ред. С. А. Агаркова, В. И., Богоявленского, С. Ю. Козьменко, В. А. Маслобоева. Апатиты: КНЦ РАН, 2019. 170 с.
3. González A., Lagos V. Do LPG prices react to the entry of natural gas? Implications for competition policy // Energy Policy. 2021. Vol. 152, № 111806.
4. Li J., Dong X., Jiang Q., Dong K., Liu G. Natural gas trade network of countries and regions along the belt and road: Where to go in the future? // Resources Policy. 2021. Vol. 71, № 101981.
5. Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Тыртышова Д. О. Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция // Энергетическая политика. 2020. № 1 (143). С. 60–69.
6. Селин В. С., Ульченко М. В. Экономическая конъюнктура поставок арктического природного газа в Европу в условиях «украинского кризиса» // Вестник МГТУ. 2016. Т. 19, № 2. С. 512–520.
7. Цветков П. С., Федосеев С. В. Анализ специфики организации проектов малотоннажного производства СПГ // Записки Горного института. 2020. № 246. С. 678–686.
8. Кондратов Д. И. Мировой рынок газа: современные тенденции и перспективы развития // Вестник Российской академии наук. 2022. Т. 92, №4. С. 360–371.
9. Бабич С. В., Булаева М. М. Российский сжиженный природный газ и российский трубопроводный газ на Европейском рынке: конкуренция или синергия // Вестник евразийской науки. 2019. Т. 11, № 6. С. 9.
10. Вишняков В. И. Мировой рынок сжиженного природного газа: конъюнктура и современные тенденции развития // Международный научно-исследовательский журнал. 2022. № 5–4 (119). С. 142–150.
11. Емельянов В. В. Современные тенденции развития мирового рынка СПГ // Российский внешнеэкономический вестник. 2020. № 3. С. 112–121.
12. Цветков П. С., Притуляк Д. М. Сравнительная оценка стоимости транспортировки малотоннажного сжиженного природного газа и трубопроводного газа // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2018. № 6 (62). С. 30–43.
13. Cherepovitsyn A., Evseeva O. Parameters of sustainable development: Case of arctic liquefied natural gas projects // Resources. 2021. Vol. 10 (1). P. 1–27.
14. Podolyanets L. A., Feldman A. L. Development of economical and geographical image of Eastern Siberia as a subject and an object of strategic investments in oil and gas complex // International journal of energy economics and policy. 2017. № 2 (7). P. 360–366.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

15. Сасаев Н. И. Развитие крупнотоннажного производства сжиженного природного газа как стратегический приоритет экономико-социального развития России // *Управленческое консультирование*. 2018. № 8 (116). С. 82–95.
16. Щеголькова А. А. Особенности современной экономической конъюнктуры глобального рынка сжиженного природного газа // *Экономика и управление: проблемы, решения*. 2020. Т. 5, № 12 (108). С. 153–163.
17. Tsvetkov P., Cherepovitsyn A., Makhovikov A. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 391–402.
18. Yan L., Zhou Y., Golyanin A. Construction and analysis of LNG cold energy utilization system // *Bulletin of Science and Practice*. 2020. Vol. 6, № 5. С. 267–275.
19. Сасаев Н. И. Стратегические возможности развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // *Экономика промышленности*. 2019. Т. 12, №2. С. 136–146.
20. Щеголькова А. А., Евграфова Л. Е. Модернизация системы транспортировки арктического природного газа в стратегической перспективе // *Север и рынок: формирование экономического порядка*. 2017. № 2 (53). С. 57–67.
21. Кравченко М. П. Геополитика природного газа // *Вестник Московского государственного лингвистического университета*. Серия: *Общественные науки*. 2015. № 2 (713). С. 69–77.
22. Маркелова Э. А. Энергетический фактор в экономическом развитии Катара: современные вызовы и перспективы // *Экономика строительства*. 2022. № 5. С. 4–11.
23. Фролова И. Ю. Китайский проект «Экономический пояс Шелкового пути»: развитие, проблемы, перспективы // *Проблемы национальной стратегии*. 2016. № 5 (38). С. 47–62.
24. Avraam C., Chu D., Siddiqui S. Natural gas infrastructure development in North America under integrated markets // *Energy Policy*. 2020. Vol. 147. P. 111757.
25. Bridge G., Bradshaw M. Making a Global Gas Market: Territoriality and Production Networks in Liquefied Natural Gas // *J. Economic Geography*. 2017. Vol. 93 (2). P. 215–240.
26. Hewitt T., Ryan C. What's Different about Floating LNG? A Legal and Commercial Perspective // *J. Energy & Natural Resources Law*. 2015. Vol. 28 (4). P. 503–532.
27. Тихомиров А. В. Проблемы и перспективы управления СПГ-проектами России // *Проблемы теории и практики управления*. 2022. № 2. С. 116–127.
28. Беседина С. С. Влияние пандемии COVID-19 на формирование мирового рынка СПГ // *Инновации и инвестиции*. 2021. № 5. С. 277–280.
29. Масленников А. О. Глобальная конкуренция за рынок природного газа в АТР // *Эко*. 2021. № 9 (567). С. 21–37.
30. Драпак К. А., Крылов Е. Г., Макаров А. М., Козловцева Н. В. // *Перспективы развития проектов по производству СПГ в России* // *Известия Волгоградского государственного технического университета*. 2021. № 8 (255). С. 65–68.

References

1. Gordeev D. Mezhtoplivnaya konkurenciya v elektrogeneracii: ugol' ili gaz [Inter-fuel competition in power generation: coal or gas]. *Ekonomicheskoe razvitie Rossii* [Economic Development of Russia], 2016, vol. 23, no. 4, pp. 55–59. (In Russ.).
2. Agarkov S. A., Bogoyavlenskogo V. I., Koz'menko S. Yu., Masloboev V. A., Ul'chenko M. V. *Global'nye tendencii osvoeniya energeticheskikh resursov rossijskoj Arktiki. Chast' I. Tendencii ekonomicheskogo razvitiya rossijskoj Arktiki* [Global trends in the development of energy resources in the Russian Arctic. Part I. Economic development trends in the Russian Arctic]. Apatity, KNC RAN, 2019, 170 p. (In Russ.).
3. González A., Lagos V. Do LPG prices react to the entry of natural gas? Implications for competition policy. *Energy Policy*, 2021, vol. 152, no. 111806.
4. Li J., Dong X., Jiang Q., Dong K., Liu G. Natural gas trade network of countries and regions along the belt and road: Where to go in the future? *Resources Policy*, 2021, vol. 71, no. 101981.
5. Telegina E. A., Studenikina L. A., Tyrtysheva D. O. Transformaciya gazovyh rynkov: globalizaciya i konkurenciya [Gas markets transformation: globalization and competition]. *Energeticheskaya politika* [Energy Policy], 2020, no. 1 (143), pp. 60–69. (In Russ.).
6. Selin V. S., Ulchenko M. V. Ekonomicheskaya kon'yunktura postavok arkticheskogo prirodnogo gaza v Evropu v usloviyah "ukrainskogo krizisa" [Economic conjuncture of Arctic natural gas supplies to Europe in the conditions of the "Ukrainian crisis"]. *Vestnik MSTU* [Vestnik MSTU], 2016, vol. 19, no. 2, pp. 512–520. (In Russ.).
7. Tsvetkov P. S., Fedoseev S. V. Analiz specifiki organizacii proektov malotonnazhnogo proizvodstva SPG [Analysis of the specifics of the organization of projects of low-tonnage LNG production]. *Zapiski Gornogo instituta* [Notes of the Mining Institute], 2020, no. 246, pp. 678–686. (In Russ.).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

8. Kondratov D. I. Mirovoj rynek gaza: sovremennye tendencii i perspektivy razvitiya [The world gas market: current trends and development prospects]. *Vestnik Rossijskoj akademii nauk* [Bulletin of the Russian Academy of Sciences], 2022, vol. 92, no. 4, pp. 360–371. (In Russ.).
9. Babich S. V., Bulaeva M. M. Rossijskij szhizhennyj prirodnyj gaz i rossijskij truboprovodnyj gaz na Evropejskom rynke: konkurenciya ili sinerhiya [Russian liquefied natural gas and Russian pipeline gas on the European market: competition or synergy]. *Vestnik evrazijskoj nauki* [Bulletin of Eurasian Science], 2019, vol. 11, no. 6, p. 9. (In Russ.).
10. Vishnyakov V. I. Mirovoj rynek szhizhennogo prirodnogo gaza: kon'yunktura i sovremennye tendencii razvitiya [The world market of liquefied natural gas: conjuncture and current development trends]. *Mezhdunarodnyj nauchno-issledovatel'skij zhurnal* [International Scientific Research Journal], 2022, no. 5–4 (119), pp. 142–150. (In Russ.).
11. Emel'yanov V. V. Sovremennye tendencii razvitiya mirovogo rynka SPG [Modern trends in the development of the world LNG market]. *Rossijskij vneshneekonomicheskij vestnik* [Russian Foreign Economic Bulletin], 2020, no. 3, pp. 112–121. (In Russ.).
12. Tsvetkov P. S., Pritulyak D. M. Sravnitel'naya ocenka stoimosti transportirovki malotonnazhnogo szhizhennogo prirodnogo gaza i truboprovodnogo gaza [Comparative assessment of the cost of transportation of low-tonnage liquefied natural gas and pipeline gas]. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka* [The North and the Market: Formation of Economic Order], 2018, no. 6 (62), pp. 30–43. (In Russ.).
13. Cherepovitsyn A., Evseeva O. Parameters of sustainable development: Case of arctic liquefied natural gas projects. *Resources*, 2021, vol. 10 (1), pp. 1–27.
14. Podolyanets L. A., Feldman A. L. Development of economical and geographical image of Eastern Siberia as a subject and an object of strategic investments in oil and gas complex. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2017, no. 2 (7), pp. 360–366.
15. Sasaev N. I. Razvitie krupnotonnazhnogo proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza kak strategicheskij prioritet ekonomiko-social'nogo razvitiya Rossii [Development of large-capacity production of liquefied natural gas as a strategic priority of economic and social development of Russia]. *Upravlencheskoe konsul'tirovanie* [Management Consulting], 2018, no. 8 (116), pp. 82–95. (In Russ.).
16. Shchegol'kova A. A. Osobennosti sovremennoj ekonomicheskoy kon'yunktury global'nogo rynka szhizhennogo prirodnogo gaza [Features of the modern economic conjuncture of the global liquefied natural gas market]. *Ekonomika i upravlenie: problemy, resheniya* [Economics and Management: Problems, Solutions], 2020, vol. 5, no. 12 (108), pp. 153–163. (In Russ.).
17. Tsvetkov P., Cherepovitsyn A., Makhovikov A. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia. *Energy Reports*, 2020, vol. 6, pp. 391–402.
18. Yan L., Zhou Y., Golyanin A. Construction and analysis of LNG cold energy utilization system. *Bulletin of Science and Practice*, 2020, vol. 6, no. 5, pp. 267–275.
19. Sasaev N. I. Strategicheskie vozmozhnosti razvitiya malotonnazhnogo proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza v Rossii [Strategic opportunities for the development of low-tonnage production of liquefied natural gas in Russia]. *Ekonomika promyshlennosti* [Industrial Economics], 2019, vol. 12, no. 2, pp. 136–146. (In Russ.).
20. Shchegol'kova A. A., Evgrafova L. E. Modernizaciya sistemy transportirovki arkticheskogo prirodnogo gaza v strategicheskoy perspektive [Modernization of the Arctic natural gas transportation system in the strategic perspective]. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka*, 2017, no. 2 (53), pp. 57–67. (In Russ.).
21. Kravchenko M. P. Geopolitika prirodnogo gaza [The Geopolitics of natural gas]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo lingvisticheskogo universiteta, Seriya: Obshchestvennye nauki* [Bulletin of the Moscow State Linguistic University. Series: Social Sciences], 2015, no. 2 (713), pp. 69–77. (In Russ.).
22. Markelova E. A. Energeticheskij faktor v ekonomicheskom razvitiy Katara: sovremennye vyzovy i perspektivy [The energy factor in the economic development of Qatar: modern challenges and prospects]. *Ekonomika stroitel'stva* [Economics of Construction], 2022, no. 5, pp. 4–11. (In Russ.).
23. Frolova I. Yu. Kitajskij proekt "Ekonomicheskij poyas Shelkovogo puti": razvitie, problemy, perspektivy [The Chinese project "The Economic belt of the Silk Road": development, problems, prospects]. *Problemy nacional'noj strategii* [Problems of the National Strategy], 2016, no. 5 (38), pp. 47–62. (In Russ.).
24. Avraam C., Chu D., Siddiqui S. Natural gas infrastructure development in North America under integrated markets. *Energy Policy*, 2020, vol. 147, no. 111757.
25. Bridge G., Bradshaw M. Making a Global Gas Market: Territoriality and Production Networks in Liquefied Natural Gas. *J. Economic Geography*, 2017, vol. 93 (2), pp. 215–240.
26. Hewitt T., Ryan C. What's Different about Floating LNG? A Legal and Commercial Perspective. *J. Energy & Natural Resources Law*, 2015, vol. 28 (4), pp. 503–532.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ

27. Tihomirov A. V. Problemy i perspektivy upravleniya SPG-proektami Rossii [Problems and prospects of LNG project management in Russia]. *Problemy teorii i praktiki upravleniya* [Problems of Theory and Practice of Management], 2022, no. 2, pp. 116–127. (In Russ.).
28. Besedina S. S. Vliyanie pandemii COVID-19 na formirovanie mirovogo rynka SPG [The impact of the COVID-19 pandemic on the formation of the global LNG market]. *Innovacii i investicii* [Innovations and Investments], 2021, no. 5, pp. 277–280. (In Russ.).
29. Maslennikov A. O. Global'naya konkurenciya za rynek prirodno gaza v ATR [Global competition for the natural gas market in the Asia-Pacific region]. *Eko* [Eco], 2021, no. 9 (567), pp. 21–37. (In Russ.).
30. Drapak K. A., Krylov E. G., Makarov A. M., Kozlovceva N. V. Perspektivy razvitiya projektov po proizvodstvu SPG v Rossii [Prospects for the development of LNG production projects in Russia]. *Izvestiya Volgogradskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Izvestiya Volgograd State Technical University], 2021, no. 8 (255), pp. 65–68. (In Russ.).

Об авторах:

М. В. Ульченко — канд. экон. наук, доц., ведущий научный сотрудник;

С. В. Федосеев — докт. экон. наук, доц., директор.

About the authors:

M. V. Ulchenko — PhD (Economics), Associate Professor, Leading Researcher;

S. V. Fedoseev — Dr. Sc. (Economics), Associate Professor, Director.

Статья поступила в редакцию 9 сентября 2022 года.

Статья принята к публикации 29 сентября 2022 года.

The article was submitted on September 9, 2022.

Accepted for publication on September 29, 2022.