

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

М. С. Гайворонская

DOI: 10.33293/1609-1442-2023-2(101)-95-110

EDN: EJSCAX

Аннотация. Новые условия 2022 г. предполагают сокращение экспорта природного газа из России в Европу. Ожидается общее сокращение экспорта природного газа из России с 244 млрд м³ в 2021 г. до 155 млрд в 2025 г. Сокращаться будут не только физические экспортные потоки, но и финансовые, что может изменить финансовое положение российских компаний и потребует корректировки их моделей и стратегий поведения. В таких условиях крайне актуальной темой становится развитие внутреннего рынка природного газа, которое обсуждается на протяжении последних 20 лет. Поэтому в данной статье внимание уделено внутреннему рынку газа. Проанализированы и изучены основные производители природного газа в России, условия их функционирования, налогового регулирования, доступа к экспорту и роли на внутреннем рынке. Кроме того, рассмотрены внутренние потребители газа, и оценен потенциал роста потребления природного газа на внутреннем рынке России, который заключается в росте химической промышленности и развитии газификации. В статье выдвинуты предложения для перестроения существующей модели внутреннего рынка газа, такие как отмена НДС на новые объемы поставок газа, расширение возможностей независимых компаний в части внутреннего газоснабжения и газификации, оптимизация подходов к выбору населенных пунктов для газификации, разрешение экспортировать СПГ всем газовым компаниям, решение проблемы ценообра-

© Гайворонская М.С., 2023 г.

Гайворонская Мария Станиславовна, аспирант, младший научный сотрудник ИНП РАН, Москва, Россия; ms.gayvoronskaya@yandex.ru; ORCID 0000-0003-2923-7282

зования: выбор оптимальной модели либерализации цен в сегментах кроме населения и ЖКХ.

Ключевые слова: газовая промышленность, газификация, СПГ, либерализация экспорта, Газпром, переориентация с Запада на Восток, внутренний рынок газа.

Классификация JEL: L52, L71, O13.

Для цитирования: Гайворонская М.С. (2023). Проблемы и перспективы развития газовой отрасли на внутреннем рынке в условиях санкций // Экономическая наука современной России. № 2 (101). С. 95–109. DOI: 10.33293/1609-1442-2023-2(101)-95-110. EDN: EJSCAX

ВЕДЕНИЕ

Новые условия 2022 г., связанные с политикой отказа Европы от импорта трубопроводного газа из России, предполагают будущее сокращение экспорта российского природного газа в Европу, причем выпадающие объемы составят более 100 млрд м³. Вариантов, куда могут быть направлены эти объемы, немного.

Основными направлениями замещения экспорта газа из России в Европу являются трубопроводный экспорт газа из России в Китай, дополнительное производство СПГ и развитие внутреннего рынка.

Данная статья посвящена выявлению проблем и перспектив развития газовой отрасли России на внутреннем рынке в новых условиях после 2022 г. Для этого проанализирована ретроспектива развития газовой отрасли и внутреннего потребления, выявлены основные экономические агенты и способы их функционирования. Проанализировано состояние ресурсной базы с точки зрения развития внутреннего рынка и оценены возможности сокращения добычи в случае, если выпадающие объемы не будут замещены.

В качестве основных направлений развития и реформирования внутреннего рынка рассматриваются газификация, налоговое регулирование, условия функционирования газовых компаний и повышение эффективности. Эти аспекты раскрыты более подробно.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ВНУТРЕННЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ В 2000–2021 гг.

По данным Росстата, за период 2000–2021 гг. добыча газа в России выросла почти на 30% – с 584 млрд до 762 млрд м³. Из-за пандемии коронавируса в 2020 г. добыча упала на 6% (с 739 млрд до 694 млрд м³), а в 2021 г. выросла на 10% – до 762 млрд м³.

Объемы внутреннего потребления за период 2000–2020 г. выросли на 28% до порядка 450 млрд м³. Доля внутреннего потребления в совокупном производстве газовой отрасли медленно, но растет. По данным топливно-энергетического баланса Росстата, в 2000 г. внутреннее потребление занимало 60% добычи, а в 2020 г. его доля оценивается в 65%. За 20-летний период 88% прироста добычи относится к росту внутреннего потребления (рис. 1).

На протяжении рассматриваемого периода происходили временные сокращения добычи, которые были связаны с сокращением спроса. Такие падения добычи наблюдались в 2009, 2014–2016 и 2020 гг., что связано с мировыми кризисами 2008, 2014 гг. и пандемией 2019 г.

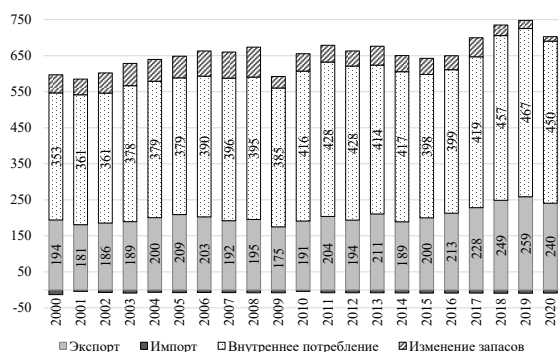


Рис. 1. Добыча, экспорт, импорт и внутреннее потребление природного газа в России в 2000–2020 гг., млрд м³

Расчеты автора на основе данных Росстата, ФТС, ЦБ РФ.

В основном такие изменения добычи были вызваны изменением спроса со стороны импортеров российского газа и изменением запасов. Вклад внутреннего спроса в падение добычи природного газа в эти периоды составлял только около 15%. Внутреннее потребление и спрос со стороны других экспортоориентированных производств также зависят от внешней конъюнктуры. Таким образом, последние 20 лет на колебания объемов добычи природного газа влияют в основном внешние факторы.

Существует несколько различных балансов внутреннего потребления природного газа в России. Первый – баланс Газпрома, который публикуется в ежегодных отчетах компании. Он показывает структуру потребления по таким сегментам, как население, производители электроэнергии и тепла, нефтяная промышленность, коммунально-бытовой сектор, металлургия и другие отрасли промышленности. Баланс Газпрома по структуре соответствует балансу потребления природного газа, согласно *Центральному диспетчерскому управлению топливно-энергетического комплекса* (ЦДУ ТЭК), который предоставляется с еще большей детализацией по отраслям промышленности. По абсолютным показателям объемы потребления, по данным Газпрома, больше совокупных объемов потребления, по данным ЦДУ ТЭК – на порядка 40–50 млрд м³, что, скорее всего, связано с более качественным учетом собственных нужд единой системы газоснабжения (ЕСГ) и изменением запасов в *подземных хранилищах газа* (ПХГ) со стороны Газпрома.

Следующий источник баланса потребления природного газа в России – баланс энергоресурсов Росстата, который также предоставляет широкий спектр видов экономической деятельности.

Укрупненно по всем балансам можно выделить всего несколько сегментов потребления – энергетика, население и коммунально-бытовой сектор, реальный сектор или промышленность и прочие потребители. Однако такие балансы получаются противоречивыми. Далее рассмотрим и проанализируем и сравним их состояние.

По данным Газпрома, совокупное потребление природного газа в 2020 г. составило 460,5 млрд м³. За период 2010–2020 гг. потребление реальным сектором выросло на 19% – до 170 млрд м³, производители электроэнергии и тепла сократили свое потребление на 6% – до 152 млрд м³, население и коммунально-бытовой сектор сократили общее потребление на 4–5% – до 87 млрд м³ в совокупности.

За период 2010–2020 гг. доля промышленности во внутреннем потреблении выросла с 29 до 37%, а доли населения, коммунально-бытового сектора и сектора энергетики снизились с 12 до 11%, с 9 до 8% и с 39 до 33% соответственно. На нефтяную промышленность приходится порядка 10%, на металлургию – 6% в 2020 г. (рис. 2).

По данным баланса энергоресурсов (топливно-энергетического баланса, ТЭБ), предоставленного Росстатом, потребление природного газа в России составило 450,1 млрд м³ в 2020 г. (см. рис. 1, 2). Эти объемы несколько ниже объемов потребления (по данным Газпрома).

Структура потребления по данным ТЭБ Росстата отличается от структуры потребления по данным Газпрома и ЦДУ ТЭК. По данным ТЭБ Росстата, основным потребителем природного газа в России является сектор энергетики – на него приходится более половины всего потребления. Причем доля энер-

гетики сократилась с 2010 по 2020 г. на 10%. Это связано как с сокращением самой доли энергетики в общем потреблении природного газа, так и с изменением учета коммунально-бытового сектора (порядка 6–10%) – раньше он учитывался в сегменте энергетики, а теперь – в сегменте населения. Соответственно, доля населения выросла с 12 до 17% за период 2010–2019 гг., а в 2020 г. упала до 10%. Такое изменение доли населения, скорее всего, связано с качеством предоставляемых данных и изменением методики расчета или сокращением потребления во время пандемии.

Доля реального сектора экономики в потреблении природного газа выросла с 22 до 33% за рассматриваемый период.

Несмотря на несогласованность балансов из разных источников, на внутреннем рынке природного газа в России наблюдаются тенденции, которые выявляются во всех рассматриваемых балансах. Происходит рост потребления в тех сегментах, где газ используется напрямую, – в промышленности, а сокращение потребления – в энергетике и ЖКХ, что связано, по-видимому, с повышением энергоэффективности и применением более эффективного оборудования (газовых турбин в большой и малой энергетике), снижением удельных расходов топлива на котельных и другими факторами.

Отметим, что российская газовая отрасль достаточно успешно адаптировалась к резким временным изменениям спроса – в зависимости от спроса добыча то росла, то сокращалась. На наш взгляд, это заслуга компании Газпром, которая подстраивала свою добычу под изменение спроса, тогда как другие производители природного газа в стране только наращивали свою долю на рынке. Кроме того, происходила балансировка спроса на природный газ с помощью импортных поставок из Туркмении в Россию, средние объемы которых, по данным ТЭБ Росстата, в 2000–2020 гг. составляли 8 млрд м³. Однако стоит отметить, что импорт природного газа из Туркмении осуществляется компанией Газпром, и учет импорта, по данным Газпрома, отличается от данных ТЭБ Росстата и более

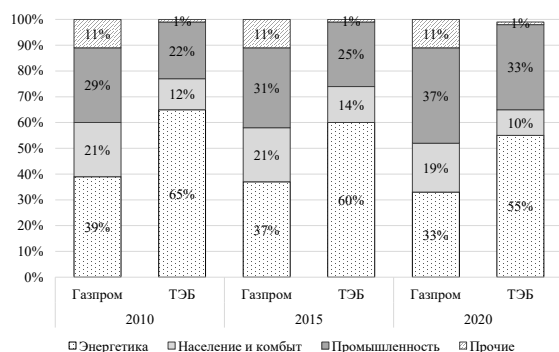


Рис. 2. Структура внутреннего потребления природного газа в 2010–2020 гг. по данным Газпрома и ТЭБ Росстата, млрд м³

Источник: Газпром, Росстат.

точно показывает возможности балансировки: до газового конфликта России и Туркмении в 2009 г. импорт составлял 40–60 млрд м³, после этого объемы импорта резко сократились – до 36 млрд м³ в 2010 г. и 30 млрд м³ в 2014 г.; к 2020 г. импорт из Туркмении уже составил всего 10 млрд м³.

Однако для того чтобы планировать будущую добычу, принимать решения о строительстве заводов СПГ и газопроводов, необходимо не только оценивать будущий спрос, но и понимать, как функционирует внутренний рынок, какие основные экономические агенты на нем присутствуют, каковы их цели и возможности развития. Анализ тенденций, происходящих во внутреннем потреблении, необходим для оценки потенциала будущего потребления и выстраивания картины газового рынка в будущем.

КОМПАНИИ–ПРОИЗВОДИТЕЛИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

На внутреннем рынке функционируют различные газовые компании. Их можно разделить на три типа. Первый тип – основная газовая компания Газпром, второй тип – Новатэк. В третью группу входят независимые производители газа (прочие небольшие газовые компании) и нефтяные компании, которые добывают как природный газ на газовых месторождениях, так и попутный нефтяной газ, который после подготовки также может передаваться в газотранспортную систему / единую систему газоснабжения (ГТС/ЕСГ). Эти три группы производителей газа отличаются как объемами производства, так и разными институциональными условиями функционирования, что определяет разные возможности и стратегии развития компаний. Также различается и экономика добычи и реализации газа этими компаниями.

Газпром является крупнейшей газовой компанией России. Компания владеет газотранспортной инфраструктурой, отвечает за газификацию регионов, имеет монополию на

трубопроводный экспорт. При этом тарифы на транспортировку своего газа Газпром не раскрывает. Считается, что для расчета стоимости транспортировки природного газа используется котловой метод – весь транспортируемый газ оплачивает стоимость эксплуатации ГТС.

Газпром продает газ большей части населения, бюджетным и жилищно-коммунальным организациям по регулируемым ценам. Остальные компании продают газ в основном промышленным предприятиям и крупным производителям электроэнергии и тепла по нерегулируемым ценам, а за пользование инфраструктурой платят тариф за транспортировку, который устанавливается Газпромом и регулируется Федеральной антимонопольной службой (ФАС).

По-видимому, из-за того, что Газпром выполняет функцию уравнивания регулирующей колебаний спроса, его доля в общероссийской добыче падает с 85 до 65% в 2005–2020 гг. (рис. 3). В 2020 г. добыча природного газа Газпромом сократилась с 500,1 млрд до 453,5 млрд м³. Таким образом, падение спроса за счет пандемии в 2020 г. проявилось в сокращении добычи Газпрома. Снижение совокупной добычи в 2009, 2014–2015 гг. также в большей степени отразилось на добыче Газпрома, как отмечалось ранее.

Доли остальных производителей природного газа в 2005–2020 гг. увеличились.

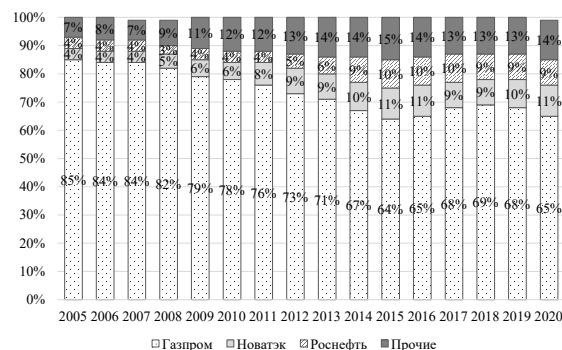


Рис. 3. Структура добычи природного газа по компаниям в 2005–2020 гг., млрд м³

Источники: данные компаний, Росстат.

Доля Новатэка выросла с 4 до 11% в 2005–2020 гг. За рассматриваемый период доля Роснефти увеличилась с 4 до 9%. Доля прочих производителей выросла с 7 до 14%. Стратегия Новатэка состоит в трансформации в глобальную газовую компанию с ростом добычи газа до 126 млрд м³ к 2030 г., с низкими затратами на добычу, инновационным технологическим развитием с уклоном на развитие мощностей для производства СПГ с обширными налоговыми преференциями, перерабатывающими производства. Ожидаемая маржа прибыли составляет более 20%¹.

Стратегия компании Роснефть состоит в увеличении доли газа в общем объеме добычи до 25% (или более 100 млрд м³)².

Приоритетной задачей Газпрома является выполнение программ развития газоснабжения и газификации, развитие рынка газомоторного топлива в России, а также диверсификация направлений экспорта и развитие производства сжиженного природного газа (СПГ).

У разных компаний отличаются не только способы ценообразования, но и составляющие цены или структура затрат внутри цены, которая формируется из структуры выручки по затратам. Например, в цене на природный газ Газпрома для населения *налог на добычу полезных ископаемых* (НДПИ) составляет порядка 25%, а у независимых компаний – 15%. Кроме того, у Газпрома амортизация 29% против 7% у независимых компаний, поскольку амортизационные отчисления Газпрома распределяются и в сектор добычи газа, и в сектор магистрального транспорта. Независимые компании учитывают только амортизацию добычи, но несут еще и транспортные рас-

ходы, которые не в полной мере учитывают амортизацию газопроводов. Поэтому затраты на добычу и транспорт газа независимых компаний составляют 44% цены для населения, а затраты Газпрома – 34%. Таким образом, получается, что для Газпрома поставки населению значительно менее прибыльны поставок независимых компаний, поскольку прибыль Газпрома в структуре цены для населения составляет 12%, а прибыль независимых компаний – 34% (рис. 4).

И для Газпрома, и для прочих производителей природного газа поставки на внутренний рынок прочим потребителям, кроме населения, являются рентабельными, причем уровень рентабельности существенно выше, чем у поставок населению.

Отметим, что у компаний отличается налоговое регулирование: НДПИ для Газпрома получается выше, чем для независимых компаний.

Значительные налоговые льготы на своих проектах СПГ имеет Новатэк. Например, для проекта «Ямал СПГ» предполагается нулевая экспортная пошлина для СПГ и газового конденсата вместо 30% – для экспорта природного газа, нулевой уровень НДПИ, нулевой налог на имущество и сниженный (с 20 до 13,5%) налог на прибыль на первые 12 лет

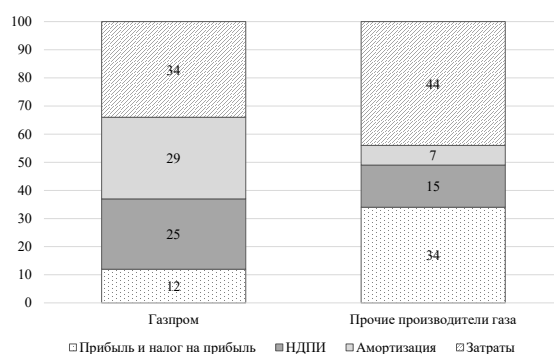


Рис. 4. Структура внутренних цен населению и прочим потребителям Газпрома и независимых компаний в 2019 г., %

Источники: расчеты В.В. Семикашева и А.Ю. Колпакова (Семикашев, 2019).

¹ Трансформация в глобальную газовую компанию 2018–2030 гг. // Новатэк. 2017. URL: <https://nangs.org/news/business/novatek-strategiya-transformatsiya-v-globalnuyu-gazovuyu-kompaniyu-2018-2030-gg-pdf>

² Перспективы развития и стратегия // Роснефть 2030. URL: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/208893/>

(Кауфман, 2021). Однако в связи с изменением в 2022 г. налогового законодательства уже с 2023 г. компания должна будет платить повышенный налог на прибыль в размере 34%³, не успев использовать все данные ей льготы.

Экспортные условия у разных производителей также сильно отличаются. Газпром обладает исключительным правом на экспорт трубопроводного природного газа, он владеет всеми экспортными газопроводами, по которым Россия поставляет природный газ в другие страны. Кроме того, Газпром может экспортировать СПГ. Экспорт СПГ разрешен также и Новатэку. Строительство крупнотоннажных заводов СПГ (более 2 млн т) осуществляется в партнерстве с иностранными компаниями и на специальных налоговых условиях для конкретной компании.

Малотоннажные заводы СПГ (до 80 тыс. т в год⁴) принадлежат не только Газпрому или Новатэку, но и независимым производителям газа. Их насчитывается несколько десятков на территории России, и все они в основном направлены на внутренний рынок – развитие рынка газомоторного топлива, альтернативную газификацию.

Рентабельность (по выручке) на внутреннем рынке у Газпрома составляет 13 против 37% у независимых компаний. Рентабельность (по выручке) на внешнем рынке составляет 19 для Газпрома и 27% для СПГ Новатэка. Таким образом, рентабельность поставок независимых компаний почти в два раза выше рентабельности поставок Газпрома. Для Газпрома поставки на экспорт выгоднее, чем поставки на внутренний рынок, для независимых компаний – наоборот. Внутренний рынок имеет перекося – Газпром несет существенные обязательства и имеет низкую относительно других производителей газа рентабельность. Финансирование инфраструктурных инвестиций (программы газификации) на внутреннем рынке за счет финансовых поступлений от экспортных поставок не может являться стабильным вариантом развития Газпрома, что будет отчетливо наблюдаться в будущие периоды.

РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ

РЕСУРСНАЯ БАЗА

Крупнейшие месторождения принадлежат крупным компаниям – Газпрому и Новатэку, небольшие месторождения – более мелким компаниям. Нефтяные компании в основном добывают попутный газ, который извлекается при добыче нефти. Доля попутного нефтяного газа в общей добыче природного газа в России растет – за период 2010–2020 гг. его доля выросла с 9 до 14%, что соответствует росту доли нефтяных компаний в добыче.

В табл. 1 представлена региональная структура добычи природного газа в России в 2010–2020 гг. Уральский федеральный округ (ФО) является основным добывающим регионом в России. Здесь добывается более 80% российского природного газа, основную его часть обеспечивает Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) (Надым-Пур-Тазовский район, полуостров Ямал – старый и новый районы). Здесь расположены уникальные, одни из самых продуктивных в стране месторождения: Бованенковское, Ямбургское, Заполярное, Уренгойское, Южно-Русское.

Основные месторождения Новатэка располагаются на полуострове Ямал в ЯНАО (Юрхаровское, Южно-Тамбейское, Утреннее); Газпрома – в Надым-Пур-Тазовском нефтегазоносном районе, на полуострове Ямал в ЯНАО (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Бованенковское, Харасавейское), в Восточной Сибири (Ковыктинское, Чаяндинское) и на шельфе (Штокмановское), Роснефти –

³ Налог на прибыль экспортеров СПГ в России увеличили с 20% до 34% на 2023–2025 годы // ТАСС. 2022. URL: <https://tass.ru/ekonomika/16386629>

⁴ Климентьев А. Ю., Митрова Т. А., Собко А. А. (2018). Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MediumDutyLNG_01122018.pdf

в Западной Сибири, Лукойла – в Западной Сибири (Находкинское и Пяяхинское).

В Надым-Пур-Тазовском районе в сеноманских (самые легко извлекаемые залежи) углеродных залежах добывается сухой газ, который не требует переработки и может использоваться в энергетике напрямую. В последние годы наблюдается тенденция снижения добычи сеноманского газа (Саранча..., 2015), что замещается отработкой расположенных глубже и имеющих более сложный состав ачимовских, сеноман-туронских, валанжин-готеривских нефтегазовых залежей, которые являются трудно извлекаемыми и характеризуются более высокими издержками добычи. Это ведет к росту себестоимости и подготовки газа.

Вместе с переходом добычи от легко к трудно извлекаемым запасам в Надым-Пур-Тазовском районе происходит рост роли других газоносных районов, таких как полуостров Ямал, где разрабатывается гигантское Бованенковское месторождение, добыча на котором уже в 2020 г. составила 99,3 млрд м³, или 17% добычи Уральского ФО⁵.

На российском шельфе в 2020 г. было добыто 56,9 млрд м³. Основные объемы до-

бычи в 2020 г. были сосредоточены на месторождениях Лунском и Чайво в Охотском море и Юрхаровском месторождении в Карском море – 18,4 млрд м³; 9,6 млрд и 21,7 млрд м³ соответственно.

Природный газ, который добывается на большинстве месторождений в Приволжском, Южном и Сибирском ФО, является жирным (многокомпонентным), что требует дополнительной переработки перед использованием.

Более 80% запасов газа располагается в Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции (НГП) в Тюменской области (ХМАО и ЯНАО), около 13% сосредоточено в месторождениях Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской НГП на территориях Иркутской области, Республики Саха (Якутия), Красноярского края, остальные запасы расположены в Прикаспийской и Волго-Уральской НГП в Астраханской и Оренбургской областях. Большое значение имеют запасы на шельфе морей, в которых разведано чуть более 20%.

В России освоено более 98% технологически извлекаемых запасов свободного газа и более 95% растворенного газа (попутного газа). Технологически извлекаемых запасов природного газа России хватит на 62 года. Выработанность разбуренных запасов природного газа в России составляет 34,4% в 2020 г. Наименее выработанными являются запасы Сибирского и Дальневосточного ФО, а также шельфовых зон. Именно там и будет развиваться будущая добыча.

Таблица 1

Региональная структура добычи природного газа в России в 2010–2020 гг., млрд м³

Федеральный округ	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2020 / 2010, %	Доля в 2010, %	Доля в 2020, %
Уральский	572,3	569,5	546,5	540,5	625,9	590,8	3	88	85
Дальневосточный	26,5	29,8	31,5	32,9	35,1	42,0	59	4	6
Приволжский	24,4	24,6	24,9	23,9	21,9	21,3	–12	4	3
Южный	17,3	17,1	16,7	18,6	19,7	18,5	7	3	3
Сибирский	6,4	8,4	15,3	19,2	18,1	16,8	163	1	2
Северо-Западный	4,3	4,4	4,6	5,1	4,9	4,6	7	1	1

Источники: Добыча природного и нефтяного (попутного) газа // Единая межведомственная информационно-статистическая система (ЕМИСС). 2022. URL: <https://fedstat.ru/indicator/57874>

Рассмотрим технико-экономические показатели российской газодобычи. Среднесуточный дебит одной скважины сокращается – с 303 тыс. до 177 тыс. м³ за период 2000–2020 гг. Сокращение происходит по годам неравномерно. Кроме того, растет число эксплуатационных, а также бездействующих скважин.

Таким образом, происходит истощение запасов природного газа, который добывается легко, однако развивается добыча трудно извлекаемых запасов газа, чему способствует развитие соответствующих технологий. В предстоящие годы будет наблюдаться рост добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (восточный газовый кластер), а также на шельфах российских морей. Кроме того, важной особенностью российской нефтегазовой отрасли является способность корректировать объемы добычи под изменяющиеся потребности как внутреннего, так и внешнего рынков.

В настоящее время Россия не имеет сдерживающих факторов в плане добычи газа со стороны ресурсно-сырьевой базы (Эдер, Филимонова..., 2018). Ограничения для добычи могут быть связаны только с ограничениями со стороны спроса и цен. Поэтому для прогнозирования будущего состояния газового рынка необходимо сделать акцент на оценке будущего спроса как на внутреннем рынке, так и на внешнем.

ПРОГНОЗ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ДО 2025 г.

Новые условия 2022 г., включающие как санкционное давление, так и невозможность использовать газопроводы «Северные потоки», крайне негативно повлияют на объемы российского трубопроводного экспорта. Учитывая текущие объемы поставок, составлен прогноз экспорта природного газа из России до 2025 г.

За период 2021–2025 гг. совокупный объем экспорта природного газа из России может сократиться на треть – с 242,6 млрд до 153,1 млрд м³. Предполагается сокращение трубопроводных поставок с 201,7 млрд м³ в 2021 г. до 97,0 млрд м³ в 2025 г. (табл. 2).

Трубопроводные поставки в страны Европы и Турцию сократятся на 81%, или до 31,5 млрд м³, а объемы трубопроводных поставок в Китай, наоборот, вырастут в четыре раза до плановых 38 млрд м³.

Причем предполагается следующая загрузка экспортных мощностей: поставки по газопроводам в страны Балтии и Финляндию, а также по газопроводам «Ямал–Европа» и «Северные потоки» и транзитные поставки через украинскую ГТС постепенно будут сокращаться, а к 2025 г. полностью прекратятся. В европейском направлении сохранятся поставки только через Турцию и в Турцию – будут использоваться газопроводы «Турецкий поток» и «Голубой поток» для газоснабжения Турции и некоторых стран Южной и Восточной Европы.

Трубопроводные поставки в Китай будут планомерно расти. Причем поставки будут осуществляться только по газопроводу «Сила Сибири», поскольку по остальным маршрутам выход на полную мощность запланирован только к 2030 г., а решений о реализации этих маршрутов еще нет.

Объемы поставок СПГ вырастут на 37%, или до 58,4 млрд м³. Доля поставок СПГ в общем экспорте природного газа из России будет постепенно расти: с 17% в 2021 г. до 38% в 2025 г. Рост экспорта СПГ будет связан с плановым вводом новых мощностей: СПГ Портовая мощностью 2,1 млрд м³ (введена в 2022 г.) и первая линия Арктик СПГ-2 мощностью 9,1 млрд м³ (будет введена в 2024 г.).

При реализации такого прогноза к 2025 г. будет выпадать порядка 90 млрд м³ российского экспорта. Однако, по нашим расчетам, оставшихся объемов добычи хватит для функционирования газовой промышленности, выполнения обязательств крупнейшими газовыми компаниями, а также для реализации

Таблица 2

Прогноз объемов экспортных поставок природного газа из России до 2025 г., млрд м³

Трубопроводы	2021	2022	2023	2024	2025	2025/2021
Экспорт природного газа, в том числе:	244,3	181,8	152,7	152,2	155,4	-88,9
Трубопровод	201,7	134,4	103,6	98,4	97,0	-104,7
Европа:	167,0	89,5	48,5	36,0	31,5	-135,5
Ямал–Европа, Финляндия, страны Балтии	24,6	2,7	0,0	0,0	0,0	-24,6
Украинская ГТС	41,7	15,3	7,0	0,0	0,0	-41,7
Голубой поток	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	0,0
Турецкий поток	25,5	25,5	25,5	20,0	15,5	-10,0
Северный поток	59,2	30,0	0,0	0,0	0,0	-59,2
Северный поток-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Китай:	7,6	17,7	27,8	35,0	38,0	30,4
Сила Сибири	7,6	17,7	27,8	35,0	38,0	30,4
Сила Сибири-2 (Союз–Восток)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дальневосточный маршрут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	27,1	27,2	27,3	27,4	27,5	0,4
СПГ	42,6	47,4	49,1	53,8	58,4	15,8
Сахалин-2*	14,0	15,4	15,4	15,4	15,4	1,4
Ямал СПГ*	26,9	29,5	29,5	29,5	29,5	2,7
СПГ Портовая		0,5	2,1	2,1	2,1	2,1
Арктик СПГ-2				4,6	9,1	9,1
Прочие, в том числе Криогаз–Высоцк	1,7	2	2,1	2,2	2,3	0,6

* В сценариях предполагается превышение плановой мощности установок на 10%.

Источники: BP, GIIGNL, расчеты авторов.

новых проектов за счет преимущественно собственного денежного потока газовой отрасли.

Тем не менее для частичного сохранения выпадающих объемов необходима активная политика как в части развития отечественных технологий и новых заводов СПГ, так и в части взаимодействия со среднеазиатскими и ближневосточными странами по перестройке потоков, в том числе за счет различных вариантов своповых операций. Потенциал роста производства мало- и среднетоннажного СПГ, в том числе с участием китайско-российских технологий, мы оцениваем до 7 млрд м³.

В части своповых поставок возможно несколько вариантов: поставки через планируемый Турецкий газовый хаб в Европу, через Туркменистан – в Китай, через Азербайджан – в Иран и далее, а также свопы с участием Казахстана и Беларуси. Объемы таких поставок могут составить порядка 15 млрд м³ до 2025 г.

При реализации активной политики совокупные дополнительные объемы экспорта могут составить порядка 20–30 млрд м³, которые будут представлять собой дополнительные объемы производства мало- и среднетоннажного СПГ и своповые поставки. В таком случае выпадающие объемы составят 60–70 млрд м³. Основное направление, куда можно было бы направить эти объемы, – внутренний рынок.

ПОТЕНЦИАЛ РОСТА СПРОСА НА ГАЗ ВНУТРИ СТРАНЫ

Основными направлениями российского внутреннего рынка, которые могут нарастить потребление природного газа в буду-

щем, являются газификация как западной, так и восточной частей страны, а также развитие нефтегазохимического производства. На наш взгляд, дополнительные объемы внутреннего потребления к 2030 г. могут составить 50–70 млрд м³ (около трети экспортных поставок в страны Европы и Турцию в 2021 г.). Основная часть этого прироста осуществима за счет газификации.

По данным Минэнерго, уровень газификации составляет порядка 72% в 2021 г., или 43 млн домохозяйств, в 48 тыс. населенных пунктах с потреблением около 50 млрд м³.

В 2021 г. создана новая модель газификации (Новак, 2022), которая направлена на решение таких проблем старой модели газификации, как организационные преграды и медленное развитие, нерентабельность, слабое развитие альтернативной газификации. В рамках новой модели планируется доведение уровня газификации до 75% к 2024 г. и до 83% к 2030 г. Создан Единый региональный оператор газификации, который отвечает за весь процесс газификации на каждом этапе; упрощена процедура подачи заявки от потребителей; проводится социальная газификация; возмещение средств на покупку внутридомового оборудования. Для достижения целей новой модели газификации планируется вложить порядка 1265 млрд руб. средств Газпрома, региональных операторов и других источников финансирования до 2025 г.

В настоящее время проводится в основном дополнительная газификация (догазификация), т.е. газификация населенных пунктов, в которых уже проложены газопроводы, а также территорий, которые располагаются недалеко от газопроводов. Газифицируется в основном западная часть России. Газификация восточной части страны, где нет газопроводов, является более сложным и затратным направлением.

Газификация восточной части страны сейчас осуществляется в основном локально и в большей степени связана с развитием экспорта. Ведется газификация Амурской области в связи с прохождением по ее территории га-

зопровода «Сила Сибири», газификация Сахалинской области и Хабаровского края связана с добычей природного газа на острове Сахалин. В Республике Саха (Якутия) и Иркутской области газификация связана с добычей газа в соответствующих центрах добычи газа – Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях. Поэтому будущая ориентация газовых поставок на восток и развитие соответствующей инфраструктуры будут способствовать развитию газификации восточной части страны.

Кроме того, в рамках газификации предполагается развитие и рост производства малотоннажного СПГ для нужд внутреннего рынка. Важно отметить, что альтернативная несетевая газификация, которая представляет собой газификацию за счет привозного сжиженного газа (СПГ и СУГ), еще недостаточно развита в России. Этот вопрос является недостаточно проработанным в рамках Дорожной карты газификации и будет прорабатываться в будущем.

Другое направление развития внутреннего рынка газа – это увеличение его использования не только в качестве топлива, но и в качестве сырья (Сайгаткина, 2022). Сейчас в России функционируют порядка 30 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) (Сасаев, Квинт, 2019), которые потребляют около 10% природного газа, приходящегося на внутренний рынок, или около 35–40 млрд м³ в год. До 2030 г. планируется ввод более 10 проектов газоперерабатывающих и газохимических заводов, в то время как проектная мощность одного только Амурского ГПЗ составляет до 42 млрд м³ (Голубева, Худяков, Родина, 2019). Поэтому потенциал прироста спроса на природный газ со стороны нефтегазохимии довольно велик. Разными исследователями он оценивается по-разному (от 15–20 млрд м³)⁶.

⁶ Идрисов Г., Каукин А., Рогов В., Гайда И., Гришин К., Нечаев М., Гальцова В., Щербаков А., Левонтин И. (2019). Перспективы развития газового рынка России // Центр стратегических разработок. URL: <https://www.csr.ru/upload/iblock/c2c/c2cdd347bac68a0b244cd4efc57c0402.pdf>

Таким образом, потенциал роста спроса на природный газ на внутреннем рынке существует. Под растущие потребности имеется и ресурсная база, происходит развитие необходимых технологий добычи и производства СПГ. Однако есть необходимость повышать эффективность функционирования газовой отрасли.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ НА РОССИЙСКОМ ГАЗОВОМ РЫНКЕ

Уже на протяжении 10–15 лет высказываются предложения о либерализации российского газового рынка, которая выражается, с одной стороны, в либерализации внутреннего рынка, а с другой – в либерализации экспорта.

Основными направлениями либерализации внутреннего рынка рассматриваются: либерализация цен на внутреннем рынке (Хизер, Митрова, 2017), приватизация газовой инфраструктуры. Большая часть исследований в этой области затрагивает первую тему (Андронов, Колбикова, 2016; Талипова, 2018).

Решение проблемы ценообразования

Если раньше, в 2005–2015 гг., наиболее важным и осуществимым казалась либерализация цен, то в 2021 г. проявились недостатки и риски свободной торговли на европейском газовом рынке. Так, автор статьи (Капитонов, 2021) показывает, как нестабильность мировой экономики на фоне пандемии коронавируса отрицательно отразилась на спотовом рынке газа в Европе, и приводит причины резкого скачка цен на природный газ в 2021 г.

Большинство цен и тарифов на транспортировку на внутреннем рынке регулируется. Это создает нерыночные отношения между производителями и потребителями. У потребителя нет возможности выбрать из

нескольких поставщиков, понятие «справедливая цена» также отсутствует.

Низкие цены на природный газ для населения не позволяют многим проектам газификации быть рентабельными. Так, по данным Газпрома, 83% проектов газификации регионов имеют отрицательную рентабельность или социально ориентированы. Это особенно ощутимо при газификации удаленных регионов, когда рассматриваются альтернативные варианты не только газо-, но и энергоснабжения. Чаще всего такие проекты не могут осуществляться без государственной поддержки.

На реализацию программы газификации Газпромом выделены недостаточные для ее полного завершения финансовые ресурсы. Это значит, что задача поиска источников финансирования проектов газификации все еще актуальна.

Для некоторых проектов есть потенциал для повышения цены на газ в межтопливной конкуренции до паритета с другими видами топлива, чтобы позволить проектам газификации быть рентабельными. Например, потенциал повышения цены на газ для Московской области составляет порядка 1 тыс. руб. за 1 тыс. м³, или порядка 13–17% текущей цены на газ для населения (Семикашев, Гайворонская, 2021).

Однако при низких доходах, когда в первых двух децильных группах по доходам коммунальные платежи составляют до 15% расходов домохозяйств, такое повышение цены недопустимо. Здесь важны установление оптимальной цены и поддержка малообеспеченных домохозяйств. Для таких домохозяйств механизм ценообразования должен быть особенный, субсидируемый.

В части либерализации цен в России нет ограничений предложения для внутреннего рынка, как это было в странах Европы. Как указывалось ранее, ограничений со стороны ресурсно-сырьевой базы на добычу природного газа в России также нет. Поэтому введение свободной торговли сопряжено с меньшими рисками, однако реализация такого подхода среди тех групп потребителей, для которых

регулируются цены (население и коммунально-бытовой сектор), представляется маловероятной и малоэффективной.

Также отметим, что сокращение экспортных поставок может привести к росту внутренних цен на газ, поскольку экспортная выручка Газпрома будет сокращаться, а газификация, финансирование которой осуществляется за счет Единого оператора газификации, – продолжаться. Социальная и налоговая нагрузка на газовую отрасль будет расти. Это означает, что рентабельность поставок может снижаться, а это приведет к тому, что сами такие компании могут сформировать запрос на преобразования в ценообразовании.

И такие разговоры уже ведутся – комитет Государственной Думы по энергетике провел круглый стол на тему «Развитие внутреннего рынка газа. Переход к конкурентному ценообразованию»⁷. Участниками круглого стола предлагаются следующие варианты изменения ценообразования: установление конкурентного ценообразования для промышленности на основе контрактов «бери или плати», уход от индексации цен к их некоторому уровню с введением предельных значений. Установление конкурентного ценообразования предлагается в тех регионах, где возможна конкуренция и присутствуют компании кроме Газпрома. Для регулируемого сегмента (население и объекты ЖКХ) предлагается индексация цен с привязкой к различным показателям (инфляция, затраты, сезонность, нерегулируемые цены и др.) с целью возмещения операционных расходов и получения прибыли для дальнейшего развития газовой инфраструктуры. Предлагается установление таких транспортных тарифов, которые способствовали

бы выравниванию привлекательности локальных рынков.

УРАВНИВАНИЕ УСЛОВИЙ ДЛЯ РАЗНЫХ ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

В текущих условиях возможности либерализации внутреннего рынка могут рассматриваться с точки зрения уравнивания условий для разных газовых компаний, разделения функций и обязанностей, которые они выполняют.

Как указывалось ранее, платежи по НДС сильно отличаются по разным компаниям, а проекты по газификации редко имеют достаточную доходность. Поэтому отмена НДС на новые объемы поставок газа на первые несколько лет позволила бы сделать проекты газификации более рентабельными (Семикашев и др., 2022).

В некоторых регионах газификацией занимаются местные компании. Таким успешным примером является Республика Саха (Якутия), где Газпром осуществляет газификацию населенных пунктов близ газопровода «Сила Сибири», а газификация остальных районов проводится компанией «Сахатранснефтегаз»⁸.

Для газификации некоторых районов нет близлежащей ресурсной базы, поскольку месторождения распределены неравномерно по территории России и по добывающим компаниям. Поэтому газификация получается очень дорогой.

Присутствие местных компаний, которые самостоятельно ведут добычу на местных месторождениях и могут проводить газификацию прилежащих населенных пунктов, является большим преимуществом и сильно выгоднее, чем использовать ресурсы Газпро-

⁷ Комитет Государственной Думы по энергетике провел круглый стол на тему: «Развитие внутреннего рынка газа. Переход к конкурентному ценообразованию» // Российское газовое общество. 15 февраля 2023. URL: <https://gazo.ru/ru/news/sector/komitet-gosudarstvennoy-dumy-po-energetike-provel-kruglyy-stol-na-temu-razvitie-vnutrennego-rynka-ga/>

⁸ Кондратьева М. «Сахатранснефтегаз»: планы, перспективы // Якутия daily. 22 августа 2022. URL: <https://yakutia-daily.ru/sahatransneftegaz-planyperspektivy/>

ма. Такие проекты должны развиваться и расширяться. Нужно включать компании (кроме Газпрома) в проекты газификации и распределять ответственность между ними. Новая Дорожная карта газификации (Новак, 2022) учитывает преимущество участия всех газовых компаний в газификации.

Стоит отметить, что большой и сложной темой является газификация восточных угольных регионов. В некоторых из них работает федеральный проект «Чистый город», который позволяет перевести частные дома с печного на газовое отопление. Как известно, основная потребность в газификации сосредоточена именно в таких домохозяйствах – в частных домах в сельской местности (Гайворонская, 2020).

Обычно в рамках программ газификации сначала происходит газификация объектов энергетики и ЖКХ, а потом газификация домохозяйств. Газификация объектов энергетики в угольных регионах не является однозначно верным решением с точки зрения, как экологических, так и социальных и экономических аспектов⁹. С целью более комплексного подхода к энергоснабжению регионов разрабатываются региональные топливно-энергетические балансы, анализ и прогноз которых позволят решить вопрос целесообразности газификации регионов и дальнейшего энергоснабжения (Новак, 2022). Пока еще нет примеров конкретных решений о газификации удаленных от ЕСГ угольных районов.

Кроме того, необходимо оптимизировать сам процесс газификации, выбор населенных пунктов, которые необходимо газифицировать в первую очередь. По нашим расчетам, в соответствии с разработанной методикой выбора населенных пунктов в разных регионах доступ к газу могли получить в не-

сколько раз больше домохозяйств, чем фактически получили. Это значит, что не было комплексного оптимального подхода для реализации целей газификации (Семикашев, Гайворонская, 2021).

Доступ к экспорту СПГ

Следующая проблема развития газового рынка состоит в необходимости принятия решений о развитии месторождений, распределения экспортных поставок между российскими компаниями. Поскольку одним из основных направлений будущего развития экспорта является строительство заводов СПГ, разумным было бы разрешить всем компаниям экспорт СПГ (Семикашев и др., 2022), особенно в условиях, когда экспорт СПГ будет становиться основным направлением экспорта. Кроме того, разрешение на экспорт СПГ может выдаваться компаниям взамен их участия в программе газификации регионов (Карасевич, 2020).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье проведен анализ состояния газовой отрасли и ресурсной базы России, построен прогноз экспортных поставок природного газа из России, по результатам которого высвобождаемые экспортные объемы составляют 60–90 млрд м³. Далее оценены возможности увеличения внутреннего потребления природного газа. Основными направлениями увеличения внутреннего потребления являются газификация и рост производства химической промышленности.

Проанализировано устройство внутреннего рынка, который развивается нерыночно, так как условия функционирования разных компаний отличаются. Предполагается, что уравнивание условий для разных компаний – производителей газа позволит лучше (эффек-

⁹ Аракелян Е. (2022). Почему «бесплатный» газ так дорого стоит, и помогут ли проблемы с поставками газа в Европу газифицировать Россию // Комсомольская правда. 19 октября. URL: <https://www.kp.ru/daily/27459/4664131/>

тивнее, с меньшими затратами) удовлетворять внутренний спрос.

Основными предложениями, направленными на развитие внутреннего рынка, являются:

- отмена НДС на новые объемы поставок газа;
- расширение возможностей независимых компаний в части внутреннего газоснабжения и газификации, особенно в нерентабельных для Газпрома регионах и сегментах;
- оптимизация подходов к выбору населенных пунктов для газификации;
- разрешение экспортировать СПГ всем газовым компаниям;
- решение проблемы ценообразования: выбор оптимальной модели либерализации цен в сегментах кроме населения и ЖКХ.

В условиях, когда традиционные экспортные направления становятся недоступными, появляются возможности не только развивать новые направления экспорта, но и обратиться в сторону внутреннего рынка. Важным фактором роста потребления природного газа на внутреннем рынке является устойчивое экономическое развитие. Разворот компаний в сторону внутреннего рынка как ключевого направления будет требовать его переустройства и реформирования.

Список литературы / References

- Андропова И. В., Колбикова Е. С. (2016). Концепция развития российской газовой отрасли на внешнем и внутреннем рынках // Вестник РУДН. Сер.: Экономика. № 4. С. 31–38. [Andronova I. V., Kolbikova E. S. (2016). The concept of development of the Russian gas industry in the external and internal markets. *Bulletin of RUDN University. Series: Economy*, no. 4, pp. 31–38 (in Russian).]
- Белогорьев А. М. (2018). Пути реформирования внутреннего рынка газа // Энергетическая политика. № 2. С. 58–67. [Belogor'yev A. M. (2018). Ways of reforming the domestic gas market. *Energy Policy*, no. 2, pp. 58–67 (in Russian).]
- Гайворонская М. С. (2020). Оценка потребности в газификации домохозяйств России и возможности для ее ускорения // Научные труды ИНП РАН. С. 274–295. [Gayvoronskaya M. S. (2020). Estimation of the need for gasification of households in Russia and the possibility of its acceleration. *Scientific Works of the IEF RAS*, pp. 274–295 (in Russian).] DOI: 10.47711/2076-318-2020-274-295
- Голубева И. А., Худяков Д. С., Родина Е. В. (2019). Перспективы развития нефтегазохимии в России. Проектируемые и строящиеся нефтегазохимические комплексы // НефтеГазоХимия. № 2. С. 5–12. [Golubeva I. A., Khudiyakov D. S., Rodina E. V. (2019). Prospects for the development of petrochemical industry in Russia. Designed and under construction oil and gas chemical complexes. *NefteGazoKhimiya*, no. 2. pp. 5–12 (in Russian).] DOI: 10.24411/2310-8266-2019-10201
- Капитонов С. (2021). Уроки газового кризиса в Европе // Энергетическая политика. № 12 (166). С. 42–49. [Kapitonov S. (2021). Lessons of the gas crisis in Europe. *Energy Policy*, no. 12 (166), pp. 42–49 (in Russian).] DOI: 10.46920/2409-5516_2021_12166_42
- Карасевич В. А. (2020). Перспективы развития внутреннего рынка газа в Российской Федерации // Газовая промышленность. № 7 (803). С. 94–100. [Karasevich V. A. (2020). Prospects for the development of the domestic gas market in the Russian Federation. *Gas industry*, no. 7 (803), pp. 94–100 (in Russian).]
- Кауфман С. (2021). Новатэк – впечатляющая стратегия уже заложена в цене акций // ФГ «Финам». [Kaufman S. (2021). Novatek – an impressive strategy is already included in the share price. *FG “Finam”*. (in Russian).] URL: <https://clck.ru/335UAt>
- Новак А. В. (2022). Ускоренная газификация регионов России – благополучие и комфорт наших граждан // Энергетическая политика. № 7 (173). С. 6–11. [Novak A. V. (2022). Accelerated gasification of Russian regions – well-being and comfort of our citizens. *Energy Policy*, no. 7 (173), pp. 6–11 (in Russian).]
- Сайгаткина С. (2022). Рынок газа в России ищет внутренние силы // Энергетическая политика. № 5 (171). С. 6–15. [Saygatkina S. (2022). The

- gas market in Russia is looking for internal forces. *Energy Policy*, no. 5 (171), pp. 6–15 (in Russian).] DOI: 10.46920/2409-5516_2022_5171_6
- Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М. (2015). Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // Современные проблемы науки и образования. № 1–1. С. 211. [Sarancha A. V., Sarancha I. S., Mitrofanov D. A., Ovezova S. M. (2015). Technologies for the production of low-pressure Cenomanian gas. *Modern Problems of Science and Education*, no. 1–1, p. 211 (in Russian).]
- Сасаев Н.И., Квинт В.Л. (2019). Обоснование развития газоперерабатывающего и газохимического производства как стратегического приоритета развития экономики России // *π-Economy*. № 5. С. 102–116. [Sasaev N. I., Kvint V. L. (2019). Rationale for the development of gas processing and gas chemical production as a strategic priority for the development of the Russian economy. *π-Economy*, no. 5, pp. 102–116 (in Russian).] DOI: 10.18721/JE.12508/
- Семикашев В.В., Гайворонская М.С. (2022). Анализ текущего состояния и перспективы газификации России на период до 2030 г. // Проблемы прогнозирования. № 1 (190). С. 91–100. [Semikashev V. V., Gaivoronskaya M. S. (2022). Analysis of the current state and prospects of gasification of Russia for the period up to 2030. *Problems of Forecasting*, no. 1 (190), pp. 91–100 (in Russian).] DOI: 10.47711/0868-6351-190-91-100
- Семикашев В.В., Гайворонская М.С., Галкин Н.А., Ситников П.В. (2022). Перспективы экспорта природного газа в Китай // Академия Энергетики. РФ. № 2 (3). С. 90–94. [Semikashev V. V., Gaivoronskaya M. S., Galkin N. A., Sitnikov P. V. (2022). Prospects for natural gas exports to China. *Academy of Energetics. RF*, no. 2 (3), pp. 90–94 (in Russian).]
- Семикашев В.В., Гайворонская М.С. (2021). Проблема газификации в России: когда и за чей счет // Нефтегазовая вертикаль. № 13–14. С. 36–42. [Semikashev V. V., Gaivoronskaya M. S. (2021). The problem of gasification in Russia: when and at whose expense. *Oil and Gas Vertical*, no. 13–14, pp. 36–42 (in Russian).]
- Семикашев В.В. (2019). Перспективы развития российской энергетики в инвестиционном сценарии (газификация, энерго- и теплоснабжение) // LVII сессия российско-французского семинара «Финансово-экономическая динамика в России и Европе». [Semikashev V. V. (2019). Prospects for the development of the Russian energy sector in the investment scenario (gasification, energy and heat supply). *LVII session of the Russian-French seminar “Financial and economic dynamics in Russia and Europe”* (in Russian).] URL: <https://ecfor.ru/publication/perspektivy-rossijskoj-energetiki-v-investitsionnom-stsenarii/>
- Талипова А.С. (2018). Реформирование внутреннего рынка газа России как фактор конкурентоспособности добывающих компаний на международных рынках газа // Вестник Московского университета. Серия 6. Экономика. № 2. С. 34–58. [Talipova A. S. (2018). Reforming the domestic gas market of Russia as a factor in the competitiveness of extractive companies in international gas markets. *Bulletin of Moscow University. Series 6. Economy*, no. 2, pp. 34–58 (in Russian).]
- Хизер П., Митрова Т. (2017). Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газа. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. [Heather P., Mitrova T. (2017). Development of gas hubs and their role in the formation of benchmarks for physical contracts for the supply of natural gas. *Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO* (in Russian).] URL: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research02.pdf>
- Эдер Л., Филимонова И., Немов В., Комарова А., Шумилова С. (2018). Газовая отрасль России: достижения и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. № 17. С. 24–37. [Eder L., Filimonova I., Nemov V., Komarova A., Shumilova S. (2018). Russian gas industry: achievements and prospects. *Oil and Gas Vertical*, no. 17, pp. 24–37 (in Russian).]

Рукопись поступила в редакцию 30.12.2022 г.

PROBLEMS AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS INDUSTRY IN THE DOMESTIC MARKET IN 2022

M.S. Gayvoronskaya

DOI: 10.33293/1609-1442-2023-2(101)-95-110

EDN: EJSCAX

Maria S. Gayvoronskaya, Post-graduate student, Junior scientific researcher, Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences (IEF RAS), Moscow, Russia; ms.gayvoronskaya@yandex.ru; ORCID 0000-0003-2923-7282

Abstract. The new conditions for 2022 imply a reduction in natural gas exports from Russia to Europe. We expect an overall reduction in natural gas exports from Russia from 244 bill. cub. m in 2021 to 155 bills. cub. m in 2025. Not only physical export flows, but also financial ones will be reduced, which may change the financial condition of Russian companies and require adjustment of their behavior models and strategies. In such conditions, the development of the domestic natural gas market, which has been discussed for the past 20 years, becomes an extremely topical topic. Therefore, this article will focus on the domestic gas market. The main producers of natural gas in Russia, their operating conditions, tax regulation, access to exports and their role in the domestic market will be analyzed and studied. In addition, domestic gas consumers will be considered and the potential for growth in natural gas consumption in the Russian domestic market, which lies in the growth of the chemical industry and the development of gasification, will be assessed. The article will put forward proposals for rebuilding the existing model of the domestic gas market, such as the abolition of the severance tax on new volumes of gas supplies, expanding the capabilities of independent companies in terms of domestic gas supply and gasification, optimizing approaches to choosing settlements for gasification, allowing all gas companies to export LNG, solving the pricing problem: choosing the optimal model for price liberalization in segments other than households and housing and communal services.

Keywords: gas industry, reform, gasification, LNG, export liberalization, Gazprom, reorientation from West to East, domestic gas market.

Classification JEL: L71, L95, O10, O20.

For reference: Gayvoronskaya M.S. (2023). Problems and prospects for development of the gas industry in the domestic market in 2022. *Economics of Contemporary Russia*, no. 2 (101), pp. 95–109. DOI: 10.33293/1609-1442-2023-2(101)-95-110. EDN: EJSCAX

Manuscript received 30.12.2022