

Д.А. Грушевенко

**ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЫНКОВ:
КАК И К ЧЕМУ АДАПТИРОВАТЬСЯ РОССИИ?**

Аннотация. В статье представлен анализ долгосрочных изменений институциональных условий функционирования мировых рынков нефти и газа. Для рынка нефти отмечается переход от «рынка продавца» к «рынку покупателя» на фоне замедления темпов роста спроса и расширения доступного предложения. Конкуренция на рынке теперь осуществляется не только между ключевыми поставщиками, но и между нефтепродуктами и их альтернативами. Для рынка газа переход в стадию превышения предложения над спросом пока не столь очевиден, коренные изменения наблюдаются в графиках потребления. К сезонным неравномерностям добавляются суточные, и даже часовые – из-за роста стохастичной выработки возобновляемых источников энергии, для которой газ выступает резервным топливом. Существенно возрастают риски ценовой волатильности по мере перехода все большего объема сделок на спотовое ценообразование. В условиях перехода мировых рынков углеводородов к новым условиям функционирования российским газовым компаниям и регуляторам требуется адаптироваться. Первым – менять свой бизнес, вторым – ценовую и налоговую политику. При этом, если для нефтяной отрасли целый ряд шагов по подобной адаптации условий уже сделан (введены гибкие налоговые режимы, меры стимулирования нефтепереработки и пр.), то для газовой отрасли ситуация хуже. Большая часть налоговой нагрузки российских газовых компаний нечувствительна к условиям реализации, при этом много лет отрасль работала в условиях перекрёстного субсидирования внутреннего рынка за счет экспорта, что закономерно требует глубокого пересмотра государственной политики в газовой сфере.

Ключевые слова: нефтегазовые рынки; энергетическая политика; ценообразование; налогообложение; адаптация к внешним изменениям; межтопливная конкуренция; изменение рыночных условий.

Грушевенко Дмитрий Александрович – старший научный сотрудник
Отдела исследования энергетического комплекса мира и России Института
энергетических исследований Российской Академии наук. Россия, Москва.
E-mail: grushevenkod@gmail.com
ORCID: 0000-0002-8660-2576

Grushevenko D.A.

**Global Transformations of Oil and Gas Markets:
How and to What Should Russia Adapt?**

***Abstract.** The article analyzes long-term changes in the institutional conditions governing the functioning of global oil and gas markets. The oil market is shifting from a “seller’s market” to a “buyer’s market” amid slowing demand growth and expanding supply. Competition now occurs not only among major suppliers, but also between oil products and alternative energy sources. In the gas market, the transition to excess supply over demand is less evident, yet fundamental changes in consumption patterns are taking shape. Seasonal fluctuations are increasingly compounded by daily and even hourly irregularities, driven by the stochastic production of renewable energy, for which gas serves as a reserve fuel. As a result, the risks of price volatility rise significantly, especially as more transactions are conducted on a spot basis. In light of these transformations in global hydrocarbon markets, Russian gas companies and regulators must adapt. Companies are required to adjust their business models, while regulators need to revise pricing and tax policies. Whereas the oil industry has already introduced flexible tax regimes and incentives for refining, the gas sector lags behind. Most of the tax burden on Russian gas companies remains insensitive to sales conditions, and for many years the industry has operated under cross-subsidization of the domestic market through exports. This situation calls for a profound revision of state policy in the gas sector.*

***Keywords:** oil and gas markets; energy policy; pricing; taxation; adaptation to external changes; inter-fuel competition; changing market conditions.*

**Grushevenko Dmitry Alexandrovich – Senior Researcher, Department of Research of the Energy Complex of the World and Russia, Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences. Russia, Moscow.
E-mail: grushevenkod@gmail.com
ORCID: 0000-0002-8660-2576**

Введение

В настоящее время топливно-энергетический комплекс (ТЭК) России и российские энергетические компании сталкиваются с беспрецедентными внешними вызовами, которые требуют, как оперативного реагирования, так и пересмотра долгосрочных планов по развитию энергетики.

Краткосрочная адаптация требует от российских энергетических компаний гибкого и быстрого реагирования на резкие изменения рыночной ситуации. В современных условиях это особенно важно в контексте международных санкций, которые ограничивают доступ к традиционным торговым маршрутам и финансовым инструментам. Компании вынуждены искать новые схемы торговли и логистики поставок, разрабатывать механизмы обхода санкционных барьеров и оперативно находить новых покупателей на альтернативных

рынках, таких как развивающиеся страны Азии, Африки, Южной и Латинской Америки. Нефтяная отрасль уже показала свою способность быстро адаптироваться к происходящим изменениям, хотя международное давление и привело к существенному росту транзакционных издержек и затрат на логистику. А вот для газовой отрасли дела обстоят хуже. Экспорт на ключевом по объемам и выручке – европейском направлении снизился в разы, прирост поставок в направлении Китая и стран Центральной Азии выбитие этих объемов не компенсирует, а поставки сжиженного природного газа (СПГ) на внешние рынки имеют существенно более низкую доходность, что в условиях необходимости проведения газификации и выполнения социальных обязательств, вынуждает отраслевиков существенно сокращать затраты и дестабилизирует финансовое положение ключевых компаний, вынуждая искать новые рынки и способы взаимодействия с контрагентами.

При этом, помимо мер по адаптации к краткосрочным шокам, существует острая необходимость долгосрочной адаптации российских отраслей к фундаментальным изменениям в мировой энергетике, вызванных энергопереходными процессами.

Причем адаптироваться к ним должны, как сами нефтегазовые компании, в том, что касается ведения бизнеса, так и государство, обеспечивая для российских компаний регуляторные условия, которые позволят им оставаться конкурентоспособными на меняющихся мировых рынках.

Ключевые тенденции на рынках нефти и газа

Рассмотрим ключевые тенденции, характерные для мировых рынков нефти и газа на текущем этапе их развития.

На протяжении большей части XX в. рынок нефти и нефтепродуктов демонстрировал опережающий рост спроса в условиях ограниченного предложения со стороны нескольких крупнейших поставщиков (картель «Семи сестер», позднее – Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК)). Ожидания скорого «пика» добычи нефти из-за исчерпания запасов подстегивали цены вверх, формируя представление о будущем рынке нефти как о дефицитном. Однако технологические прорывы в сфере добычи нетрадиционных и трудноизвлекаемых нефтей [Нетрадиционная нефть 2019], обнаружение крупных запасов в ряде стран в середине 2010-х годов, а также замедление темпов прироста спроса на глобальных рынках в результате изменений в экономике (трансформация ее структуры и сокращение темпов прироста) и расширение межтопливной конкуренции с альтернативными нефтепродуктам источниками во всех секторах потребления, изменили эту ситуацию. В ближайшем будущем предложение нефти продолжит расширяться благодаря новым открытиям и коммерциализации технологий разработки ранее недоступных запасов. Темпы роста спроса

уже замедляются по сравнению с ретроспективными, а по прогнозам некоторых экспертных и исследовательских организаций, приближается глобальный пик потребления нефти [IEA 2024; Global Energy Perspective 2024].

Немаловажной особенностью «новой нормальности» мирового рынка нефти становится и тот факт, что, если до недавнего времени «балансировать» предложение могли только члены ОПЕК (а позже – ОПЕК+), посредством увеличения или уменьшения свободных добычных мощностей, то сейчас практически аналогичные по характеру воздействия на рынок возможности появились и у сланцевых производителей. Технологические особенности эксплуатации сланцевых скважин дают американским производителям возможность достаточно гибко реагировать на ценовую конъюнктуру нефтяного рынка, действуя по аналогии с членами ОПЕК, что фактически образует два центра управления предложением на рынке.

Немаловажно учитывать и существенную политизацию процессов торговли «черным золотом», причем речь следует вести не только об ограничениях на российские контракты с 2022 г., но и уже почти забытые примеры ограничений возможностей по поставкам Венесуэлы, Ирана, тарифные барьеры и другие ограничения, которые искажают нефтяной рынок, вынуждают строить неоптимальные по логистике маршруты поставок, ведут к росту транзакционных издержек [Кулагин, Куклина, Грушевенко 2024]. Все это позволяет определить политизацию, как еще одну долгосрочную тенденцию развития рынка.

В этих условиях будет ужесточаться конкуренция между поставщиками на глобальном рынке, а задачи поддержания конкурентоспособности российских нефтекомпаний – будут актуальны, как никогда.

Меняется и структура спроса на жидкие топлива, как по составу продуктов, так и по географическим центрам его концентрации. Мировая экономика предъявляет все больший спрос на светлые фракции, в первую очередь на сжиженные углеводородные газы (СУГ) и нефть, как сырье для нефтехимии из-за масштабной «пластификации» мировой экономики [Капустин, Грушевенко 2023, с. 126], на керосин из-за отсутствия альтернатив для него в авиации, на фоне роста спроса на авиаперевозки [Grushevenko, Kapustin 2021]. Спрос на темные нефтепродукты по мере их вытеснения из электроэнергетики из-за замещения на газ и ВИЭ, и на морском транспорте – на СПГ и другие альтернативы будет снижаться. Все это формирует существенные вызовы для развития нефтепереработки, а углубление ректификации нефтяного сырья становится основной задачей, которая в будущем обусловит выживание на мировом рынке каждого конкретного нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), в том числе и российского.

Политика значительного числа развитых стран, направленная на вытеснение из баланса секторов конечного потребления нефтепродуктов на фоне наличия у этих стран финансовых возможностей реализовать подобные планы будет приводить к сокращению спроса на нефтепродукты (что уже наблюдается

в большинстве стран организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР)). В развивающихся странах, напротив, сохраняются тенденции на рост спроса на нефтепродукты по мере увеличения душевых доходов. В результате ключевые центры спроса на нефтепродукты будут перемещаться в новые регионы с одновременной трансформацией торговых потоков.

Что касается мирового рынка газа, как и на нефтяном рынке, начинает наблюдаться постепенное замедление темпов роста мирового спроса на фоне расширения предложения, при этом потребление газа снижается в регионе, который еще недавно был главным центром мировой торговли газом и основным индикатором цен – в Европе. В других регионах в ближайшие 30 лет ожидается рост потребления газа. В результате ключевые центры спроса будут концентрироваться в развивающемся мире, что потребует организации новой инфраструктуры поставок для всех ключевых поставщиков, в том числе российских. Газ, в отличие от нефти и нефтепродуктов сильнее привязан к инфраструктуре (газопроводы, подземных хранилища газа (ПХГ)), а «гибкие» инфраструктурные решения (СПГ) пока несопоставимы по объемам перевозок, который они могут обеспечить с нефтяным танкерным флотом, что не позволяет быстро переориентировать поставки «голубого топлива» на новые рынки. В том числе и за счет стационарной инфраструктуры, на газовом рынке, геополитические решения играют еще более существенную роль при организации поставок, причем «политизация» газовой торговли тоже должна восприниматься, как долгосрочная «новая нормальность».

Еще одна вещь, на которой важно заострить внимание – изменение требований к обеспечению гибкости поставок газа ключевым потребителям. Мировой рынок газа исторически отличается достаточно высокой неравномерностью поставок, что обуславливается традиционными сезонными и суточными колебаниями спроса (отопительный сезон, пики потребления электроэнергии), что не характерно, например, для тех же рынков нефтепродуктов. Для нефтепродуктов сезонные флуктуации спроса значительно ниже и спрос отклоняется вверх от средних значений в летний период (сезон отпусков, сельскохозяйственные работы) (рис. 1).

В последние годы, к этим уже привычным и относительно прогнозируемым неравномерностям на газовом рынке, добавилась новая, связанная с необходимостью покрывать дисбалансы выработки ВИЭ, связанные с погодными условиями. Это хорошо видно на генерации Европейского союза (ЕС), где доля выработки солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) станций уже достаточно высока. Так, в июле 2024 г., газовая генерация колебалась в диапазоне от 13,5 ГВт*ч в одновременно ветренный и солнечный день, до 70 ГВт*ч в периоды малой выработки на НВИЭ станциях. В декабре, на фоне отсутствия солнца, минимальное значение часовой выработки газовых станций ЕС составило 19,8 ГВт против 112,8 ГВт в максимуме. При этом на протяжении года ряд газовых станций Европы работали считанные часы (рис. 2).

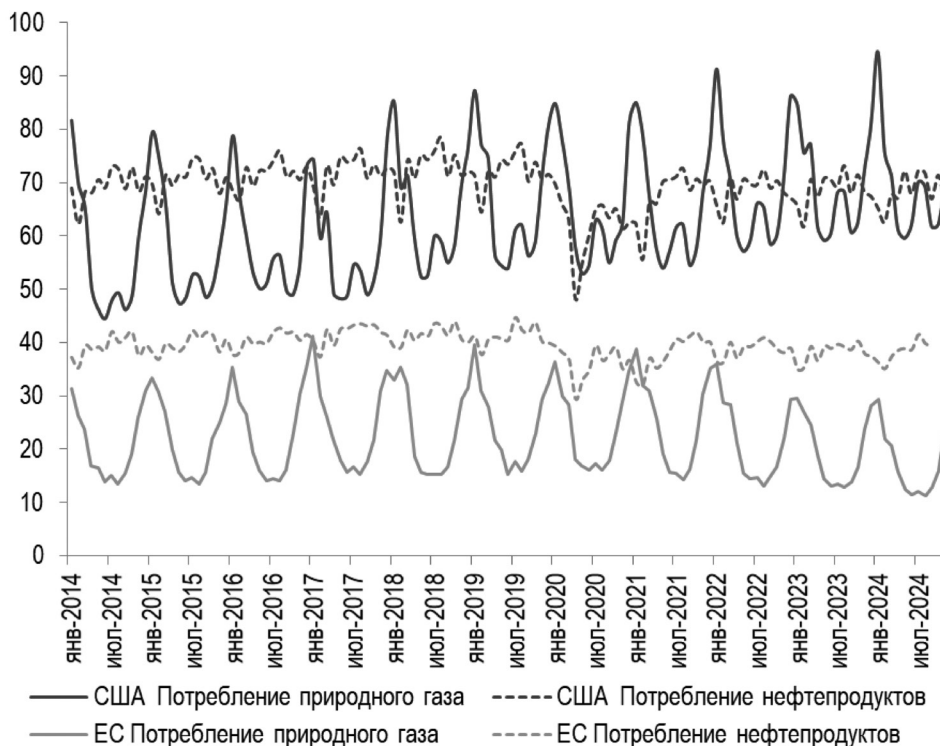


Рис. 1. Помесячное потребление природного газа и нефтепродуктов в США и ЕС в 2014–2024 гг. (млн т н. э.)

Источник: рассчитано по: [EIA U.S. Natural Gas Consumption by End Use; EIA U.S. Product Supplied for Crude Oil and Petroleum Products; Energy statistics – quantities, monthly data]

Увеличение доли НВИЭ в мировом энергобалансе – устойчивая для мира тенденция, которая отмечается во многих исследованиях, посвященных будущему развитию энергетики [BP 2024; Equinor 2024; Global Energy Perspective 2024; IEA World Energy Outlook 2024; World Oil Outlook 2050 2024; The 2025 Energy Security Scenarios 2025]. Подобное единодушие исследовательских организаций заставляет рассматривать как реальный риск в будущем – усиление стохастичности выработки электрической энергии по всем энергосистемам мира, а значит, усиления неравномерности поставок газа во все страны и регионы, что формирует большие вызовы в части обеспечения гибкости систем хранения и транспортировки «голубого топлива».

Рост неравномерности спроса на газ будет формировать и различия в ценности газа в разных точках мира в разные моменты времени, что неизбежно будет при-

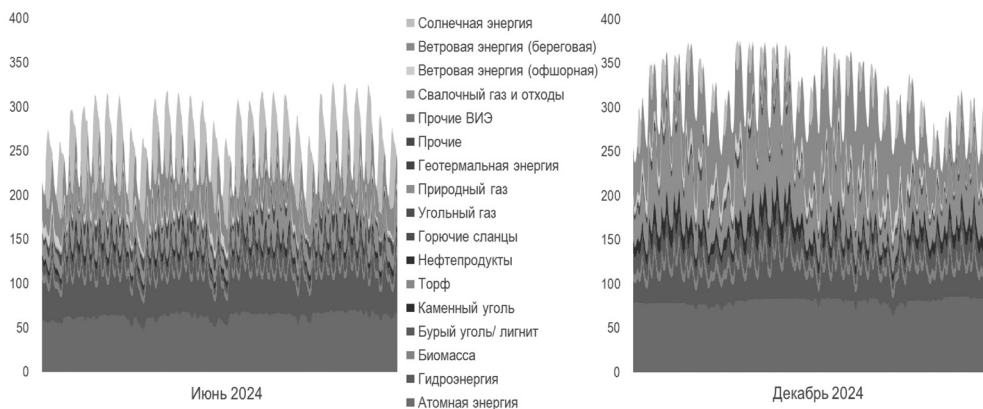


Рис. 2. Почасовая генерация электроэнергии в ЕС в июне 2024 г (левый график) и декабре 2024 г (правый график), МВт

Источник: [Energy charts]

водить к дифференциации цен на газ по странам, регионам, сезонам. Закономерно, что у самих поставщиков газа в таких условиях будет формироваться объективный экономический стимул перепродавать газ с рынка на рынок, не связывая себе долгосрочными обязательствами с рисками упущенной выгоды. Это поддерживает расширение использования краткосрочных индикаторов в мировой торговле.

Причем подобная тенденция уже прослеживается, так, в период с 2005 по 2023 г. доля продаж газа по спотовым ценам в мировом потреблении газа выросла с 32 до 50 %, а доля продаж в привязке к ценам нефти снизилась с 24 до 18 %.

При этом волатильность самих спотовых цен на газ существенно возросла и превысила даже известную своим непостоянством неравномерность изменения нефтяных котировок (рис. 3), тем самым добавив к объемным неопределенностям для поставщиков газа еще и ценовые.

Важно отметить и тот факт, что в новом ключевом центре торговли газом в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР), где начинает концентрироваться основной мировой спрос, на данный момент не сформировано репрезентативных прозрачных индикаторов спотовой торговли. В результате крупнейший по темпам роста спроса (а в недалеком будущем и по абсолютным объемам) рынок функционирует в условиях набора разнородных привязок, которые не могут объективно отразить его состояние. По мере расширения доли ВИЭ и зависимости от природных факторов система перекосов будет становиться всё более значимой, так как контрактная привязка в АТР к краткосрочным индексам Европы или США будет отражать погодные условия в тех регионах, которые

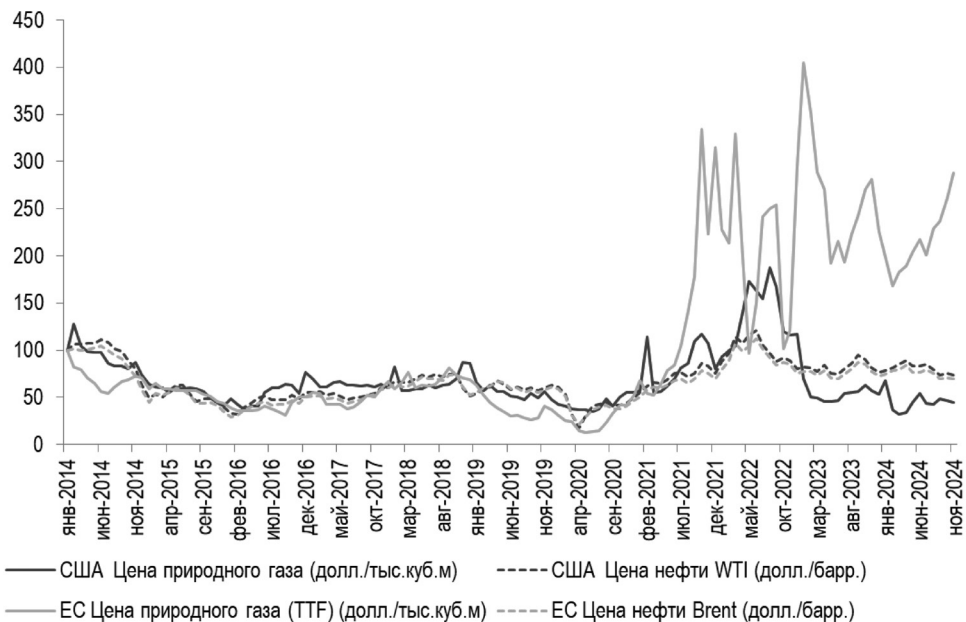


Рис. 3. Индекс (01.2014 = 100) среднемесячных цен на газ в США (Henry Hub), Европе (TTF), и цен нефти марок Brent и WTI

Источник: рассчитано по: [EIA Henry Hub Natural Gas Spot Price]; [Worldbank Monthly prices].

могут сильно отличаться от азиатских. Таким образом, миру необходимо будет формирование объективных краткосрочных индикаторов в каждом значимом центре торговли. Процесс глобализации торговли продолжится и приобретет более явные черты из-за необходимости постоянной балансировки рынка и перенаправления объемов, что усилит в некоторой степени арбитраж между рынками. Но ценовые индексы при этом будут становиться более диверсифицированными по регионам, на них будут влиять не только транспортная доступность ключевых центров производства, но и быстро меняющиеся уровни дефицита / профицита газа на локальных и глобальном рынках. В условиях межрегионального ценового арбитража будут меняться подходы к торговле, стимулируя поставщиков работать в «пакетном» режиме с возможностями гибкого перенаправления объемов с разных ресурсных баз.

Резюмируя вышесказанное: рынки нефти и газа существенно меняются: этап стремительного роста спроса и дефицита предложения сменяется периодом профицита и ужесточением межтопливной и конкурентной борьбы, причем эта борьба будет вестись любыми мерами, в том числе и политическими.

Для российских поставщиков газа смена внешних условий оказывается даже более кардинальной, чем для нефтеэкспортеров. Меняются не только географические направления экспорта и усложняются условия торговли, к объемным рискам прибавляется существенная ценовая неопределенность, необходимость переориентировать не только направления, но и режимы поставок – обеспечивая их максимальную гибкость, подстраиваясь под новые условия отбора потребителями. Но готовы ли отрасли к работе в новых режимах?

Адаптация отраслей к рыночным изменениям

Российская нефтяная отрасль много лет, словно готовилась, к происходящим сейчас трансформационным процессам на глобальных рынках.

С начала 2000-х годов активно развивались нефтетранспортные коридоры на перспективное восточное экспортное направление (нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, порт Козьмино, нефтепровод Сковородино-Мохе), не останавливалось развитие портовой инфраструктуры и на Западе страны (порты Приморск, Новороссийск), отдельно следует отметить успешное развитие проектов поставок углеводородов по Северному морскому пути (СМП). Развитие инфраструктуры в условиях санкционных ограничений позволило оперативно изменить географию поставок и сформировало задел для дальнейшей диверсификации. При этом даже всех этих действий оказалось недостаточно для того, чтобы полностью сохранить доходность отрасли после 2022 г.

Ценовой потолок, добровольные отказы от закупок российских углеводородов со стороны ряда компаний, удорожание логистики из-за необходимости использовать «теневой флот» и использовать длинные цепочки контрагентов для приобретения финансовых услуг и страхования – все это сказалось ростом транзакционных и логистических затрат и снижением общей выручки.

Кроме адаптации логистики, много раз пересматривалась и оттачивалась система поддержки модернизации НПЗ (четырёхсторонние соглашения, дифференцированные пошлины на различные нефтепродукты, обратные акцизы и пр.), что позволило создать технологический и регуляторный заделы к требуемому углублению переработки.

Создавалась комплексная система льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Позже был осуществлен частичный переход на налог на добавленный доход (НДД), что позволило обеспечить гибкость и чувствительность налогов отрасли к внешней ситуации, как минимум – дать налоговым поступлениям чувствительность к ценам, как максимум – обеспечить перераспределение рисков между государством и инвестором и дать возможность отрасли уходить «вниз» по ценам, на существенную величину «налоговой нашлапки» в затратах.

Бесспорно, текущий регуляторный режим в нефтяной отрасли имеет свои недостатки и «узкие места», с которыми нужно работать. Но в целом, как минимум, создана адекватная база для реакции на внешние вызовы, которая позволила поддержать производственные и экспортные показатели в последние три года, когда санкционное давление на Россию только возрастает.

Куда сложнее ситуация для газовой отрасли. В то время как внешние рынки становятся все более турбулентными в части колебания цен и потенциальных объемов экспорта, система ценового и налогового регулирования внутри страны, напротив – костенеет. Налоговые сборы на трубопроводный газ практически перестали быть гибкими к ценам реализации за счет снижения поступлений по экспортной пошлине и установке прямых надбавок в НДС. СПГ, торговля которым периодически, напротив – приносит сверхприбыли не облагается ни экспортной пошлиной, ни НДС. Не спасает и ситуация на внутреннем рынке, индексация цен практически полностью отбирается увеличением налогов, кроме прочего сохраняется практика перекрестного субсидирования, как между регионами, так и между категориями потребителей.

Во многом эти проблемы обусловлены привычной схемой работы отрасли на протяжении 30 лет, когда ключевым направлением получения доходности был внешний рынок. Именно он фактически и являлся основным источником бюджетных платежей и перекрестного субсидирования для внутреннего рынка.

Теперь эта отработанная схема перестала работать. Трубопроводный экспорт в Европу снизился в несколько раз. Поставки по трубопроводам в Китай (Сила Сибири, проект Дальневосточный, Сила Сибири-2) характеризуются меньшей доходностью, и в ближайшее время это направление стоит воспринимать скорее, как объект для новых инвестиций, о выходе на прибыльность проектов можно будет говорить только спустя десятилетие. Экспорт СПГ, в том числе по Северному морскому пути характеризуется большими издержками, и есть высокие риски сохранения устойчивости поставок в условиях геополитических сложностей (некоторые проекты подпали под санкции США, на основном рынке поставок в ЕС заявляют о планах отказа от закупок в России). При этом экспортная пошлина с СПГ не платится, а по НДС предоставляются льготы.

Независимые производители газа на протяжении нескольких десятилетий могли развиваться и наращивать производство благодаря трем факторам. Во-первых, для многих из них производство газа является побочным продуктом деятельности при добыче нефти и в этом случае сбыт газа позволяет избежать штрафов за сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ). Во-вторых, для некоторых компаний добыча из месторождений газового конденсата позволяла именно за счет его реализации обеспечивать хорошую прибыльность проектов. В-третьих, пониженная налоговая нагрузка и возможность выбора покупателя из-за отсутствия обязательств по регулируемым ценам для промышленности

давали возможность показывать добычу с низкой сезонной неравномерностью и хорошую рентабельность продаж. Но к 2024 г. и многие проекты независимых производителей подошли к грани рентабельности при реализации газа на внутреннем рынке, особенно при работе в низкодоходных и убыточных регионах.

Эта ситуация требует создания новой модели работы отрасли, в которой система ценообразования и налогообложения является ключевым элементом.

Необходимые регуляторные решения для газовой отрасли

Для того чтобы обеспечить устойчивую работу газовой отрасли на годы вперед, система регулирования должна опираться на достаточно простую логику работы: внутренний рынок должен работать на условиях самокупаемости, без перекрестного субсидирования от внешних поставок и оставаться привлекательным для частных инвестиций, что в свою очередь будет стимулировать развитие конкуренции. Для этого необходимо обеспечить реализацию взвешенной ценовой и налоговой политики, отвечающей современным реалиям внутреннего и внешнего рынков.

Очевидным шагом в этом направлении должно стать дерегулирование внутренних цен. Безусловно, этот процесс займет годы, резкий переход на свободные цены в условиях ограниченной конкуренции рискован и вряд ли оправдан.

Целесообразно здесь действовать по японской модели – начать процесс с тех сегментов, где конкуренция между поставщиками уже наличествует, в частности – в сегменте крупных промышленных потребителей в тех регионах, где по факту представлены несколько поставщиков. Постепенно насыщение конкурентными поставками этого крупного сектора будет вынуждать газовые компании искать новые ниши и возможности заработать, они будут начинать борьбу за более мелкого потребителя, за новые регионы. В эти моменты целесообразно снижать планку «крупности» потребителя, включать в эксперимент новые регионы. При этом уже на ранних этапах реформирования внутреннего рынка газа целесообразно хоть и оставить регулируемое ценообразование для населения и приравненных к нему категорий, но вывести цены для социальных категорий, как минимум на уровень «затраты плюс», а также ввести в цены «сезонную» составляющую, которая позволит стимулировать производителей вкладываться в повышение гибкости поставок (строительство ПХГ, регулирование объемов добычи), а потребителей подготовиться к тому, что в любом случае случится, когда цены будут дерегулированы – в отопительный сезон они будут выше.

По мере расширения сегмента конкурентных поставок и развития рыночного ценообразования, регуляторы получают хороший «индикатор» для управления рынком и формирования понимания о балансе спроса и предложения

в отдельных регионах. Этот индикатор позволит определять: каким должен быть уровень регулируемых цен (для населения и приравняваемых к нему категорий) – для социально значимых потребителей.

Важнейшим шагом в эволюции ценообразования должно стать и устранение перекрестного субсидирования. В практике стран ОЭСР цены для населения обычно выше. Коммунально-бытовой сектор характеризуется небольшими объемами спроса, высокой сезонной и суточной неравномерностью потребления, что закономерно приводит к более высоким удельным затратам на поставку населению. В России эта логика искажена, как результат – поставщики не заинтересованы в том, чтобы брать на себя снабжение газом населения и приравненных к нему категорий, а обеспечение этих секторов газом по сути превращается в социальную нагрузку на бизнес. Кроме того, низкие цены газа не способствуют развитию энергоэффективности и энергосбережения, не стимулируют к обновлению основных фондов коммунально-бытового хозяйства.

Важный аспект реформирования рынка – устранение перекрестного субсидирования между регионами. Существующая система регулирования, при которой цены на газ в удаленных от мест добычи регионах и транспортные тарифы субсидируются, приводит к искажению параметров межтопливной конкуренции, отклоняясь от естественных (затратных) показателей. В результате системы энергоснабжения оказываются дороже, а в ряде регионов и менее экологичны, чем могли бы быть в рыночных условиях. ВИЭ, атом и уголь не могут эффективно конкурировать с субсидируемым газом, а газовые компании несут убытки при организации поставок в ряд регионов.

При этом, при проведении реформ ценообразования важно не допустить чрезмерной нагрузки на уязвимые категории потребителей. Для соблюдения этого условия целесообразно внедрить практику адресной поддержки нуждающихся в ней категорий (пенсионеров, малоимущих, многодетных семей и пр.).

Ценовая политика должна реализовываться в согласовании с налоговой. На базовом уровне: существует проблема, которая хорошо видна по результатам финансовой отчетности ПАО «Газпром» (рис. 4): выручка от продаж после частичной потери европейского рынка перестала покрывать затраты, включая налоги. В этих условиях необходимо либо поднимать цены на внутреннем рынке, либо сокращать налоги в добыче, однако на практике предпринимаются обратные шаги – в НДС вводятся коэффициенты, не отражающие рыночные реалии, а рост внутренних цен полностью отбрасывается опережающим ростом налогового бремени.

Резко контрастирует с этой логикой налогообложение СПГ, на фоне ценового ралли на внешних рынках СПГ проекты получают сверхдоходы, однако при этом освобождены от уплаты экспортной пошлины, а часть проектов имеет временные льготы по НДС.



* *Примечание:* 2022–2024 гг. оценка с учетом доступных данных

Рисунок 4. Сводные финансовые показатели работы в газовом бизнесе ПАО «Газпром» на внутреннем рынке и экспорте, млрд руб.

Источник: рассчитано по: [Отчетность ПАО Газпром].

Задача налоговой системы – обеспечить справедливое распределение рисков и выгод от реализации газовых проектов (неважно, в каком виде – сжиженном или трубопроводном – он поставляется на рынок) между государством и компаниями. В связи с этим предлагается разделить систему уплаты НДС на «внутреннюю» и «внешнюю». На внутреннем рынке установить налог на добычу, согласованный с реальными ценами реализации и затратами газовых компаний (с сохранением льгот для «сложных проектов»). На внешнем – привязать налоги к реальным ценам реализации, либо и вовсе – к финансовому результату, как это уже сделано в нефтяной отрасли. Что позволит объективно разделить риски между бизнесом и бюджетом, обеспечит сохранение конкурентоспособности отрасли на экспорте и даст возможность работать на внутреннем рынке с приемлемой доходностью.

Помимо изменения цен и налогов, важнейшим направлением совершенствования регулирования в газовой отрасли должны стать меры, направленные на поддержание и развитие газотранспортной сети (ГТС). Газопроводы, как и нефтепроводы и железные дороги, – это естественно монопольный вид бизнеса, и институционально важно с точки зрения обеспечения энергети-

ческой безопасности страны сохранить его таковым. При этом, закономерно, что, как и любая другая естественная монополия в рыночной экономике, газотранспортная система должна работать на условиях окупаемости затрат и недискриминационного доступа. И здесь критически важна роль государства в управлении этой системой. Потребители услуг ГТС и собственник ГТС всегда будут находиться в противоречии: одни будут стремиться снизить затраты на транспортировку и снизить тариф на прокачку, а второй – заработать больше и этот тариф увеличить. В этом споре государство и ответственные органы должны выступить непредвзятым арбитром и пристальным аудитором. Однако по факту, тарифы на транспортировку остаются замороженными с 2015 г., и во многом работа ГТС долгие годы субсидировалась за счет тех же экспортных доходов от поставок в Европу, которых теперь попросту нет.

Вопрос пересмотра тарифной политики, а точнее реализации давно сформулированных на уровне нормативно-правовых актов принципов, обостряется еще и тем, что перед газовиками стоят масштабные задачи по пространственно-территориальному развитию. Развивается добыча в Восточной Сибири (освоение Чаяндинского, Ковыктинского и других месторождений); осваиваются запасы углеводородов на Севере Красноярского края (полуостров Таймыр и прилегающие территории); и даже в традиционно крупнейшей по запасам и объемам добычи Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции газовики вынуждены уходить все севернее – на полуострова Ямал и Гыдан. Параллельно ставятся задачи пространственного освоения Дальнего Востока и Восточной Сибири, ввода в этих регионах новых промышленных площадок, газификации населения и объектов генерации. Смещение географии добычи, с одной стороны, и развитие новых территорий на Востоке страны – с другой, формулируют задачу по созданию единой газотранспортной системы от самого Запада до самого Востока, однако остается неясным, как выполнять эту задачу в условиях нехватки финансирования.

Опциями в данном контексте являются и предоставление прямых бюджетных субсидий, регионального софинансирования, средств ФНБ, однако все это больше похоже на «костыли», чем на долгосрочные регуляторные меры, которые позволили бы отрасли устойчиво функционировать. Целесообразным видится перенять отчасти опыт нефтяной промышленности – перейти на «инвестиционные» тарифы на услуги ГТС, при этом для «страховки» сохранив саму ЕСГ в составе ПАО «Газпром».

Естественно, любые существенные изменения в регуляторных условиях несут в себе риски и вызовы. Так, повышение налоговой гибкости приведет к тому, что, во-первых, доходы от газовой отрасли станут труднопрогнозируемыми, а во-вторых, (учитывая конъюнктуру внешних рынков) с высокой вероятностью снизятся. Однако, на примере нефтяной отрасли, и того, как происходит смена регулирования в ней, просматривается осознание того, что лучше

умерить бюджетные аппетиты и дать отрасли возможность развиваться в гибких режимах, нежели собрать сиюминутную прибыль в ущерб будущей устойчивости и конкурентоспособности.

Цены всегда являются очень чувствительным вопросом, и, безусловно, их рост не может не вызывать недовольства у потребителей. Поэтому придется провести большую работу, связанную с пересмотром цен как для промышленности, так и для населения. Причем в вопросах, касающихся населения, требуется тщательный подход к определению как самих категорий социально уязвимых потребителей, так и к разработке конкретных механизмов субсидирования цен.

Аналогично и с транспортными тарифами: спор об их «справедливом» уровне между собственником ГТС и получателями транспортных услуг неизбежен, и здесь критически важна роль регуляторов, которые должны сформировать правила установления тарифов и взять на себя функцию арбитра в этом споре.

Тем не менее несмотря на имеющиеся риски и ограничения, реализация новой газовой политики по трем ключевым направлениям – цены, налоги, транспортные тарифы – в конечном итоге должна вывести отрасль из кризиса, позволить ей остаться эффективной и конкурентоспособной на внешнем рынке. Однако все эти шаги необходимо осуществлять уже сейчас, в противном случае «запаса прочности» может не хватить надолго.

Библиография

Капустин Н.О., Грушевенко Д.А. Оценка долгосрочных перспектив спроса на рынке пластика в условиях трансформации отрасли // Проблемы Прогнозирования. 2023. № 2 (197). С. 126–140. DOI: 10.47711/0868-6351-197-126-140

Кулагин В.А., Куклина А.К., Грушевенко Д.А. Политика против декарбонизации // Мировая экономика и международные отношения. 2024. Т. 68, № 9. С. 50–61. DOI: 10.20542/0131-2227-2024-68-9-55-66.

Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / под ред. Грушевенко Д.А., Кулагина В.А. Москва: ИНЭИ РАН, 2019. 62 с. ISBN 978-5-91438-026-4

Отчетность ПАО Газпром // ПАО Газпром. 2024. URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2024/> (дата обращения: 07.04.2025).

BP Energy Outlook // BP p.l.c. 2024. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html> (дата обращения: 07.04.2025).

Energy Perspectives 2024 // Equinor ASA. 2024. URL: <https://www.equinor.com/sustainability/energy-perspectives> (дата обращения: 07.04.2025).

EIA U.S. Natural Gas Consumption by End Use // U.S. Energy Information Administration. 2024. URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dc_u_nus_a.htm (дата обращения: 07.04.2025).

EIA U.S. Product Supplied for Crude Oil and Petroleum Products // U.S. Energy Information Administration. 2024. URL: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_cons_psup_dc_nus_mbbldp_m.htm (дата обращения: 07.04.2025).

Energy Perspectives 2024 // Equinor ASA. 2024. URL: <https://www.equinor.com/sustainability/energy-perspectives> (дата обращения: 07.04.2025).

Energy charts. Public net electricity generation in the European Union // Fraunhofer ISE. 2025. URL: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=EU> (дата обращения: 07.04.2025).

Energy statistics – quantities, monthly data // Eurostat. 2024. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/main/data/database> (дата обращения: 07.04.2025).

Global Energy Perspective 2024 // McKinsey & Company. 2024. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective> (дата обращения: 07.04.2025).

Grushevenko D.A., Kapustin N.O. Modelling of energy consumption in the transport sector // AIP Conf. Proc. 5 January 2023. Vol. 2552 (1): 080015. DOI: 10.1063/5.0111525

IEA World Energy Outlook // International Energy Agency, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата обращения: 07.04.2025).

The 2025 Energy Security Scenarios. Energy and artificial intelligence // Shell Scenarios. 2025. URL: <https://www.shell.com/news-and-insights/scenarios/the-2025-energy-security-scenarios.html> (дата обращения: 07.04.2025).

Worldbank Monthly prices // Worldbank. 2025. URL: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> (date of access: 07.04.2025).

World Oil Outlook 2050 // ОПЕК. 2024. URL: <https://publications.opec.org/woo/Download> (дата обращения: 07.04.2025).

References

BP Energy Outlook // BP p.l.c. 2024. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html> (date of access: 07.04.2025).

EIA U.S. Natural Gas Consumption by End Use // U.S. Energy Information Administration. 2024. URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm (date of access: 07.04.2025).

EIA U.S. Product Supplied for Crude Oil and Petroleum Products // U.S. Energy Information Administration. 2024. URL: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_cons_psup_dc_nus_mbbldpd_m.htm (date of access: 07.04.2025).

Energy charts. Public net electricity generation in the European Union // Fraunhofer ISE. 2025. URL: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=EU> (date of access: 07.04.2025).

Energy Perspectives 2024 // Equinor ASA. 2024. URL: <https://www.equinor.com/sustainability/energy-perspectives> (date of access: 07.04.2025).

Energy statistics – quantities, monthly data // Eurostat. 2024. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/main/data/database> (date of access: 07.04.2025).

Global Energy Perspective 2024 // McKinsey & Company. 2024. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective> (date of access: 07.04.2025).

Grushevenko D.A., Kapustin N.O. Modelling of energy consumption in the transport sector // AIP Conf. Proc. 5 January 2023. Vol. 2552 (1): 080015. DOI: 10.1063/5.0111525 (In Russ.)

IEA World Energy Outlook // International Energy Agency, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (date of access: 07.04.2025).

Kapustin N.O., Grushevenko D.A. Ocenka dolgosrochny`x perspektiv sprosa na ry`nke plastikov v usloviyax transformacii otrasli [Assessment of long-term demand prospects in the plastics market

in the context of industry transformation]// Problemy` Prognozirovaniya [Problems of Forecasting]. 2023. N 2 (197). Pp. 126–140. DOI: 10.47711/0868-6351-197-126-140 (In Russ.)

Kulagin V.A., Kuklina A.K., Grushevenko D.A. Politika protiv dekarbonizatsii [Policy against decarbonization]// Mirovaya e`konomika i mezhdunarodny`e otnosheniya [World Economy and International Relations]. 2024. Vol. 68. N 9. Pp. 50–61. DOI: 10.20542/0131-2227-2024-68-9-55-66 (In Russ.)

Netraditsionnaya nef` : texnologii, e`konomika, perspektivy` [Unconventional oil: technologies, economics, prospects]/ pod red. Grushevenko D.A., Kulagina V.A. Moskva: INE`I RAN, 2019. 62 p. ISBN 978-5-91438-026-4 (In Russ.)

The 2025 Energy Security Scenarios. Energy and artificial intelligence // Shell Scenarios. 2025. URL: <https://www.shell.com/news-and-insights/scenarios/the-2025-energy-security-scenarios.html> (date of access: 07.04.2025).

Worldbank Monthly prices // Worldbank. 2025. URL: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> (date of access: 07.04.2025).

World Oil Outlook 2050 // OPEC. 2024. URL: <https://publications.opec.org/woo/Download> (date of access: 07.04.2025).