

Quo Vadis: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС или подготовка новой «линии Керзона»?*



А.А. Конопляник,
советник Генерального директора
ООО «Газпром экспорт», профессор
кафедры «Международный
нефтегазовый бизнес» РГУ нефти
и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
доктор экономических наук

В данной статье автор анализирует исторические предпосылки и ход формирования, текущую ситуацию и перспективы развития системы регулирования единого внутреннего оптового европейского рынка газа.

Автор рассматривает возможные пути развития регулирования этого рынка в контексте проводимого Еврокомиссией исследования Quo Vadis, изначальной целью которого, в техническом задании на его подготовку, ставилась оценка эффективности, сформированной на основе Третьего энергопакета ЕС (2009 г.) и подготовленных в его развитие (2010–2016 гг.) Сетевых кодексов, комплексной системы регулирования рынка газа ЕС и, в случае необходимости, дать предложения по ее корректировке.

Ключевые слова: проект Еврокомиссии Quo vadis, регулирование рынка газа ЕС, Россия.

Quo Vadis: Evaluation of efficiency of the European Union's Third Energy Package or preparation of a new Curzon Line?

Konoplyanik A.A.

In this article the author analyzes historical background, current situation and outlook of development of the Europe's internal common wholesale gas market.

The author reviews possible ways of regulation of this market in the context of the European Commission's study on Quo Vadis EU gas market regulatory framework aimed at evaluation of the efficiency of the EU's integrated gas market regulatory system and development of proposals for its adjustment.

Keywords: European Commission's Quo Vadis project, EU's market regulation, gas market, Russia.

Предложенные модельные сценарии

Сценарий 1: тарифная реформа. Предлагается перераспределение тарифов между операторами ГТС оптового рынка внутри рыночной зоны и внешне по отношению к оптовому рынку зоны игроками в рамках «игры с нулевой суммой». Предлагается обнуление тарифов «вход-выход» внутри рыночных зон ЕС и компенсация операторам ГТС этих зон недобора их тарифных поступлений за счет переноса либо 100 % этого недобора на входные тарифы в зону (см. рис. 1), либо его распределения в пропорции 50/50 между входными тарифами в рыночную зону оптового рынка (перекладывание 50 % дополнительных затрат на экспортеров) и выходными тарифами из зоны оптового рынка в зону розничного рынка (перекладывание 50 % дополнительных затрат на конечных потребителей).

Аккумуляция и перераспределение повышенных входных/выходных тарифов в зону/из зоны в пользу операторов ГТС этой зоны для сохранения за ними возможности финансировать функционирование и развитие ГТС зоны предлагается обеспечить за счет создания специального фонда (TCF = TSO Compensation Fund) под управлением ACER. На мой взгляд, это напоминает предложение о фактическом формировании аналога «Люблянского Госплана» (штаб-квартира ACER находится в Любляне). Этот фонд присутствует в качестве основного элемента во всех предложенных для осуществления сценариях Консультанта.

Идея о целенаправленно неравномерном распределении тарифов «вход-выход» для управления (экономического стимулирования) входными-выходными потоками газа в рыночную зону и из нее не нова и в данном случае пальма первенства не принадлежит Консультанту. Изложенная в сценарии 1 идея была обоснована (хотя и предложена тогда лишь для дальнейшей дискуссии), например, в работе, опубликованной западно-

* Продолжение. Начало см. «Нефть, Газ и Право». 2017. № 4.

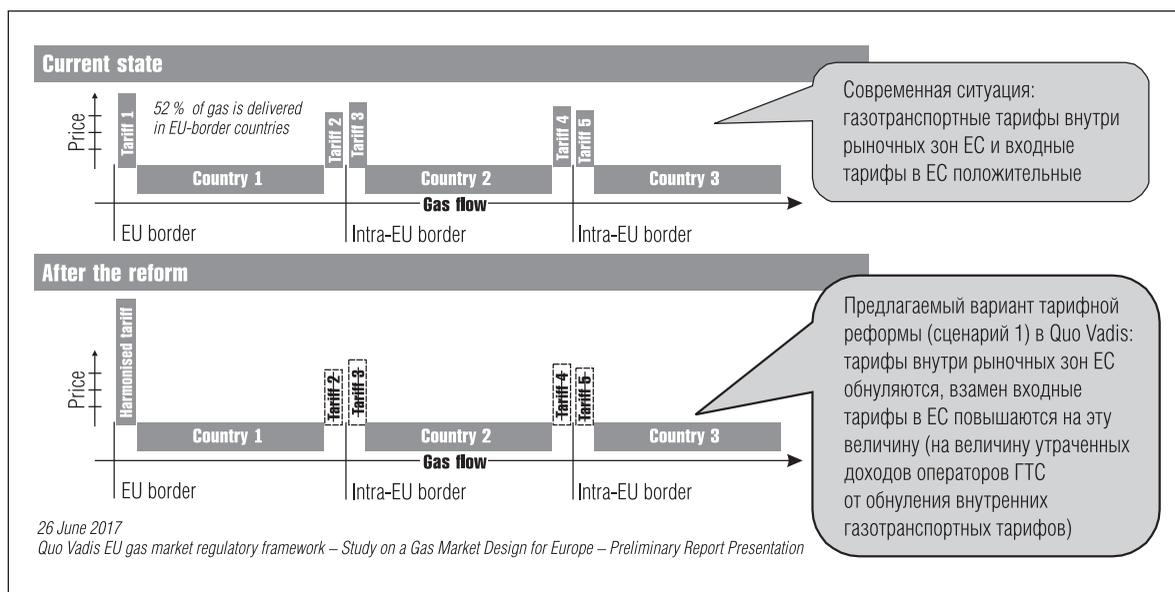


Рис. 1. Предлагаемая тарифная реформа (Сценарий 1 в Quo Vadis): обнуление внутренних газотранспортных тарифов, соответствующее компенсационное повышение входных тарифов в ЕС

германским институтом EWI в конце 2015 г.¹ Вопрос о пропорциях распределения входных-выходных тарифов в рамках рыночной зоны (сохранять «нейтральное» 50/50 — или неравномерное, измененное в пользу входных или выходных тарифов) активно обсуждался в ходе подготовки СК по тарифам в период 2013–2016 гг.

Сценарий 2: реальное слияние (укрупнение до «региональных») рыночных зон с примерно одинаковым уровнем ликвидности (однородности), что дает возможность выравнять уровни котировок торговых площадок (хабов) внутри зоны. В Quo Vadis предложено четыре укрупненных региональных зоны (см. зоны 1–4 на базовой карте-основе для рис. 2).

Сценарий 3: условное (виртуальное) слияние рыночных зон, т.е. виртуальное объединение разнородных (по уровню ликвидности) рыночных зон, что дает возможность применять внутри неликвидной зоны котировки с торговых площадок более ликвидной зоны.

Важным условием такого виртуального объединения зон является наличие между ними инфра-

структуры ГТС, что делает довольно очевидной, по крайней мере для меня, цель предложенного предприятия. Очевидным и естественным первым претендентом на такое виртуальное объединение зон является, на мой взгляд, виртуальное присоединение Украины (страны — члена Договора об Энергетическом Сообществе (ДЭС), включенной в модель REKK и, тем самым, в проект Quo Vadis) к региональной зоне 2, включающей Германию, страны Бенилюкса, Чехию и Словакию (см. рис. 2). «Виртуальное объединение» с этой зоной Украины строится вокруг существующей экспортной ГТС для поставок российского газа через Украину-Словакию-Чехию в Германию. Таким образом, создаются предпосылки для применения на всем протяжении этой цепочки рыночных зон «виртуального реверса». Это, в свою очередь, дает возможность «виртуально-го импорта» в страны на востоке такой «виртуально объединенной» региональной зоны, которые сегодня не имеют собственного ликвидного газового внутреннего рынка, а значит, торговых площадок с представительными рыночными (неискаженными) ценовыми котировками, вполне реального уровня цен с ликвидных торговых площадок Северо-Западной Европы.

И тогда мне становится понятным, какой именно механизм имеют в виду высокопоставленные представители НАК «Нафтогаз Украины», которые в ходе недавних своих публичных выступлений говорили о скором применении на территории Украины рыночных котировок непосредственно с ликвидных торговых площадок Германии²

¹ Dr. Harald Hecking. Rethinking Entry-Exit: Two New Tariff Models To Foster Competition And Security Of Supply In The EU Gas Market. ewi Policy Brief. // ewi Energy Research & Scenarios GmbH, Cologne, December 14, 2015.

² Об этом, например, говорили на конференции «Нафтогаз и будущее энергетического сектора Украины», состоявшейся 19 июня 2017 г. в Атлантическом Совете США в Вашингтоне, председатель правления компании А. Коболев и ее финансовый директор Ю. Витренко. (<http://www.atlanticcouncil.org/events/webcasts/naftogaz-and-the-future-of-ukraine-s-energy-sector>).

(т.е. вождеденных «европейских цен»), причем без затрат на транспортировку газа из одной рыночной зоны в другую, что имеет место сегодня и удорожает покупаемый ими в рамках физического реверса из ЕС российский газ, поскольку такая «виртуально объединенная» зона станет единой.

Но такая задача может быть в принципе реализована только в том случае, если будут сохранены устойчивые масштабные экспортные транзитные поставки российского газа по этому коридору (с Востока на Запад), чтобы можно было — хотя бы на уровне технической концепции — применять «виртуальный реверс» в обратном (с Запада на Восток) направлении для импорта, в том числе и газовых цен с ликвидных торговых площадок Северо-Западной Европы.

В случае сохранения транзита российского газа через Украину после 2019 г. изложенный в модели EGMM REKK подход предполагает перенос ПСП на российско-украинскую границу и дальнейший транзит через Украину уже силами западноевропейских компаний.

Таким образом, это еще один аргумент, объясняющий настойчивое желание европейских государств и их компаний-«мид-стримеров» — торговых партнеров Газпрома сохранить широко-масштабный транзит российского газа через Украину после 2019 г.

Понятно, что эта идея вынашивалась и реализация ее «продавливалась» в период, когда цены на нефть еще были высоки (до 2014 г.), но на европейском рынке газа уже сложилось физическое, но главное — контрактное, превышение предложения над спросом (после 2009 г.), что существенно опустило спотовые цены относительно ликвидных торговых площадок в Северо-Западной Европе ниже контрактных цен российского газа, сохраняющих преимущественно



Рис. 2. Возможные последствия применения пяти сценариев Quo Vadis, предложенных для дальнейшего количественного моделирования Консультантом (EY & REKK): худшее прочтение

нефтепродуктовую индексацию³. Отсюда стремление и европейских органов регулирования, и западноевропейских и украинских покупателей российского газа реализовать идею виртуального реверса российского (по происхождению) газа из ЕС в Украину. При этом с пониженными для него «входными» тарифами (то есть в направлении с Запада на Восток), как выяснилось, например, в ходе дискуссии автора настоящей статьи по докладу К. Бергшнайдера (ФРГ, cbs consulting & engineering GmbH) на конференции ENERGETIKA-XXI

в Санкт-Петербурге в ноябре 2016 г.⁴, в ходе которой докладчик ссылаясь на еще одну работу EWI⁵, в которой было предложено (рассмотрены сценарии) распределения тарифов «вход-выход»

на Украине для российского газа после 2019 г. (поскольку Украина как член ДЭС начала применять на своей территории энергетическое законодательство ЕС) в пропорции 70 (входные)/30 (выходные), что увеличивает тарифную нагрузку на поставки российского газа на Украину с востока (из России), но облегчает реверсные поставки (ставшего уже де-юре не российским, но европейским после его покупки европейскими компаниями — контрагентами «Газпром экспорта», но источником происхождения которого все равно фактически является Россия) газа на Украину с запада, т.е. из ЕС.

Сценарий 4: перенесение пунктов сдачи-приемки (ПСП) на внешнюю границу ЕС (см. рис. 2). На практике, как следовало из обсуждения 26 июня и следует из модели EGMM компании REKK⁶,

Модель REKK, выбранная ДЭЕК для обоснования «оптимального дизайна европейского рынка газа», не только принципиально меняет в период действия ДСЭГК местоположение ПСП для этих контрактов, перенося их на внешнюю границу ЕС, но меняет и саму контрактную структуру поставок, вводя в ее цепочку дополнительных посредников.

которая построена применительно к 33 европейским государствам, куда включены также Молдова и Украина, — на внешнюю границу зоны применения энергетического законодательства ЕС (территория стран ЕС плюс стран ДЭС). Этот сценарий практически целиком относится исключительно к российским поставкам, ибо остальные экспортеры газа в ЕС осуществляют свои поставки на внешнюю границу первой входной зоны. И опять-таки это не первое такое предложение. Аналогичные идеи уже озвучивались

сторонами ЕС в рамках заседаний РГ2 КСГ/Консультаций. У них есть сторонники и в России, некоторые из них, например, считают, что «наилучшим вариантом торговли для России является про-

дажа предназначенных для Европы объемов газа на российско-украинской (и/или российско-белорусской) границе»⁷.

Модель REKK (пусть и с оговоркой, что «гипотетически») предусматривает, что все продажи российского газа будут теперь осуществляться в рамках этого сценария в первой пограничной стране ЕС после пересечения российским газом границы ЕС. При этом в опубликованном описании модели допускается, что транзитные поставки в ЕС через Украину с востока (из России) более не осуществляются, а странами входа российского газа по ДСЭГК на территорию ЕС являются Германия, Польша или Болгария. При этом «газ, предназначенный сегодня для Австрии, Франции, Венгрии и Италии, будет поначалу продан в Германии, контрактные объемы для Чехии, Нидерландов и Словакии — в Польшу, а газ, поставляемый по Транс-Балканскому газопроводу, будет вместо этого приходиться в Болгарию через Турцию ... как будто держатели контрактов продают все контрактные объемы в этих трех странах и позволяют тем самым трейдерам на спотовом рынке зарабатывать дальнейшими поставками газа внутрь (европейского. — А.К.) континента»⁸.

В случае сохранения транзита российского газа через Украину после 2019 г. изложенный в модели EGMM REKK подход предполагает перенос ПСП на российско-украинскую границу и дальнейший транзит через Украину уже силами западноевропейских компаний. Либо, как было в свое время выявлено в ходе обсуждений на РГ2 КСГ/Консультациях, путем возможной организации централизованных закупок российского газа

³ На пике разрыв между ценами достигал двукратного.

⁴ Dr. Claus Bergschneider. Russian gas for Europe: a strong relationship @ risk ? // ENERGETIKA XXI: economy, policy, ecology – The Role for Russian Resources under Changed Energy Prices and De-carbonization. St. Petersburg, 10–11th of November 2016.

⁵ А именно: EUCERS-EWI. Final Report. Options for Gas Supply Diversification for the EU and Germany in the next Two Decades. Cologne and London, October 2016 (<http://www.ewi.research-scenarios.de/en/energy/natural-gas/#studien-2016>).

⁶ Этот сценарий подробно расписан в разделе 4.2 «Изменение ПСП российских долгосрочных контрактов» в описании модели EGMM REKK (см. Andras Kiss, Adrienn Selei, and Borbala Takacsne Toth. A Top-Down Approach to Evaluating Cross-Border Natural Gas Infrastructure Projects in Europe. May 14, 2016, http://rekk.hu/downloads/academic_publications/gasinfra.pdf).

⁷ Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А. Как торговать российским газом с Европой? // Российская Экономическая Школа/New Economic School, Препринт # WP 2007/078, М., 2007. 31 с. (с. 30); S. Chernavsky, O. Eismont. How to sell Russian gas to Europe via Ukraine? // OPEC Energy Review March 2012, p.87–103 (102).

⁸ A Top-Down Approach to Evaluating Cross-Border Natural Gas Infrastructure Projects in Europe, p. 11–12.

и его транзита через Украину неким Европейским «Агентством по централизованным закупкам» (*EU Single Purchasing Agency*), упомянутым в пакете документов по Энергетическому Союзу ЕС «для коллективных закупок газа во время кризисов или там, где страны — члены ЕС зависят от единственного поставщика», и дальнейшей перепродажи в ЕС компаниям-потребителям и/или трейдерам⁹.

Таким образом, модель РЕКК, выбранная ДЭЕК для обоснования «оптимального дизайна европейского рынка газа», не только принципиально меняет в период действия ДСЭГК местоположение ПСП для этих контрактов, перенося их на внешнюю границу ЕС (зоны применения законодательства ЕС), но меняет и саму контрактную структуру поставок, вводя в ее цепочку дополнительных посредников. Поэтому данные упражнения ДЭЕК и Консультанта, на мой взгляд, имеют далеко не чисто академический интерес и поэтому требуют пристального внимания и максимальной вовлеченности российской стороны (например, по опыту Prime Movers, в качестве спарринг-партнера) в данный проект в рамках имеющихся возможностей (одна из немногих сохранившихся сегодня, на мой взгляд, — в рамках РГ2 КСГ/Консультаций).

Понятно, что сценарий 4 нереализуем на практике в одностороннем порядке — его претворение в жизнь не входит в зону суверенных полномочий стран ЕС и его институтов. Он вызвал много вопросов и нареканий со стороны участников рынка газа, принявших участие в заседании 26 июня в Брюсселе, и в их выступлениях на Мадридском Форуме. Но данное предложение о переносе ПСП в российских ДСЭГК — это, как минимум, еще одна попытка в их длинном ряду, который, на моей памяти, начинается с принятия Второго энергопакета ЕС (2003) и расширения ЕС (2004). Именно тогда началось систематическое давление на российские ДСЭГК, часть транспортных составляющих которых оказалась на территории ЕС, где как раз перед этим поменялись «правила игры».

Первоначально борьба против российских ДСЭГК в ЕС началась под эгидой борьбы против содержащихся в них «положений о пунктах конечного назначения» (завершившихся серией тройственных соглашений Газпрома, Еврокомиссии в лице ее Генерального директората по конкуренции и соответствующей компании ЕС — покупателя российского газа, первой такой компанией была ЭНИ)¹⁰.

Затем эта борьба продолжилась под лозунгами отказа от нефтяной (нефтепродуктовой) индексации. Причем в период до 2009 г., когда спрос на газ превышал его предложение в Европе, а цены

на нефть резко взлетели вверх и вместе с ними (через нефтепродуктовую привязку) и цены на газ в российских ДСЭГК, в ЕС озвучивались лозунги сдерживания роста цен на газ. После 2009 г., когда на рынке газа ЕС образовался избыток предложения, контрактные цены на газ оставались высокими (поскольку нефтяные цены восстановились после провала во второй половине 2008 г. и оставались на уровне свыше 100 долл./барр. до 2014 г.), а спотовые, наоборот, резко провалились вниз, и плюс к этому (так совпало) вступил в силу Третий энергопакет ЕС, борьба против нефтепродуктовой индексации велась уже под лозунгами отказа от ДСЭГК и повсеместного перехода к спотовой торговле в ЕС или как минимум перевода ценообразования в ДСЭГК на привязку к споту в целях снижения цен на газ.

Теперь же продолжение фактической борьбы против российских ДСЭГК в их традиционном понимании (срочные контракты Гронингенского типа с механизмом ценообразования, опирающимся на межтопливную конкуренцию, с последующей их эволюционной адаптацией в соответствии с реалиями меняющегося конкретного рынка), которая просматривается в рамках Quo Vadis, как будто нацелено на попытку привести их к туркменской модели (когда страна продает свой газ на своей внешней границе в отрыве от конкурентной ситуации на рынке у потребителя).

Сценарий 5: предложен также дополнительный (непронумерованный) сценарий для моделирования, нацеленный на снижение уровня рыночной концентрации в ЕС за счет расширения трубопроводной инфраструктуры для доставки СПГ из существующих приемных его терминалов на границе ЕС внутрь ЕС к основным потребителям/пунктам сдачи-приемки (запитуемым сегодня преимущественно поставками из России) (см. рис. 2).

Этот сценарий имеет двойную мотивировку. Во-первых, прямо заявлено, что «только СПГ потенциально может внести вклад и оказать существенное конкурентное давление на основных трубопроводных поставщиков газа ... Нынешняя

⁹ *Konoplyanik A.* Transit risk minimization instruments for Russian gas supplies through Ukraine to the EU: arguments of the resource-owning sovereign state – and the motives of the opponents // Presentation at the 21st WS2 GAC meeting / 28th round of Consultations, Gazprom export, St.Petersbourg, October 21, 2016 (http://www.fief.ru/WS2_meetings.htm).

¹⁰ Экономическое обоснование введения «оговорок о пунктах конечного назначения» в ДСЭГК и природа экономико-правового конфликта «суверенное право собственника невозобновляемых природных ресурсов на максимальную монетизируемую ресурсную ренту при экспортных поставках vs. конкурентное законодательство ЕС и принцип свободы торговли» объяснено автором в: *Конопляник А.* Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения — к иным формам контрактных отношений?) // Нефть, Газ и Право. 2005. № 3. С. 33–44; № 4. С. 3–12, и ряде последующих работ.

ценовая политика Газпрома и связанная с этим стратегия залить ЕС газом по низким ценам хорошо иллюстрирует конкурентную угрозу, возникающую в условиях грядущего избытка предложения СПГ. Такая ценовая политика преследует цель отсечь СПГ от ЕС там, где и до тех пор, пока он будет реально угрожать рыночной позиции Газпрома»¹¹. Во-вторых, возможности по физической доставке регазифицированного СПГ от приемных его терминалов вглубь ЕС существенно ограничены. По расчетам REKK, только с 22 % мощностей приемных терминалов СПГ газ может быть доставлен вглубь ЕС, а 78 % мощностей обеспечены инфраструктурой ГТС для распределения газа только на примыкающих к терминалам территориях. Только СПГ с терминалов из Нидерландов, Бельгии, Италии и (частично) Франции может быть физически доставлен вглубь ЕС¹².

Возникает вопрос: откуда взять деньги на создание этой инфраструктуры? Напрашивается ответ: через механизм TCF за счет реализации сценария 1. И тогда это (как минимум отчасти) деньги внешних поставщиков, на кого будет переложено дополнительное бремя финансирования конкурентной инфраструктуры. Или через механизмы РСІ (проекты общего интереса) и TYNDP (десятилетние планы развития инфраструктуры). В обоих случаях это означает дополнительный спрос на доступ к публичным финансам ЕС, т.е. к деньгам европейских налогоплательщиков, на кого таким образом ляжет дополнительная финансовая нагрузка, уменьшающая рост их благосостояния. Но даже создание этой инфраструктуры

Повышение оптовых цен газа в ЕС, необходимое для увеличения поставок СПГ в Европу, повышения уровня загрузки существующих терминалов СПГ и обеспечения окупаемости трубопроводных мощностей от приемных терминалов СПГ на побережье ЕС к ПСП входит в прямой конфликт с задачей «повышения благосостояния ЕС».

(создание технических возможностей для доставки СПГ после его регазификации вглубь ЕС) не гарантирует изменение потоков СПГ с других мировых рынков на Европу. Для этого в ЕС должны вырасти цены, сделав европейский рынок более привлекательным (премиальным). Как решается эта задача под американский СПГ, покажем дальше. Пока же отметим, что повышение опто-

вых цен газа в ЕС, необходимое для увеличения поставок СПГ в Европу, повышения уровня загрузки существующих терминалов СПГ и обеспечения окупаемости, тем самым,

недостающих сегодня (но намечаемых к строительству в рамках сценария 5 — иначе зачем вообще нужен этот сценарий?) трубопроводных мощностей от приемных терминалов СПГ на побережье ЕС к ПСП (сегодня — преимущественно российского газа) в глубине ЕС (см. рис. 2), входит в прямой конфликт с задачей «повышения благосостояния ЕС» в результате предложений Консультанта в соответствии с ТЗ ДЭЭК.

Детализация предложенных для возможной реализации пяти (четыре пронумерованных плюс один дополнительный) вышеизложенных сценариев представлена на уровне, необходимом и достаточном для их понимания, обоснования целесообразности их применения и возможных последствий с экономической и регулятивной точки зрения. Правовые, технические, налоговые и/или иные аспекты, связанные с их применением, Консультантом не анализировались. Это предполагается сделать в рамках второй фазы проекта.

Отложенные модельные сценарии

Еще восемь сценариев, рассмотренных консультантом, были им по разным причинам отвергнуты (на данном этапе?) и не будут подлежать дальнейшему моделированию и количественной оценке возможных последствий по «повышению благосостояния ЕС» в ходе второй фазы проекта Quo Vadis. Это:

(1) полное слияние рыночных зон и образование в рамках всего ЕС (или зоны применения законодательства ЕС?) одной единственной рыночной зоны. Сценарий отвергнут, поскольку, как пишет Консультант, он «политически нерелевантен», хотя именно этот сценарий форми-

¹¹ Quo Vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe: Preliminary Report; Draft for discussion purposes. Written by EY & REKK, June 2017, p. 56.

¹² Ibid. p. 57–58. Впрочем, представители российской стороны говорили об этом еще несколько лет назад в ходе заседаний РГ2 КСГ/Консультаций, когда европейская сторона стала заявлять, что ЕС существенно нарастил мощности приемных терминалов СПГ и что их неиспользуемый объем достаточен, чтобы полностью заместить поставки российского газа. На что еще тогда российская сторона приводила контраргументы, объясняя, что для того, чтобы заместить российский сетевой газ в ЕС поставками СПГ, необходимо, помимо наличия свободных мощностей, иметь, во-первых, привлекательный уровень цен в ЕС, для того чтобы СПГ предпочел идти в Европу, а не на иные рынки. Поэтому низкий уровень загрузки приемных терминалов СПГ в ЕС свидетельствует, в первую очередь, о недостаточной ценовой привлекательности европейского рынка для поставщиков СПГ. Во-вторых, трубопроводную инфраструктуру на суше ЕС по доставке газа (регазифицированного СПГ) от приемных терминалов на северо-западном, западном и юго-западном побережье ЕС (где сосредоточены основные терминалы) в ПСП российского газа, т.е. с запада в центр ЕС, при том что исторически инфраструктура его доставки к этим ПСП расположена на востоке ЕС, т.е. с востока в центр ЕС. Это предопределяет необходимость смены логистики, потоков газа и конфигурации ГТС, что является инвестиционной задачей, т.е. требует времени и денег.

рования единого внутреннего рынка газа ЕС презентовался с 2003 г. (с момента принятия Второго энергетического пакета ЕС) всеми институтами ЕС как конечная цель реформирования и либерализации рынка газа ЕС;

- (2) введение ограничений по продолжительности контрактов на транспортировку для контрактов со сроком более одного года (путем взимания повышенной платы за доступ к мощностям на долгосрочной основе и сокращения объема мощностей транспортировки, доступных на долгосрочной основе, чтобы большая часть мощностей ГТС была доступна для резервирования только на краткосрочной основе);
- (3) введение (по примеру электроэнергетического рынка ЕС) «имплицитных» (implicit) аукционов на доступ к трансграничным (между зонами) мощностям «на следующий день» (одновременная продажа входных и выходных мощностей трубопроводов-интерконнекторов, связывающих соседние зоны, на торговых площадках (хабах) этих зон)¹³;
- (4) включение ПХГ в качестве составного элемента виртуальных торговых площадок, предполагающее отказ от платы за транспортировку газа между хабом и ПХГ (т.е. фактическое включение ее в тариф «вход-выход»);
- (5) отказ от каких-либо изъятий из правила «обязательного доступа третьих сторон» (ОДТС) (при том что именно изъятия из этого правила в соответствии со статьями 21–22 Второй и 35–36 Третьей Газовой Директивы ЕС обеспечили финансируемость всех крупных инфраструктурных проектов в ЕС — трубопроводов-интерконнекторов и приемных терминалов СПГ — после 2003 г., когда правило ОДТС стало законодательным императивом);
- (6) создание «региональных операционных центров» с мандатом на формирование инфраструктуры, попавшей в списки «проектов общего интереса» (projects of common interest/ PCI);
- (7) введение обязательных минимальных объемов реверсивных мощностей транспортировки (например, 15 % от доминирующих объемов прокачки к 2025 г.);
- (8) введение разделения по собственности регазификационных мощностей приемных терминалов СПГ (запрет на продажу газа собственниками приемных терминалов СПГ).

Последствия применения: предварительная оценка

Предварительная оценка последствий для экспорта российского газа от применения пяти предложенных сценариев, на мой взгляд, очевидна (хотя пока что они представлены Консультантом лишь как попытка смоделировать и оценить их количественные последствия вне зависимости от практической реализуемости того или иного сценария¹⁴; понятно, например, что сценарий 4 связан с пересмотром действующих контрактов и нереализуем в одностороннем порядке).

В своей совокупности они нацелены на:

- вытеснение поставок российского газа (перенос его ПСП) на внешнюю границу ЕС, а с учетом стремления ЕС принудить Россию к сохранению масштабного транзита газа через Украину и после 2019 г. — и на российско-украинскую границу, с уплатой повышенного входного тарифа на транспортировку российской стороной. Это уменьшает маржу российского поставщика и делает его бизнес по экспорту газа в ЕС менее конкурентоспособным, расчищая, тем самым, зону конкурентоспособности для альтернативных поставщиков, в первую очередь для СПГ США. У роста тарифов на транспортировку по действующим трубопроводным маршрутам в этом случае есть две причины: (а) тарифы «вход-выход» после 2019 г. становятся выше по сравнению с ныне действующими дистанционными тарифами, что уже было объявлено и «обосновано» украинской стороной (как результат ее перехода, в рамках членства Украины в ДЭС, на энергетическое законодательство ЕС), и (б) это повышение целиком переносится на «входной» тариф, т.е. на российского поставщика.

Намерение на вытеснение российских поставок на восточную границу ЕС/Украины сопровождается практическими действиями по формированию

¹³ Не совсем понятно, правда, что отличает это предложение от механизма «связанных продуктов вход-выход на рынке мощностей ГТС» (bundled capacity products), являющегося одним из краеугольных элементов Третьего энергопакета ЕС.

¹⁴ О «нецелесообразности» рассматривать сценарные разработки как «программу практических действий со стороны ЕС» мне неоднократно говорили и сопредседатель РГ2 КСГ, и представитель Директората по энергетике Еврокомиссии, «курирующий» на рабочем уровне вопросы европейской стороны в РГ2 КСГ. Открывая заседание 26 июня, куратор проекта Quo Vadis от ДЭЕК призывал рассматривать предварительный доклад лишь как «интеллектуальное упражнение». Однако, на мой взгляд, любой такой сценарий, любое такое «упражнение» отражает картину «желательного» (для стороны ЕС) развития событий и с течением времени может быть взято за основу для дальнейших практических действий. Именно поэтому целесообразно (и даже необходимо) оценить возможные последствия применения на практике результатов подобного «интеллектуального упражнения» («...ведь если звезды зажигают, значит, это кому-нибудь нужно?»).

(в рамках 10-летних планов развития инфраструктуры ЕС (TYNDP) и программ развития «проектов общего интереса» (PCI)) газотранспортного коридора Север-Юг, связывающего новые (построенные, строящиеся и запланированные, стационарные и плавучие) приемные терминалы СПГ на севере, в новых странах — членах ЕС (Польша, Литва), и на юге, в Хорватии, Греции, Турции. По этому трубопроводному, с реверсными мощностями, коридору Север-Юг может пойти (судя по всему, таково намерение архитекторов этой модели) регазифицированный американский и/или иной СПГ и/или трубопроводный газ нероссийского происхождения (см. рисунок по ссылке: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html), замещаая в этой зоне (бывших странах СЭВ) российский трубопроводный газ (см. рис. 2), которому предлагается создавать повышенными входными тарифами на входе в зону применения законодательства ЕС условия, ухудшающие его конкурентоспособность на рынке ЕС, в первую очередь — против СПГ США;

- передачу функций транзита газа до существующих пунктов сдачи-приемки внутри ЕС компаниям среднего звена ЕС газовой цепочки (midstream companies) — посредникам между производителем-экспортером извне ЕС, с одной стороны, и конечным потребителям внутри ЕС и/или основным историческим импортерам российского газа, с другой. Эта мера даст возможность компаниям-посредникам сохранить свой бизнес грузоотправителя в ЕС. Ведь после вступления в силу Третьего энергопакета происходит неизбежное сжатие зоны бизнеса в ЕС для таких посредников, поскольку Третий энергопакет предоставил возможность производителям-экспортерам прямого выхода на конечных потребителей, минуя посреднические структуры оптовых перепродавцов/перекупщиков. А именно они исторически обеспечивали доставку газа конечным потребителям ЕС от пунктов сдачи-приемки советского/российского газа. Такое искусственное расширение зоны бизнеса для компаний среднего звена, безусловно, ведет к «повышению благосостояния ЕС», поскольку расширяет в ЕС налогооблагаемую базу, создаваемую этими компаниями.

Таким образом, уже предварительная оценка показывает, что «повышение благосостояния ЕС» предполагается достигать в рамках предложенных Консультантом к реализации сценариев в проекте Quo Vadis за счет перекалывания дополнительных рисков и затрат на пле-

чи внешних поставщиков, в первую очередь на Россию.

Если разложить предложенные сценарии по элементам негативных последствий для России и элементам «повышения благосостояния ЕС» в рамках предлагаемой в Quo Vadis «игры с нулевой суммой», то получим следующую укрупненную картину:

- сценарий 1: создание для внешних поставщиков в ЕС (для российского газа) входных тарифных ограничений, ухудшающих их (его) конкурентные (ценовые) преимущества в ЕС против СПГ США (таким образом создается административный входной барьер для газа России в ЕС);
- сценарии 2–3: импорт в неликвидные рыночные зоны цен товарного газа с ликвидных торговых площадок, что ведет к замещению прямых поставок российского газа на Украину с востока поставками на Украину с запада (из ЕС) газа российского происхождения (форма бизнес-поддержки компаний-мидстримеров ЕС);
- сценарий 4: перенос пунктов сдачи-приемки (ПСП) российского газа на периферию зоны применения EU acquis, т.е. передача транспортировки до «старых» российских ПСП компаниям ЕС — оптовым традиционным покупателям-перепродавцам российского газа (форма бизнес-поддержки компаний-мидстримеров ЕС);
- сценарий 5: формирование новой газотранспортной инфраструктуры внутри ЕС для доставки газа с приемных терминалов СПГ к традиционным пунктам сдачи-приемки российского газа и создание тем самым технических возможностей для замещения российского газа за счет СПГ внутри ЕС,
- в итоге: формирование вертикального газотранспортного коридора на восточной периферии ЕС на базе новых приемных терминалов СПГ (программы CESEC, PCI, TYNDP), которое имеет под собой разумное технико-экономическое обоснование (повышение надежности энергоснабжения в рамках исторически направленных по линии «Восток–Запад» газопроводов за счет их дополнения инфраструктурой для поставок по линии «Север-Юг» в рамках требования ЦМРГ о наличии у каждой страны ЕС как минимум трех источников газоснабжения), приобретает дополнительное измерение по «отсечению»

российского газа от зоны его исторического доминирования и фактически может рассматриваться в качестве аналога по созданию новой «линии Керзона», на сей раз — для газа из России¹⁵.

Предварительная оценка показывает, что «повышение благосостояния ЕС» предполагается достигать в рамках предложенных Консультантом к реализации сценариев в проекте Quo Vadis за счет перекладывания дополнительных рисков и затрат на плечи внешних поставщиков, в первую очередь на Россию.

Предложенные сценарии в своей совокупности, на мой взгляд, нацелены, а в случае их реализации — ведут к вытеснению поставок российского газа на периферию зоны применения законодательства ЕС (т.е. на российско-украинскую границу) и к «расчистке» зоны конкурентоспособности для СПГ США в Европе. В частности, эта «расчистка» происходит путем создания искусственных барьеров, в том числе тарифных и нетарифных ограничений, для альтернативных поставкам американского СПГ более дешевых поставок и поставщиков, каковыми является российский трубопроводный газ, который, по многочисленным оценкам¹⁶,

¹⁵ Конопляник А. Quo Vadis: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС или подготовка новой «линии Керзона» для российского газа? // Выступление на конференции «Проблемы и перспективы взаимоотношений России и Европы в газовой сфере», Москва, ИМП РАН, 7 ноября 2017 г.; он же. Проект Еврокомиссии «Quo Vadis»: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС в газе или техзадание для новой Еврокомиссии на Четвертый энергопакет ЕС для газа с антироссийским уклоном? (роль политики в современной экономике) // Выступление на семинаре «Европейский вызов международным рынкам газа» в рамках Форума «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, Москва, 24 октября 2017 г.

¹⁶ Сошлюсь на публикации и презентации лишь некоторых авторов: J. Stern, J. Henderson (Oxford Institute for Energy Studies), T. Bros (бывш. Societe General), Т. Митрова (Сколково/ИНЭИ РАН), В. Кулагин (ИНЭИ РАН/ВШЭ), М. Белова и Е. Колбикова (Vygon Consulting), С. Комлев, М. Пригоровская (Газпром экспорт), А. Конопляник и Дж. Сун (РГУ нефти и газа им. Губкина) и др.; см. ссылки на источники их публикаций, например, в: Konoplyanik A. US LNG vs Russian pipeline gas in the EU: to get rid of the rival? // Presentation at the Free webinar "US LNG and European gas market", organized by Vostock Capital prior to "LNG 2017 Congress Russia", Moscow-London, October 26, 2016; Конопляник А., Сун Дж. Диверсификация по-американски: конкурентная борьба двух моделей ценообразования на СПГ и ее последствия для ЕС и экспорта российского газа в Европу // Выступление на международной конференции «13-й Российский нефтегазовый конгресс / RPGC 2017», 27–28 июня 2017 г., Крокус Экспо, Москва.

Требования к оформлению текстов статей

1. Статьи, направляемые в редакцию, должны быть оригинальными, не опубликованными ранее в других изданиях и интернет-ресурсах.
2. Число авторов статьи не должно быть более четырех человек.
3. Рекомендуемый объем статьи — не более 15 страниц, иные материалы — по согласованию с редакцией.
4. К статье необходимо приложить:
 - краткую аннотацию и ключевые слова;
 - список использованной литературы;
 - сведения об авторах (Ф.И.О., место работы, должность, ученая степень, ученое звание, номера телефонов, e-mail);
 - фотографии авторов в электронном виде (форматы .JPG без компрессии (сжатия) или .TIF, разрешение 300 dpi, размер не менее 60*80 мм (или 700*900 px).
5. Правила оформления текста.
 - Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word для Windows с расширением DOC или RTF, шрифт 12 Times New Roman, из расчета 1800 знаков с пробелами на одной странице формата А4.
 - Рисунки и таблицы в статью не вставляются, а даются отдельными файлами. В тексте статьи должны приводиться только ссылки на номера рисунков.
 - Рисунки предоставляются в электронном виде: растровые файлы — в формате .TIF или .JPG (без компрессии) 300 dpi, CMYK; векторные — CorelDraw (.CDR) или Adobe Illustrator (.AI, .EPS) (тексты в кривых, bitmap 300 dpi).
 - Единицы измерения в статье следует выражать в Международной системе единиц (СИ).
 - Все таблицы в тексте должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращения слов в таблицах не допускается.
 - Литературные источники должны быть представлены библиографическим списком в конце статьи. Нумерация источников в списке идет в последовательности упоминания в тексте.
 - Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.
6. Правила оформления ссылок.

При ссылках на авторов в тексте следует указывать сначала инициалы, затем фамилию; в сноске, наоборот, сначала указывается фамилия, затем инициалы автора.

При упоминании публикации обязательно приводится полное название публикации и выходные данные — название статьи / книги / журнала / место издания, год, номер, страница.

При упоминании нормативного акта необходимо полностью указать в тексте его вид (Федеральный закон, Указ Президента Российской Федерации, постановление Правительства Российской Федерации и т.д.), дату принятия (в формате день, месяц, год), номер, привести в кавычках полное (без сокращений) наименование (в том числе — не РФ, а Российской Федерации). В этом случае в сноске достаточно указать источник публикации.

Можно привести в тексте сокращенное наименование акта, однако дающее правильное представление о документе. В этом случае в сноске необходимо привести его полное название и источник публикации.

Все сноски размещаются постранично.
7. Плата за публикацию научных статей не взимается.
8. Статью необходимо направить в редакцию на адрес электронной почты: info@lawtek.ru.
9. Авторы также при желании могут разместить информацию о себе на портале www.lawtek.ru.

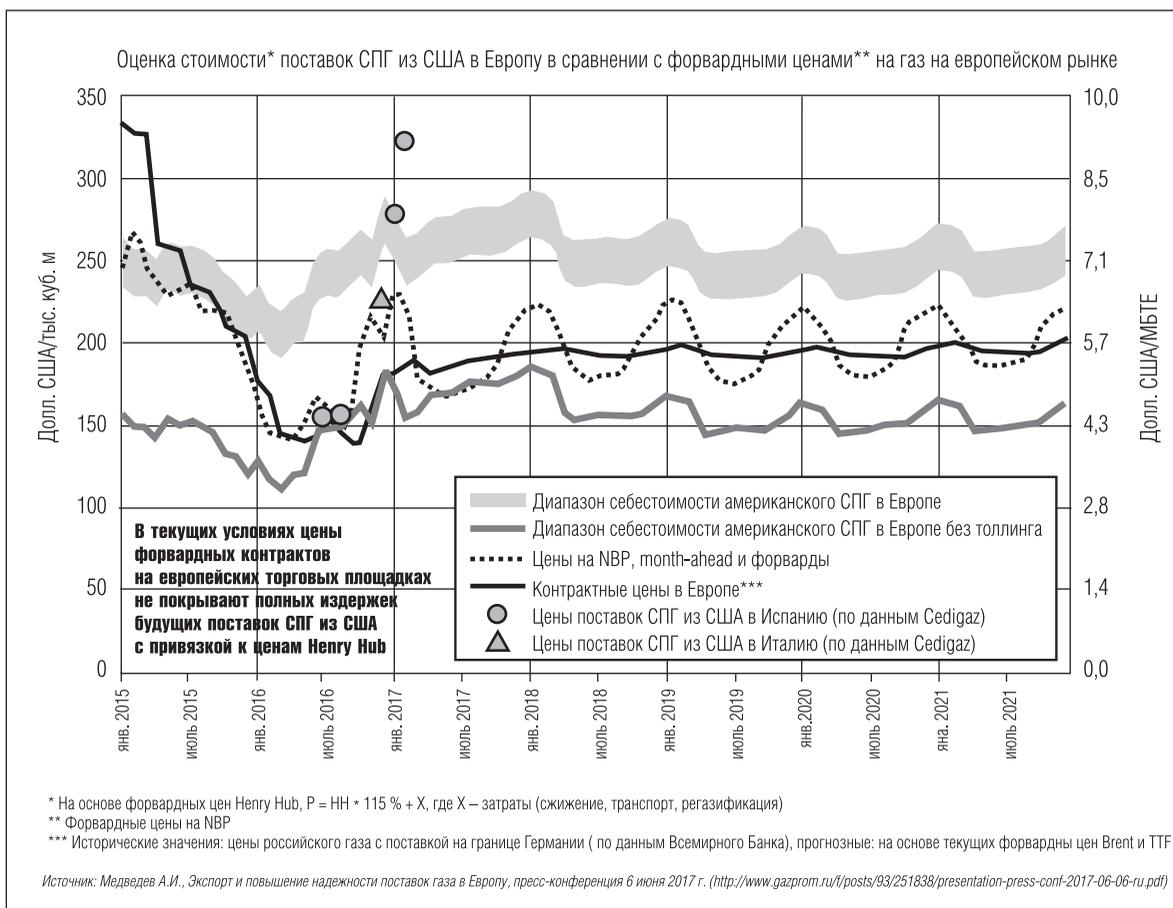


Рис. 3. Низкая коммерческая привлекательность поставок СПГ из США в Европу

в том числе и самих американских должностных лиц¹⁷, выигрывает сегодня конкурентную борьбу с СПГ США в Европе¹⁸.

В качестве подтверждения приведу только один пример из вышеперечисленного неисчерпывающего списка авторов, безусловно доказавших, на мой взгляд, этот тезис — результаты расчетов, выполненные в ООО «Газпром экспорт» и представленные в выступлении зам. Председателя Правления ПАО «Газпром» А.И. Медведева на пресс-конференции 6 июня 2017 г. «Экспорт

и повышение надежности поставок газа в Европу» (см. рис. 3).

Получается, что в нынешнем виде Quo Vadis фактически нацелено на обоснование замены в ЕС более дешевого российского трубопроводного газа, на пути которого в ЕС предлагается создать дополнительные барьеры, более дорогим СПГ из США. Сценарии Quo Vadis хорошо коррелируются с содержанием расширенных антироссийских санкций США, препятствующих созданию обходящих Украину газопроводов, но ведут не к повышению, а к снижению «уровня благосостояния ЕС». Похоже, сценарии проекта выстроены не в интересах ЕС, а в интересах США. □

(Окончание следует.)

© Конопляник А.А., 2017, e-mail: andrey@konoplyanik.ru

¹⁷ См. Comments regarding LNG from Gary Cohn, President Donald Trump's director of the National Economic Council, June 29, 2017, <http://www.lngglobal.com/comments-regarding-lng-from-gary-cohn-president-donald-trump-s-director-of-the-national-economic-council>.

¹⁸ Автор обосновывает эту свою точку зрения в своих последних публикациях, презентациях, телеинтервью (см. www.konoplyanik.ru).