

Взаимоотношения России и Европейского союза в газовой сфере и роль Энергетической хартии

А.А. Конопляник, доктор экономических наук, заместитель Генерального секретаря, Секретариат Энергетической хартии

В статье автор рассматривает проблемы взаимоотношений России и ЕС в газовой сфере через призму Договора к Энергетической хартии. Представляя основные характеристики контрактной структуры поставок российского газа в Европу, он показывает зоны новых рисков в рамках производственно-сбытовой цепи поставок российского газа в Европу. Достаточно актуально им представлены проблемы транзита российского газа на территории некоторых стран Европейского союза. Учитывая свой многолетний опыт работы в Секретариате Энергетической хартии, автор предлагает варианты решения проблем транспортировки российского газа в Европу в рамках Энергетической хартии. Построение общего энергетического пространства Россия – ЕС он видит только через завершение и подписание Транзитного протокола с полным удовлетворением обоснованных озабоченностей России.

«В рамках государственного суверенитета и суверенных прав на энергетические ресурсы и в духе политического и экономического сотрудничества они [стороны] обязуются содействовать развитию эффективного энергетического рынка во всей Европе и лучше функционирующего глобального рынка, в обоих случаях на основе принципа недискриминации и ориентированного на рынок ценообразования, учитывая должным образом озабоченности в области окружающей среды»

(Раздел I «Цели» [Европейской] Энергетической хартии 1991 г.)

Основные характеристики контрактной структуры поставок российского газа в Европу

Советские (российские) газовые экспортные контракты в страны ЕС (исторически), бывшего СЭВ (после распада СССР) и СНГ (с недавнего времени) базируются на (или эволюционируют в направлении) модернизированной голландской, так называемой groningenской, концепции долгосрочного экспортного газового контракта (далее – ДСЭГК).

Гронингская модель ДСЭГК

Концепция была разработана в Нидерландах в начале 60-х гг. после открытия в 1958 г. крупнейшего в то время в мире газового месторождения Гронинген, по имени которого она и получила впоследствии свое название. В основе этой концепции лежало желание правительства Нидерландов максимизировать природную ресурсную ренту, а точнее, специфическую часть ресурсной ренты – так называемую ренту Хотеллинга (см. Бокс 1 «Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее

извлечения») от разработки этого уникального по своим размерам месторождения. Ключевые элементы этой модели были сформулированы в 1962 г. в выступлении (известном как «нота де Поуза») премьер-министра Нидерландов де Поуза перед парламентом страны об основных положениях новой государственной энергетической политики.

Целью такой новой политики (что и нашло свое воплощение в голландской концепции ДСЭГК) являлась максимизация ресурсной ренты для страны — производителя газа в долгосрочном плане, причем максимизация в интересах государства — собственника недр, поскольку в соответствии с правовой моделью недропользования в Европе право собственности на природные ресурсы принадлежит государству. И государство было заинтересовано в том, чтобы получить максимальный долгосрочный эффект для страны и ее жителей от разработки этих ресурсов. Исходя из этого Гронингенская модель ДСЭГК представляет собой механизм соответствующей оптимизации разработки этого уникального по запасам месторождения и маркетинга добываемого на нем газа исходя из рыночных конкурентных соображений в интересах государства — собственника недр¹.

Гронингенская модель ДСЭГК характеризуется следующими основными компонентами.

1. В ее основе лежит долгосрочный контракт, обеспечивающий гарантии длительного устойчивого спроса на газ, добываемого на месторождении, в разработку которого требуется вложить многомиллиардные инвестиции. Эти гарантии спроса необходимы, чтобы минимизировать некоммерческие риски инвестиций в освоение месторождения (чем крупнее месторождение, тем шире номенклатура и значительнее масштаб рисков). Длительность контракта предопределяется необходимо: 1) совместить (сблизить) продолжительность периода гарантированного сбыта газа с оптимальными (по технико-экономическим параметрам с точки зрения полноты отбора запасов) сроками разработки месторождения; 2) обеспечить длительные, предсказуемые и устойчивые финансовые по-

¹ Подробнее см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007; *Correlje A., van der Linde C., Westervoudt T.* Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition? Oranje-Nassau Groep, 2003.

Бокс 1

Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения

Экономическая теория, как известно, гласит, что равновесная цена на производимые товары находится на пересечении кривых спроса и предложения на эти товары. Это утверждение справедливо в отношении товаров, производимых отраслями обрабатывающей промышленности. Несколько иначе обстоит дело в добывающих отраслях, когда речь идет о невозобновляемых природных, в частности энергетических, ресурсах, например о газе. Существуют объективные ограничения производственных мощностей по добыче этих невозобновляемых ресурсов в той или иной стране, связанные с неравномерностью их размещения в недрах земной коры. В зависимости от того, находится уровень спроса на невозобновляемые энергоресурсы выше или ниже предела производственных мощностей по их добыче в стране, механизмы формирования равновесной цены, как внутренней, так и экспортной, а значит, и ее уровни будут существенно различаться, поскольку в этих случаях ресурсная рента будет складываться из различных компонентов.

Когда спрос на невозобновляемый энергоресурс не превышает уровня производственных мощностей по его добыче, равновесная цена действительно будет находиться на пересечении кривых спроса и предложения. В этом случае страна-производитель извлекает лишь ренту Рикардо, которая формируется на основе внутриотраслевой конкуренции — между отдельными проектами (месторождениями) — и равняется разнице между издержками добычи на данном месторождении и предельными издержками («издержками отсечения»), определяемыми уровнем равновесной цены.

Если же в той или иной стране уровень спроса на невозобновляемые энергоресурсы превышает возможности собственной их добычи, то страна-производитель (страна-экспортер) располагает суверенным правом извлекать максимальную экономическую ренту от их освоения и формировать цену на вовлекаемый в экономическую разработку энергоресурс на основе межотраслевой конкуренции.

токи от экспорта газа, необходимые для возврата инвестиций, вложенных в разработку месторождения и транспортной инфраструктуры.

Таким образом, обе стороны контракта — и производитель, и потребитель — демонстрируют свою приверженность и юридически обязывающую готовность зафиксировать свои коммерческие взаимоотношения на долгосрочной и безальтернативной основе: производитель — готовность поставлять свои ресурсы на данный конкретный рынок данному конкретному субъекту предпринимательской деятельности на оговоренных условиях, потребитель — готовность связать определенный и фиксированный сегмент рыночного спроса с поставками из данного конкретного источника на оговоренных условиях.

При этом такая безальтернативная основа взаимной привязки производителя и потребителя друг к другу опирается, в отличие от широко распространенных заблуждений противников ДСЭГК, на твердую рыночную и конкурентную основу: оба заинтересованы обеспечить сбыт поставляемого (покупаемого) газа по максимальной цене в условиях его конкуренции с другими энергоносителями и их поставщиками, стремящимися завоевать, так же как и поставщики газа, своего потребителя. Это обеспечивается путем перехода от доминировавшего прежде механизма ценообразования, основанного на издержках производства газа («кост-плюс» или «нэт-форвард»), к механизму ценообразования, основанному на издержках замещения газа у потребителя (см. следующий пункт).

2. Цена газа как на внутреннем рынке, так и экспортная привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей) у конечного потребителя, т.е. «на горелке». Это дает возможность производителю-экспортеру извлекать при реализации своего газа максимальную ресурсную ренту — как ренту Рикардо, так и ренту Хотеллинга (см. Бокс 1 «Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения»), сохраняя при этом конкурентные позиции газа по отношению к альтернативным энергоресурсам в конкретном сегменте его конечного потребления кон-

кретной страны-потребителя. Рыночная цена газа, эквивалентная стоимости его замещения альтернативными энергоносителями, рассчитывается по специальной формуле, являющейся неотъемлемой частью любого ДСЭГК².

3. Предусмотрен регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы ценообразования и возможность адаптации формулы цены к изменяющимся внешним условиям (конкурентной среде газопотребления), поскольку поведение газовых цен в рамках формулы ценообразования, построенной по принципу стоимости замещения («нэт-бэк»), является гораздо более динамичным, чем в рамках формулы «кост-плюс» («нэт-форвард»), и требует поэтому более регулярных коррекций.

В рамках долгосрочного проекта разработки месторождения производственные издержки можно достаточно уверенно просчитать (оценить) и применить принятую методику расчета в течение длительного периода времени. Поэтому производственные издержки носят достаточно предсказуемый и относительно постоянный (характеризуемый, как правило, довольно монотонными изменениями) характер. Так же монотонно будут меняться и цены, построенные по принципу «издержки плюс» или «нэт-форвард».

После перехода к ценообразованию на основе замещающих энергоресурсов, особенно если динамика последних привязана к поведению ликвидного рынка биржевых товаров, такого, как мировой рынок нефти, происходят интенсивные спекулятивные колебания цен замещающих энергоресурсов, а за ними, через формулы привязки, и контрактных цен на газ. Для того чтобы отражать и (или) сглаживать эти колебания цен замещающих энергоресурсов, необходим регулярный пересмотр формулы цены. Такой механизм предусмотрен в Гронингенской модели ДСЭГК и является ее обязательным элементом.

Таким образом, в Гронингенской модели ДСЭГК изначально заложена возможность адаптации формулы цены к изменяющимся условиям, формирующим конкурентную среду для реализации газа на рынке страны-потребителя. С учетом

² Описание и (или) анализ формулы ценообразования в рамках ДСЭГК не является предметом настоящей статьи (см. вставку 8 «Стилизованная формула расчета цены согласно концепции «чистой экспортной стоимости» по долгосрочным контрактам» в работе «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ». Секретариат Энергетической хартии, 2007. С. 176–177).

этих изменений производитель будет способен продолжать извлекать максимальную ресурсную ренту в новых (меняющихся) условиях, т.е. получать максимально возможную цену, определяемую конкурентоспособностью газа в изменяющихся внешних условиях его реализации, например при расширении числа конкурирующих с газом энергоносителей, появлении новых технологий, ведущих к повышению эффективности использования как этих, конкурентных газу, энергоносителей, так и самого газа, изменении ценовых параметров альтернативных энергоресурсов и т.п.

4. Минимальные обязательства по оплате («бери и (или) плати»), гарантирующие производителю минимально необходимый сбыт и минимально необходимые платежи (т.е. минимально гарантированный уровень потока доходов от продажи газа), а покупателю — возможность разумного «закупочного маневра», оставляя за ним право решать: выбрать ли ему все законтрактованные объемы газа или же только их часть в рамках оговоренного в контракте диапазона взаимно допустимых возможностей.

Формула «бери и (или) плати» представляет собой гибкий и взаимовыгодный обмен долгосрочными обязательствами сторон: с одной стороны, обязательство страны-производителя таким образом распорядиться своим суверенным правом на природные ресурсы, чтобы поставить часть этих ресурсов на общие нужды производителя и потребителя, с другой стороны, у потребителя возникает обязательство реализовать на рынке минимально оговоренную часть этих энергоресурсов, т.е. обеспечить на них соответствующий платежеспособный спрос.

Производитель берет на себя, таким образом, «ресурсный» риск (риск производства энергоресурса, включая геологический риск), а потребитель — «рыночный» риск (риск маркетинга и сбыта энергоресурса). Производственно-сбытовые риски, таким образом, распределяются сообразно компетенции участников производственно-сбытовой цепи в рамках зон их ответственности по обеспечению надежного и предсказуемого газоснабжения: производитель (поставщик) принимает на себя риски «верхних» (до пунктов сдачи-приемки), а покупатель (дистрибьютор) газа — «нижних» (после пунктов сдачи-приемки газа) сегментов данной цепи.

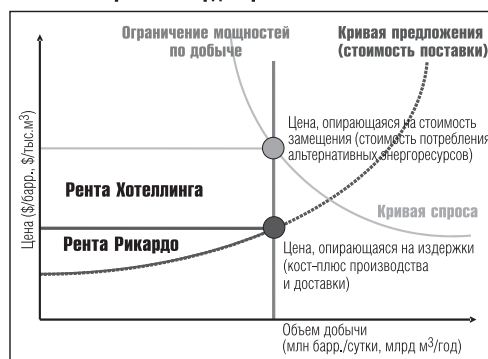
5. «Нэт-бэк» к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя ми-

Бокс 1

Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения

Цена в этом случае, например для газа, образуется на базе стоимости замещения конкурирующих с газом в сферах конечного потребления («на горелке») энергоносителей. У производителя-экспортера появляется возможность извлекать в дополнение к ренте Рикардо и ренте Хотеллинга (см. рис. 1)*.

Рис. 1. Ценообразование на невозобновляемый энергоресурс: рента Рикардо и рента Хотеллинга



Источник: «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ», СЭХ, 2007, с.49.

Итак, равновесные цены могут быть двух видов в зависимости от того, какая система ценообразования применяется: цена, опирающаяся на издержки («кост-плюс») производства и доставки, или цена, опирающаяся на стоимость замещения (стоимость потребления альтернативных энергоресурсов). Обе системы ценообразования применимы как для внутреннего рынка, так и для экспортных поставок.

Принцип государственного суверенитета на природные ресурсы (закрепленный в Резолюции Генеральной Ассамблеи ООН от 1962 г. № 1803 и в статье 18

* Более подробно см. главу 2 «Механизмы формирования цен на нефть и газ: теоретические и исторические аспекты» в работе «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ». Секретариат Энергетической хартии, 2007.

нус стоимость его транспортировки от пункта сдачи-приемки до пункта конечного потребления).

Это положение, предусматривающее определение экспортной (контрактной) цены в точке поставки обратным счетом от пункта конечного потребления газа, обеспечивает конкурентоспособность поставляемого на экспорт газа при его поставке на разные рынки и по разным маршрутам. Это положение также означает, что при поставке газа из одного источника (от одного производителя) на разные экспортные рынки через один пункт сдачи-приемки экспортная цена газа по разным контрактам в этом пункте может заметно различаться вследствие различий цен конечного потребления газа (стоимости его замещения) на этих экспортных рынках и различной протяженности транспортировки до этих рынков от пункта сдачи-приемки.

6. Оговорки о пунктах конечного назначения, появление которых обусловлено соображениями, изложенными в предыдущем пункте, а именно возможностью наличия в одном пункте сдачи-приемки экспортного газа с разными контрактными ценами, предназначенного для разных экспортных рынков.

Чтобы исключить возможность ре-экспорта более дешевого газа, закупаемого импортером по одному контракту для более отдаленного рынка, по более дорогой цене другого контракта — для более близко расположенного рынка (когда импортер в рамках допустимых в соответствии с минимальными обязательствами ДСЭГК по поставке-закупке контрактных колебаний объемов фактических закупок закупает больше газа, чем ему в данный момент необходимо для поставок на «дальний» рынок, и реализует «излишки» по более высокой цене на «ближнем» рынке к ущербу для производителя), вводятся ограничения на перепродажу газа, называемые оговорками о пунктах конечного назначения или территориальными ограничениями на продажу³.

Чем ближе к рынку конечного потребителя расположены пункты сдачи-приемки, чем менее разветвленной является система газораспределительных сетей стран(ы)-импортеров(а) и чем меньшее количество импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, тем менее актуальной, по крайней

мере для производителя, является тема оговорок о пунктах конечного назначения. И наоборот, чем большее число импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, чем более разветвленной является система газораспределительных сетей стран(ы)-импортеров(а) и чем большее количество импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, тем более экономически значимой, а посему актуальной является тема оговорок о пунктах конечного назначения для производителя-экспортера.

Эти оговорки защищают экономически обоснованные интересы производителя-экспортера, а именно получение им максимально допустимой ресурсной ренты исходя из конкурентных условий на рынке страны-потребителя для производимого и поставляемого им на экспорт газа и препятствуют покупателю газа (обычно оптовому покупателю-посреднику между производителем и конечным потребителем) использовать возможности ценового арбитража, ведущие к недополучению производителем части ресурсной ренты.

Таким образом, контрактные оговорки о пунктах конечного назначения не были изобретением советских (российских) газовиков, а изначально являлись неотъемлемой частью Гронингенской модели ДСЭГК, обеспечивавшими возможность избежать ценового арбитража к ущербу для экспортера.

Гронингенская модель ДСЭГК явилась контрактной основой формирования европейской системы газоснабжения и ее газотранспортной системы в современных контурах. Не будет преувеличением сказать, что эта модель является основой самого факта существования сегодняшней системы газоснабжения континентальной Европы и всей европейской газотранспортной системы. Более 250 млрд куб. м газа ежегодно импортируется в континентальную Европу в рамках контрактных структур на базе Гронингенской модели ДСЭГК.

Советские поставки газа в Западную Европу начались в 1968 г., спустя шесть лет после начала применения на практике Гронингенской модели ДСЭГК, поставками в Австрию по контракту с австрийской компанией OMV в пункт сдачи-приемки Баумгартен. Первый советский газовый контракт в Европу, таким образом, не является изобре-

³ Более подробно см.: 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.

тением советских или российских газовиков, а служит примером применения на практике контрактной модели, разработанной для поставок газа внутри политически однородной Западной Европы, которая после нескольких лет ее практической апробации и «доводки» была взята за основу и адаптирована сторонами контракта (советским внешне-торговым объединением «Союзгазэкспорт» — поставщиком газа и соответствующими западно-европейскими компаниями — покупателями советского газа) к специфическим условиям поставок газа в рамках политически разделенной тогда Европы.

После распада СЭВ и СССР советская модель ДСЭГК оказалась под воздействием ряда дополнительных рисков, которые вынудили продолжить адаптацию этой модели на сей раз к реалиям постсоветского пространства и новой внутренней организации ЕС (об этом речь пойдет ниже).

Таким образом, Гронингенская модель ДСЭГК является постоянно совершенствуемым инструментом организации международной торговли газом, сохраняя при этом свои основные характерные черты.

Российская модель ДСЭГК

Итак, российская модель ДСЭГК является модификацией Гронингенской модели ДСЭГК.

Контрактная структура поставок советского (российского) газа, основанная на голландской (Гронингенской) модели ДСЭГК, доказала свою состоятельность и надежность в периоды противостояния двух политических систем в Европе во времена холодной войны и в ходе постсоветской трансформации политической карты Европы.

ДСЭГК является деполитизированной моделью организации контрактных отношений сторон в таких ныне весьма политизированных вопросах, как вопросы ценообразования на нефть и газ. За весь период применения Гронингенской модели ДСЭГК с начала 60-х годов не возникло ни одной политической проблемы в связи с регулярными, обусловленными соответствующими контрактными статьями и механизмами, пересмотрами уровня и формулы цены в рамках ДСЭГК — ни с голландским⁴, ни с советским (российским)

⁴ Кроме одного случая в 1980–1981 гг. — так называемый Спиренбургский раунд, результат попытки вмешательства парламента Нидерландов в вопросы коммерческого ценообразования.

Бокс 1

Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения

Договор к Энергетической хартии 1994 г. подводит международно-правовую основу под обусловленное естественными экономическими мотивами стремление государств — производителей энергоресурсов получать максимальную экономическую ренту от их использования на внутреннем и (или) внешнем рынках, но оставляет также за суверенными государствами — производителями невозобновляемых энергоресурсов право решать, каким образом им распорядиться своей ресурсной рентой:

- изъять ее полностью на стадии реализации произведенных энергоресурсов в денежной форме (продавая на внутреннем и внешнем рынках свои энергоресурсы по стоимости их замещения, изымая тем самым и ренту Рикардо, и ренту Хотеллинга);
- передать ее часть гражданам своей страны в качестве социальной дотации, продавая на внешнем рынке невозобновляемый энергоресурс по стоимости замещения (изымая тем самым и ренту Рикардо, и ренту Хотеллинга), а на внутреннем рынке — по стоимости производства («кост-плюс», изымая ренту Рикардо и лишь часть, в лучшем случае, ренты Хотеллинга) или даже ниже этой стоимости («кост-минус», т.е. не изымая ни ренты Хотеллинга, ни даже ренты Рикардо в полном объеме), компенсируя убытки на внутреннем рынке за счет экспорта;
- «обменять» ее на товарные (бартер) и (или) нетоварные (политические) уступки покупателей-импортеров (передавая часть ренты Хотеллинга правительству (гражданам) «чужой» страны в обмен на их дружественное поведение по отношению к экспортеру невозобновляемого энергоресурса).

В силу изложенного на вопрос о том, что является основной движущей силой рынков нефти и газа, следует ответить: борьба за ренту Хотеллинга.

экспортом газа, ибо все эти вопросы решались на основе соответствующих положений контрактов исключительно в рамках деполитизированных коммерческих переговоров.

На наш взгляд, российско-украинский (зима 2005/2006 г.) и российско-белорусский (зима 2006/2007 г.) газовые споры отражают негативные проявления объективно болезненного перехода от политически детерминированного и субсидируемого к рыночно ориентированному ценообразованию и контрактной структуре российского экспорта газа в эти страны, построенной на Гронингенской модели ДСЭГК. Зимние события 2005/2006 и 2006/2007 гг. как раз и отражают начало такого перехода.

Если бы между Россией и Украиной, Россией и Беларуссией еще несколько лет назад были бы заключены долгосрочные контракты по Гронингенской модели, аналогичные контрактам на поставку российского газа в дальнее зарубежье (к чему стороны, безусловно, со временем придут, ибо уже движутся в этом направлении), эти события не приобрели бы такую остроту, по крайней мере ценовая конъюнктура до 2004 г. была бы намного более благоприятной для перехода от политического (субсидируемого) к рыночно ориентированному ценообразованию⁵. Однако российско-украинские и российско-белорусские газовые споры явились во многом результатом искусственной политизации, в том числе третьими сторонами, коммерческих вопросов, а в ряде случаев были использованы третьими сторонами для камуфляжа истинных причин недопоставок газа некоторым европейским потребителям.

Например, результаты прокурорского расследования в Италии истинных причин недопоставок газа зимой 2005/2006 г.⁶ показали, что в погоне за благоприятной ценовой конъюнктурой на рынке электроэнергии в соседних с Италией странах, вызванной самыми сильными за 60 лет холодами, произошла сверхнормативная выборка итальянских подземных газохранилищ. Забираемый из них газ шел на выработку экспортируемой электроэнергии.

Когда же температура достигла аномально низких значений, в подземных газохранилищах страны просто не оказалось достаточных объемов газа, чтобы удовлетворить пиковый спрос. Российско-украинский газовый спор пришелся в этот момент очень кстати: представилась возможность прикрыть собственную бесхозяйственность (погону за сиюминутной торговой выгодой в ущерб обеспечению долгосрочной надежности газоснабжения потребителей) внешними причинами.

В чем специфика советской (российской) модели ДСЭГК?

Продолжительность контрактов. Долгосрочные контракты, основанные на принципе «бери и (или) плати», для советской модели характеризуются еще большей (наибольшей) продолжительностью, поскольку являлись основой финансирования крупномасштабных проектов по добыче и дальнейшему транспорту газа. Объем запасов разрабатываемых западносибирских месторождений газа и (или) дальность его экспортной транспортировки существенно превышали соответствующие параметры для месторождений Нидерландов, Великобритании, Норвегии. Долгосрочные контракты в принципе всегда являются основой финансирования проектов по созданию капиталоемкой, протяженной и имобильной инфраструктуры. Необходимость обеспечить устойчивые и долговременные потоки газа диктуется не производителями, а финансовым сообществом, потому что большая часть проекта финансируется за счет заемного финансирования. Долговое (проектное) финансирование обеспечивает до 80–90 % инвестиций в такие проекты, что предопределяет необходимость обеспечить долговременные и устойчивые потоки доходов от продажи газа для возврата заемных финансовых ресурсов.

Расположение пунктов сдачи-приемки. Пункты сдачи-приемки советского (российского) газа расположены на границе «старого» ЕС (ЕС-15). Продажа на внешней (восточной) границе ЕС — результат распределения зон ответственности поставщиков и покупателей газа за обеспечение надежности поставок в рамках трансграничной про-

⁵ Более подробно на эту тему см. публикации и презентации автора на сайте Секретариата Энергетической хартии по адресу: [www.encharter.org/Secretarita/DeputySecretaryGeneral/publications\(presentations\)](http://www.encharter.org/Secretarita/DeputySecretaryGeneral/publications(presentations)), в том числе: Конопляник А. Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ) // Нефть, газ и право. 2006. № 3. С. 43–49; № 4. С. 37–47.

⁶ См. указ. изд.

изводственно-сбытовой цепи. Такое расположение пунктов сдачи-приемки было изначально обусловлено политическим разделом Европы: Советский Союз мог обеспечить гарантии бесперебойных поставок внутри СССР/СЭВ до границы Западной Европы, а западноевропейские компании-покупатели — далее от этих пунктов до своих конечных потребителей. При этом один пункт сдачи-приемки обслуживал нескольких покупателей (конечных потребителей).

Ценообразование. Ценообразование на советский (российский) газ в пунктах сдачи-приемки определяется как стоимость замещения на рынке конечного потребителя в стране ЕС минус стоимость транспортировки до него от пунктов сдачи-приемки. Это предопределило наличие российского газа с разными уровнями контрактных экспортных цен в одном пункте сдачи-приемки (например, в Баумгартене на австрийско-словацкой границе находится пункт сдачи-приемки советского (российского) газа, предназначенного для поставок в Австрию, Италию, Францию, в Вайтхаусе на германо-чешской границе — для поставок в Германию, Францию и т.д.).

Оговорки о пунктах конечного назначения. Введение в контракты таких оговорок является инструментом защиты от арбитражных операций, которые могут производиться покупателями советского (российского) газа к ущербу для экспортера при отсутствии таких оговорок. Например, в Баумгартене экспортная цена на российский газ, предназначенный для поставки в Австрию, выше, чем цена на российский же газ, предназначенный для поставки в Италию. При отсутствии указанных оговорок у покупателя может возникнуть мотивация перепродать в Австрии газ, закупленный для поставок в Италию⁷. Эти оговорки являются также инструментом снижения ценовых рисков и повышения надежности возврата заемных средств, поскольку обеспечивают большую предсказуемость поведения контрактных цен, и поэтому их наличие в контрактах ведет к снижению стоимости заемного капитала, необходимого для реализации соответствующих инвестиционных проектов по добыче и транспортировке газа на экспорт.

Рис. 2. Экспорт российского газа в Европу: изменения после распада СССР (зоны новых рисков для действующих поставок)



Страны, не входящие в ЕС – курсив; новые государства ЕС: присоединившиеся с 01.05.2004 – подчеркнуто, с 01.01.2007 – курсив и подчеркнуто; А, В, С – пункты изменения права собственности на российский газ и/или трубопровод на пути в Европу

Роль транзита. Значение транзита и связанных с ним рисков для российского газа возрастает с течением времени, особенно после распада СЭВ и СССР и в связи с расширением ЕС (см. рис. 2). На пути российского газа оказались новые суверенные транзитные государства бывшего СЭВ, которые ранее входили в зону политического влияния СССР, и новые суверенные транзитные государства — бывшие республики СССР, которые приобрели свой суверенитет в связи с распадом СССР. Пункты сдачи-приемки российского газа, которые раньше находились на внешней границе «старого» ЕС, теперь оказались внутри «нового» ЕС. Более того, появился (в дополнение к существовавшему ранее весьма незначительному транзиту российского газа через ЕС в Швейцарию) транзит значительных объемов российского газа через ЕС: на балканском направлении — при поставках в Турцию и государства бывшей Югославии, а также при поставках в Калининградскую область. Сегодня мы имеем многовекторный транзит российского газа в рамках расширяющейся географии и усложняющейся структуры его поставок, более широкой и более сложной структуры по сравнению с другими поставщиками газа в Европу. Это объективно создает новые правовые риски, влекущие за собой экономические послед-

⁷ Более подробно см.: 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

ствия для поставок российского газа в Европу в зоне контрактной ответственности российской стороны (т.е. вплоть до пунктов сдачи-приемки) за надежность и бесперебойность поставок.

Зоны новых рисков в рамках производственно-сбытовой цепи поставок российского газа в Европу

Где и когда начали появляться новые риски? Говоря о «заграничных» рисках, т.е. возникающих за пределами России (риски, возникающие на территории России, не являются предметом рассмотрения настоящей статьи), можно выделить две зоны и три этапа их появления.

Две основные зоны новых рисков в рамках производственно-сбытовой цепи поставок российского газа в Европу — это страны внутри ЕС и страны вне ЕС (см. рис. 3). Генезис новых рисков в каждой из двух зон существенно различается.

Начало первого этапа появления новых «заграничных» рисков (относящихся к транзиту российского газа в Европу) относится к концу 80-х — началу 90-х гг. После объединения Германии, после распада системы СЭВ и СССР новые риски сначала появились в «верхней» части трансграничной (экспортной) производственно-сбытовой цепи газа (между пунктами сдачи-приемки газа и западной границей России, страны — производителя газа), т.е. в новых независимых государствах бывших СЭВ и СССР. «Бархатные революции» конца 80-х и «парад суверенитетов» начала 90-х гг. означали, что на пути от производителя (Россия) к западноевропейским потребителям появились новые транзитные суверенные государства.

При появлении на пути прохождения газа новой суверенной страны со своим, пусть только формирующимся, законодательством и правилами регулирования хозяйственной деятельности у поставщика-транзитера сохраняется обязанность обеспечения бесперебойности поставок на территории этого государства, что значительно сложнее осуществлять в суверенной, чем в политически зависимой тран-

зитной стране. В силу этого у поставщика-транзитера возникают дополнительные риски — политические, правовые, а значит, и экономические. Плюс к этому контрактные взаимоотношения с бывшими странами — членами СЭВ сразу же стали переводиться на европейский механизм (приводиться к модифицированной Гронингенской модели ДСЭГК) — заявленное вступление бывших стран СЭВ в состав Европейского союза предопределило такой переход. Это также привело к появлению дополнительных, хотя и временных, рисков для транзита российского газа в Европу (как известно, любое переходное состояние несет с собой новые риски, ибо именно межфазовое состояние является наименее устойчивым).

Со вступлением бывших стран СЭВ в состав ЕС (2004 и 2007 гг.) риски для транзита российского газа на их территории не пропали — они сохранились, правда, приобрели другую природу (трансформировались в риски третьего этапа, см. ниже): из рисков для российского газа, вызванных переходным состоянием транзитной страны от членства в СЭВ к членству в ЕС, они трансформировались в риски, вызванные членством этой восточноевропейской страны в ЕС. Риски первого этапа для постсоветских стран (бывших республик СССР, а ныне суверенных государств СНГ) сохранили свою природу и после 2004, 2007 гг.

Начало второго этапа относится к 2002–2003 гг., когда между Еврокомиссией, «Газпромом» и рядом западноевропейских покупателей российского газа были достигнуты соглашения об отказе от оговорок о пунктах конечного назначения в соответствующих российских ДСЭГК (сначала с итальянской Eni и австрийской OMV, затем с немецкой Eon-Ruhrgas). Для российского газа на этом этапе возникли новые риски в пунктах сдачи-приемки, расположенных тогда еще, до расширения ЕС, на границе «старого» ЕС (но с последствиями, материализация которых происходила внутри «старого» ЕС), поскольку, исходя из характера достигнутых соглашений и их последующей реализации, можно сделать вывод, что эти соглашения в итоге оказались несбалансированными, причем не в пользу «Газпрома»⁸.

⁸ См.: 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.

Например, одним из ключевых элементов трехстороннего соглашения «Газпрома», Еврокомиссии и итальянской Eni, уравнивающим возможные потери продавца («Газпрома») от использования покупателем (Eni) ценового арбитража, возможность применения которого была связана с отказом от этих оговорок (см. выше), предусматривалось обеспечение расширенного (компенсационного) доступа «Газпрома» на рынок страны конечного потребления (Италия).

Для этого в подписанных документах было намечено расширение пропускной способности транзитного Транс-австрийского газопровода (Trans Austria Gasleitung, TAG), по которому весь российский газ доставляется в Италию. Однако процедура организации конкурса по доступу к расширенным мощностям TAG была проведена с применением пропорционального распределения мощностей среди всех компаний, подавших заявки, вне зависимости от того, располагают ли они ресурсами газа или нет. Фактор обеспеченности заявок наличными ресурсами газа во внимание организаторами конкурса не принимался и в систему конкурсных критериев введен не был.

В итоге «Газпром» не получил адекватной доли в расширенных мощностях. Выделенная ему доля не соответствует заявленной им готовности обеспечить своим газом 100 % дополнительных (всю величину расширения) мощностей TAG и не компенсирует ему потери, вызванные отказом от оговорок о пунктах конечного назначения. Более того, представители компании неоднократно сообщали в прессе о том, что сразу же после проведения в декабре 2005 г. аукциона в «Газпром» стали обращаться представители других компаний, также объявленных победителями этого аукциона, с предложением либо продать им газпромовский газ в количествах, необходимых для заполнения полученной ими пропускной способности трубы, либо перекупить у них (естественно, уже по совсем иной цене) их квоту на право доступа к этой трубе⁹.

Третий этап начался в 2004-м и продолжился в 2007 г., когда произошло «двухэтапное» расширение ЕС. Дополнительные риски на этом этапе появи-

⁹ Фейгин В.И., Медведева Е.А. «Дьявол в деталях» европейской либерализации: вокруг аукциона по TAG / Институт энергетики и финансов // Экономическое обозрение. 2006. № 5. С. 37–39.

Рис. 3. Проблема контрактного несоответствия: соотношение продолжительности (D) и объемов (V) ДСЭГК и контракта на транзит/транспортровку

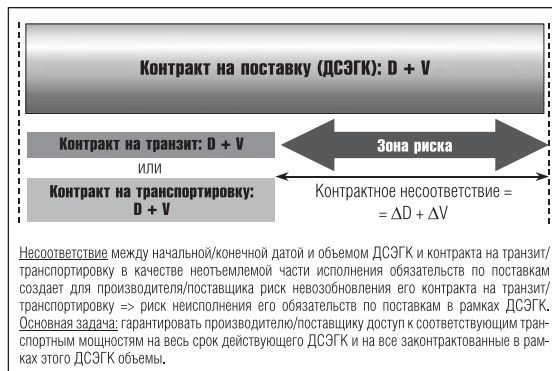


Рис. 4. Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005 г.)

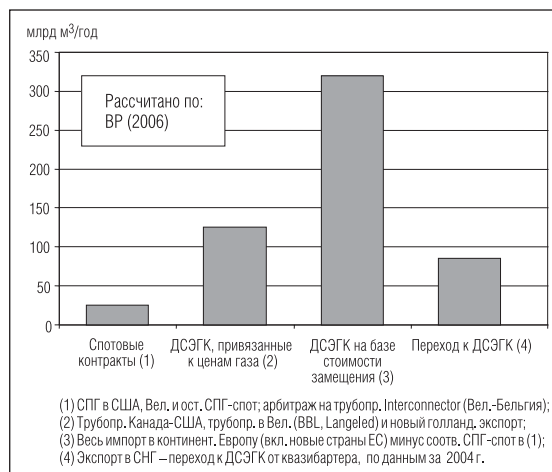
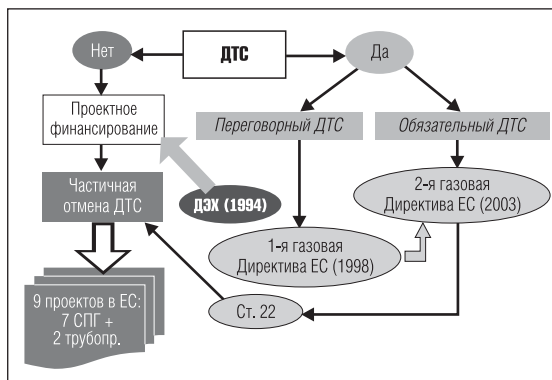


Рис. 5. Дискуссия о доступе третьих сторон (ДТС)



лись в «верхней» части производственно-сбытовой цепи — между пунктами сдачи-приемки российского газа и восточной границей бывших стран-членов СЭВ, а ныне — членов ЕС, т.е. уже внутри ЕС. Эти риски заменили собой риски первого этапа для бывших стран — членов СЭВ (см. выше). Они действуют также и в «нижней» части производственно-сбытовой цепи поставок российского газа в ЕС, которая является уже зоной ответственности не российских поставщиков («Газпрома»), а покупателей российского газа — соответствующих западноевропейских компаний. Появление этих новых рисков транзитной транспортировки российского газа внутри ЕС — результат расширения ЕС, помноженный на эффекты либерализации газового рынка ЕС.

Когда и на каком отрезке производственно-сбытовой цепи поставок российского газа в Европу можно ждать появления новых рисков? Возможно, что четвертый этап наступит уже в 2008–2009 гг., когда должен будет вступить в силу, по прогнозу Еврокомиссии, подготовленный ею и анонсированный 19 сентября 2007 г. «Третий либерализационный пакет ЕС», вызвавший обширную волну критических комментариев как вне, так и внутри Евросоюза. В зависимости от конечной редакции принятых Европарламентом предложений Еврокомиссии номенклатура новых транзитных рисков для российского газа на территории ЕС может оказаться как более, так и менее широкой (обсуждение предложений Еврокомиссии не является целью настоящей статьи), но, по-видимому, их появления, а следовательно, новых рисков для российского газа в Европе избежать не удастся.

Новые риски внутри Европейского союза — риски либерализации и расширения

Проблемы транзита российского газа внутри Европейского союза

Темой данной статьи являются риски для российского газа внутри ЕС — на территориях стран, входящих в первую зону на рисунке 3¹⁰.

До 2004 г. транзита российского газа внутри ЕС, через отдельные его страны, не было, за исключением незначительного объема поставок в Швейцарию, который одновременно являлся и транзитом через ЕС как единую Организацию региональной экономической интеграции (ОРЭИ). До 2004 г., пока ЕС существовал в составе 15 государств, пункты сдачи-приемки российского газа находились на внешней (восточной) границе ЕС. В мае 2004 г. эта внешняя граница ЕС передвинулась дальше на восток и пункты сдачи-приемки российского газа оказались внутри ЕС. Транзит российского газа внутри ЕС составил практически объем его суммарных поставок в Западную Европу, ибо основные российские газовые потоки в Европу идут через Словакию, Чехию, Венгрию, Польшу, которые в мае 2004 г. стали членами ЕС (см. рис. 2). В 2004 г. расширился транзит через ЕС как ОРЭИ: поставки российского газа в Калининградскую область через территорию государств Балтии и в государства бывшей Югославии через Венгрию. Со вступлением в состав ЕС Болгарии и Румынии в январе 2007 г. транзит через ЕС как ОРЭИ существенно расширился — к нему добавились поставки в Турцию по суше (см. рис. 2).

Поскольку транзит — это многосторонняя задача, риски транзита требуют многостороннего обсуждения. В наибольшей степени соответствует этой задаче Энергетическая хартия как специализированная деполитизированная международная организация, в которой представлены страны-производители, транзитные государства, страны-потребители, иначе говоря, представители всех звеньев трансграничной производственно-сбытовой цепи энергетических материалов и продуктов (далее — ЭМП).

Итоги длительных обсуждений в рамках Энергетической хартии транзитных проблем, возникающих на территории стран — членов Договора Энергетической хартии (ДЭХ), в частности итоги двусторонних неформальных консультаций экспертов России и ЕС в 2005–2006 гг. по остающимся нерешенными вопросам проекта Транзитного протокола, показали, что в законодательстве ЕС отсутствуют четкие правила транзита для внутреннего рынка ЕС.

¹⁰ Риски второй зоны подробно рассматривались в других работах автора, см.: [www.encharter.org/Secretariat/DeputySecretaryGeneral/publications\(presentations\)](http://www.encharter.org/Secretariat/DeputySecretaryGeneral/publications(presentations)).

Римский договор 1958 г. об образовании ЕС утверждает свободу перемещения товаров внутри ЕС. Исходя из этого делегация Евросоюза в отношении перемещения энергетических товаров внутри ЕС руководствуется также концепцией построения единого энергетического рынка ЕС и на основании этого подхода придерживается позиции, что транспортировка энергетических материалов и продуктов внутри ЕС, при которой происходит пересечение территории одной или нескольких стран ЕС, не является транзитом.

Конечным результатом логики таких рассуждений является сохраняющаяся пока позиция ЕС, что Транзитный протокол (специальный международный договор, развивающий положения статьи 7 ДЭХ «Транзит») в случае его завершения не должен применяться на территории ЕС по причине отсутствия транзита на территории ЕС (в этом суть так называемого положения об ОРЭИ, которое еще называют «интеграционной поправкой ЕС», проекта статьи 20 Транзитного протокола, предложенного делегацией ЕС, который формулирует нынешнюю позицию ЕС в отношении применения Транзитного протокола внутри ЕС как ОРЭИ).

Интеграционная поправка Европейского союза (положение об ОРЭИ)

В «положении об ОРЭИ» заключена суть правовой коллизии, которая не нашла пока своего разрешения, в частности из-за длительного нежелания Еврокомиссии даже обсуждать этот вопрос в рамках ведущихся в Энергетической хартии консультаций. Однако предмет для обсуждения имеется и заключается он в соотношении между внутренним законодательством ЕС как ОРЭИ (так называемым *acquis communautaire*) и международными обязательствами ЕС как единой Договаривающейся стороны ДЭХ.

Страны ЕС участвуют в ДЭХ в двух ипостасях одновременно (откуда, на наш взгляд, и произрастают корни многих проблем, связанных с сегодняшним поведением Евросоюза в рамках Энергетической хартии): каждая страна ЕС подписала и ратифицировала ДЭХ как суверенное государство, плюс к этому ЕС подписал и ратифицировал ДЭХ как самостоятельная Договаривающаяся сторона — в качестве ОРЭИ. Это значит, что каждая страна ЕС участвует в ДЭХ не только как суверенное государство, но и как сторона ОРЭИ.

В связи с этим при работе над Транзитным протоколом возник вопрос, как трактовать понятие «транзит» в отношении отдельных стран — членов ЕС и ЕС в целом: так, как понятие «транзит» трактуется в ДЭХ — основополагающем юридически обязательном документе хартии, своего рода конституции хартийного процесса, которой должны соответствовать все остальные международные договоры, разрабатываемые на основе ДЭХ в рамках Энергетической хартии, или так, как это предлагает делать ЕС в проекте Транзитного протокола, — посредством «интеграционной поправки ЕС»?

В ДЭХ «транзит» означает «перемещение через территорию Договаривающейся стороны... энергетических материалов и продуктов, происходящих на территории другого государства и предназначенных для территории третьего государства...» (ст. 7.10 (a) (i) ДЭХ) либо «перемещение через территорию Договаривающейся стороны энергетических материалов и продуктов, происходящих на территории другой Договаривающейся стороны и предназначенных для территории другой Договаривающейся стороны» (ст. 7.10 (a) (ii) ДЭХ), т.е. в соответствии с ДЭХ транзитом является пересечение ЭМП **и** территории отдельной страны — члена ЕС, **и** территории ЕС в целом.

В переговорах по Транзитному протоколу ЕС фактически предлагает сузить это понятие, предложить считать транзитом (по протоколу) **только** пересечение территории ЕС в целом, а пересечение территории отдельной страны ЕС транзитом не считать, в частности вследствие того, что вторая директива ЕС по электроэнергии и газу законодательно устанавливает на территории ЕС правила единого внутреннего рынка. В этом случае, по-видимому, возникают как минимум две правовые коллизии, которые пока не удалось обсудить в двустороннем формате экспертам России и ЕС в ходе неформальных консультаций в 2005–2006 гг., но, надеемся, удастся обсудить всему многостороннему сообществу стран — членов ДЭХ в ходе многосторонних дискуссий по вопросам Транзитного протокола, которые начались в рамках Рабочей группы Энергетической хартии по торговле и транзиту в феврале 2008 г.

Первая коллизия. В случае, если указанное предложение ЕС было бы принято, каким образом в рамках единого правового поля, формируемого базисным Договором Энергетической хартии и производным от него Транзитным протоколом, смогли

бы сосуществовать две разные правовые концепции транзита: одна, более широкая, — по ДЭХ и вторая, более узкая, — по Транзитному протоколу?

Вторая коллизия. Законодательство ЕС (*acquis communautaire*) является «внешним» (международным обязательством) по отношению к отдельным странам — членам ЕС, но оно же является «внутренним» законодательством ЕС, если рассматривать ЕС в качестве ОРЭИ, т.е. как единое целое. А ДЭХ как для отдельных стран — членов ЕС, так и для ЕС в целом, т.е. для ЕС как ОРЭИ, является «внешним» (международным обязательством).

Международные обязательства (напомним, что ЕС как ОРЭИ подписал и ратифицировал ДЭХ) доминируют над нормами внутреннего законодательства стороны международного договора. Таким образом, нормы ДЭХ должны превалять над нормами *acquis communautaire* в отношении транзита энергетических материалов и продуктов через ЕС и его отдельные страны. Если это так, то в соответствии с таким подходом в рамках Энергетической хартии и на базе действующего ДЭХ для «зауженного» понятия «транзит» не должно быть места.

Причина такого «зауженного» подхода ЕС может заключаться в стремлении Еврокомиссии избежать возможных арбитражных разбирательств на основаниях и в соответствии с процедурами ДЭХ между инвесторами стран — членов ДЭХ, с одной стороны, и Договаривающимися сторонами ДЭХ из числа стран — членов ЕС и самим ЕС как ОРЭИ (и Еврокомиссией как исполнительной властью этого ОРЭИ), с другой стороны, т.е. избежать арбитражных разбирательств *вне* *acquis communautaire* (возможности, допустимой международным правом в лице ДЭХ) между странами и инвесторами стран ЕС — субъектами *acquis communautaire*.

Фактически «интеграционная поправка ЕС» предлагает создать двухуровневую систему разрешения споров в отношении транзита: споры в отношении транзита между странами, не входящими в ЕС, и между этими странами и государствами ЕС будут решаться на базе положений Транзитного протокола, а между странами ЕС — на базе положений *acquis communautaire*. Более того, эта поправка фактически означает неприменение Транзитного протокола на территории стран — членов ЕС и (или) государств, применяющих на своей территории энергетическое законодательство ЕС, например на территории государств Договора об энергетиче-

ском сотрудничестве ЕС со странами Юго-Восточной Европы, хотя в переговорах по выработке положений Транзитного протокола делегация ЕС принимает самое активное участие. Поскольку «интеграционная поправка ЕС» может носить прецедентный характер, в случае ее принятия странами — членами ДЭХ существует риск, что такой подход может начать распространяться и на другие сферы действия ДЭХ, помимо транзита.

Об обоснованности такого подхода оставляем право судить читателю.

Проблема контрактного несоответствия

Проблема контрактного несоответствия заключается в том, что для транзитных потоков газа необходим долгосрочный доступ к инфраструктуре, соответствующий по срокам (продолжительности) и объемам обязательствам по поставкам в рамках ДСЭГК. Если эти требования соблюдаются в отношении сроков (включая начальную и конечную даты такого контракта) и объемов транзита, то проблема контрактного несоответствия отсутствует.

Несоответствие между начальной (конечной) датой и объемом ДСЭГК и контракта на транзит (транспортировку) в качестве неотъемлемой части исполнения обязательств по поставкам создает для производителя (поставщика) риск невозобновления его контракта на транзит (транспортировку), а значит, риск неисполнения его обязательств по поставкам в рамках ДСЭГК. Основная задача — гарантировать производителю (поставщику) доступ к соответствующим транспортным мощностям на весь срок действующего ДСЭГК и на все законтрактованные в рамках этого ДСЭГК объемы (см. рис. 4).

Однако во многих странах, и ЕС в этом отношении не является исключением, существует предубеждение в отношении предоставления поставщикам доступа к энерготранспортной инфраструктуре на долгосрочной основе. Если же имеет место несоответствие хотя бы по одному из параметров контрактов на транзит и поставку (наиболее частый случай: срок контракта на транзит меньше срока контракта на поставку), а значит, избежать появления контрактного несоответствия не удалось, то существует риск невозобновления контракта на транзит (транспортировку) и угроза невыполнения поставщиком контрактных обязательств по поставке энергоресурсов по независящим от него причинам. Ответственность за неисполнение этих обяза-

тельств будет тем не менее лежать на поставщике, поскольку он несет ответственность за любые нарушения параметров ДСЭГК в зоне его ответственности, т.е. до пунктов сдачи-приемки газа.

В рамках СНГ и в ряде других стран за пределами ЕС существует универсальный механизм решения проблемы контрактного несоответствия на тот случай, если избежать появления такой проблемы не удалось. Решение называется «право первого отказа» (далее — ППО).

ППО заключается в том, что действующий поставщик-транзитер, которому не был предоставлен доступ к транспортной инфраструктуре транзитной страны на весь срок его контракта на поставку, имеет преимущественное право получить продление такого доступа вплоть до окончания его контракта на поставку в случае, если по истечении первоначального контракта на транзит этот действующий поставщик-транзитер примет новые условия по доступу к трубе, предложенные транзитной страной и соответствующие наилучшему предложению новых поставщиков-конкуренентов.

В операционном плане это означает, что по окончании срока контракта на транзит действующего поставщика, если у того не закончился его контракт на поставку, прежде чем предложить занимаемое этим поставщиком место в трубе новому соискателю на новых условиях, принятых таким соискателем, транзитная страна должна спросить у действующего поставщика, готов ли тот сохранить свое место в трубе на новых условиях, предложенных новым потенциальным поставщиком. Если действующий поставщик согласится принять эти новые условия, то место в трубе должно быть сохранено за ним вплоть до завершения его контракта на поставку, после чего он теряет преимущественное право «последней руки» при принятии новых условий по доступу к трубе.

ЕС трактует такой универсальный механизм получения доступа к трубе на весь срок контракта на поставку (ДСЭГК) как несоответствующий положениям законодательства ЕС о конкуренции, поскольку он предоставляет действующему поставщику преимущественное право доступа к трубе, что, по мнению ЕС, дискриминирует новых потенциальных поставщиков и вынуждает их идти на более капиталоемкие решения по строительству новой транзитной инфраструктуры, что заведомо

ухудшает их конкурентоспособность на рынке конечного потребителя и закрепляет существующую монополизацию и (или) высокую рыночную концентрацию отрасли.

Поэтому ЕС утверждает, что ППО является неприемлемым для применения внутри ЕС в качестве решения проблемы контрактного несоответствия в ситуациях, когда избежать ее появления не удалось. Однако в то же время делегация ЕС не готова пока предложить решение, гарантирующее поставщикам-транзитерам долгосрочный доступ к трубе на весь срок ДСЭГК, при котором проблема контрактного несоответствия не возникла бы. Делегация ЕС лишь говорит о том, что такое решение будет найдено в перспективе в рамках законодательства ЕС (*acquis communautaire*).

Таким образом, сегодня и в обозримом будущем на территории ЕС образуется зона правового вакуума (правовой неопределенности), когда, с одной стороны, ЕС не готов гарантировать невозникновение проблемы контрактного несоответствия при транзитных поставках извне ЕС потребителям внутри ЕС, а с другой стороны, в случае возникновения проблемы контрактного несоответствия не готов принять эффективный механизм ее разрешения, зарекомендовавший себя за пределами ЕС.

Итак, по состоянию на сегодня эффективное законодательно закреплённое решение проблемы контрактного несоответствия (см. рис. 4) на территории ЕС отсутствует. Однако в ходе двусторонних неформальных консультаций экспертов России и ЕС в 2005–2006 гг. было достигнуто понимание сути проблемы контрактного несоответствия и зафиксировано продвижение сторон навстречу друг другу в выработке возможных механизмов недопущения ее возникновения.

Риски либерализации

Основные элементы либерализации газового рынка ЕС, нацеленные на формирование единого внутреннего энергетического рынка ЕС, такие, как сегментация (разделение) компаний (*unbundling*), плюс обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к энергетической, в том числе транспортной, инфраструктуре (ДТС), а также производные от них проблемы, такие, как, например, проблема контрактного несоответствия, создают внутри ЕС риски для транзита (транспортировки) газа, поставляемого извне ЕС. Это, в свою очередь, создает

угрозу надежности газоснабжения ЕС и роста цен у конечных потребителей¹¹.

В итоге приходим к выводу, который даже для многих специалистов почему-то оказывается неожиданным. Принято считать, что некоммерческие риски производственно-сбытовой деятельности в энергетике промышленно развитых рыночных экономик как бы отсутствуют, а все такого рода риски концентрируются в странах с переходными экономиками, к которым относятся постсоциалистические страны (Россия, страны бывшего СССР, страны Восточной Европы (до их вступления в ЕС), либо в странах Азии и других регионов с развивающимися экономиками. Возникновение рисков в этих странах связано либо с переходом от командно-административной модели экономического развития к опирающейся на рыночные принципы модели экономического развития (в бывших социалистических странах), либо с продолжающимся постнеоколониальным формированием экономико-правовой инфраструктуры (в «традиционных» развивающихся странах).

Однако промышленно развитые страны, и в частности страны ЕС, также по сути являются «переходными экономиками». Только в них происходит не формирование новой модели экономического развития вследствие отказа от старой, а совершенствование избранной ранее экономико-правовой модели. В результате в странах ЕС, как и в других странах с переходными экономиками, также постоянно появляются новые коммерческие и некоммерческие риски, характер и номенклатура которых меняются с течением времени. На современном этапе основные риски внутри ЕС связаны с формированием единого внутреннего энергетического рынка ЕС и дальнейшей его либерализацией. Каждая из директив ЕС по электроэнергетике и га-

зу (первая — 1996–1998 гг.¹², вторая — 2003 г.¹³ и третья, ожидаемая в 2008–2009 гг. по итогам обсуждения «Третьего либерализационного пакета ЕС»¹⁴) и связанные с ними документы¹⁵ меняли существовавшие до них правила игры на энергетических рынках стран ЕС и тем самым создавали новые риски, в первую очередь для инвестиционной деятельности (см. ниже). Таким образом, наличие рисков внутри ЕС есть объективная закономерность формирования единого рынка стран ЕС, его дальнейшей либерализации и расширения.

Абсолютизация норм конкурентного законодательства исходя из приоритетности соображений построения единого внутреннего рынка в ущерб, например, требованиям, диктуемым законами инвестиционной деятельности, также ведет к формированию дополнительных рисков внутри ЕС, особенно для инвесторов (поставщиков) извне ЕС. Именно поэтому решения, которые в рамках неформальных консультаций экспертов России и ЕС по транзитным вопросам предлагались российскими экспертами, исходя из инвестиционных соображений и обеспечения надежности энергоснабжения, чаще всего не устраивали экспертов ЕС с точки зрения соотношения предлагаемых развязок с требованиями конкурентного законодательства ЕС.

Однако именно инвестиции в наращивание и диверсификацию альтернативного предложения, а также в снижение и (или) сдерживание роста спроса являются необходимым условием для обеспечения разумной конкуренции, целью которой является сдерживание роста цен и (или) их снижение. Поэтому нацеленные на обеспечение конкуренции в рамках формируемого единого внутреннего (но все более и более зависящего от импорта) рынка газа ЕС меры, ведущие к появлению новых рисков инвес-

¹¹ См. выступления автора на эту тему: www.encharter.org/Secretariat/DeputySecretaryGeneral/Presentations.

¹² European Parliament and Council Directive 96/92/EC concerning common rules for the internal electricity market; Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas.

¹³ Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC; Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC.

¹⁴ Energising Europe: A real market with secure supply. Commission Press Releases. MEMO/07/361, Brussels, 19 September 2007 // www.europa.eu.

¹⁵ См. подробный перечень документов Европейской комиссии и Мадридского форума в отношении рынка газа, например в библиографии к монографии Гудкова И.В. «Газовый рынок Европейского союза: правовые аспекты создания, организации, функционирования». М.: Нестор Академик, 2007. С. 258–263.

тиционной деятельности для производителей и поставщиков газа извне ЕС, по сути, ослабляют или даже препятствуют этой конкуренции, ибо сдерживают внешнее предложение. Однако, как будет показано далее, наращивание конкуренции в условиях недостаточного (или отсутствия избыточного) предложения ведет не к снижению цен, а к их росту.

Варианты решений в рамках Энергетической хартии

Процесс поиска сбалансированных решений, удовлетворяющих как конкурентным, так и инвестиционным соображениям и построенных на выявлении общих интересов всех участников трансграничной цепочки энергоснабжения (производителей, потребителей, транзитеров), продолжается. По многим позициям прогресс налицо.

По ряду ключевых вопросов найдено взаимопонимание не только между Россией и ЕС, но и в рамках всего многостороннего сообщества Энергетической хартии. Еще в декабре 2002 г. было согласовано на многостороннем уровне определение «наличных транзитных мощностей», которое было закреплено в проекте Транзитного протокола (документ СС251)¹⁶. Это ключевой вопрос, на котором построена вся дальнейшая экономико-правовая модель проекта Транзитного протокола.

В проекте Транзитного протокола оставалось три нерешенных вопроса, и один из них был связан с аукционным доступом к мощностям (ст. 10). В течение долгих интенсивных неформальных консультаций между экспертами России и ЕС не только был найден механизм решения этого частного вопроса, но и предложено решение более общей проблемы. Была разработана недискриминационная конкурентная процедура распределения наличных мощностей сооружений по транспортировке энергии, включая использование избыточных доходов от аукционного распределения наличных мощностей таким образом, чтобы у собственника и (или) оператора трубопроводной системы не было стимула к поднятию транзитных тарифов в целях обогащения, чтобы дополнительные доходы, полученные собственником и (или) оператором трубопровод-

ных (транзитных) систем сверх «разумной» прибыли в результате установления транзитных тарифов на базе аукционных процедур доступа к трубе (ибо аукционные тарифы по определению не опираются на издержки), направлялись либо на «расшивку» узких мест с наличными мощностями, либо на снижение «избыточных» тарифов, которые заплатили грузоотправители, получившие доступ к трубе по повышенным тарифам в ходе аукционного доступа.

Вопросы привязки цены газа в рамках ДСЭГК

Как известно, в континентальной Европе доминирующим механизмом ценообразования в газовой отрасли является определение его контрактной цены на базе стоимости замещения газа в конечном потреблении, т.е. привязка контрактных цен на газ посредством специальных, зафиксированных в ДСЭГК формул к ценам на альтернативные газу в конечном потреблении энергоносители¹⁷. Основные энергоносители, к которым привязаны цены на газ в ДСЭГК, — это мазут и газойль (дизтопливо). В связи с ростом цен на нефть и нефтепродукты на мировом рынке в текущем десятилетии, особенно после 2004 г., стали быстро расти и цены на газ в ДСЭГК. Это стимулировало дискуссию об обоснованности привязки цен на газ к ценам на жидкое топливо и о возможности перехода к новой структуре ценообразования на газ в континентальной Европе, оторванной от динамики цен на жидкое топливо и другие энергоносители, т.е. об отказе тем самым от принципа ценообразования, основанного на стоимости замещения. В частности, наиболее часто предлагается привязать цены на газ в ДСЭГК к его биржевым котировкам на ликвидных европейских рынках. Доминирует предложение привязать цены в ДСЭГК к ценам на газ в Национальной точке балансирования (НБТ) Соединенного Королевства — виртуальном центре спотовой торговли на этом наиболее ликвидном рынке в Европе¹⁸.

¹⁶ www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/CC251.pdf.

¹⁷ См.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 4.4.4–4.4.5.

¹⁸ Там же. Гл. 4.3.4.

Сторонники такого предложения исходят, как правило, из стандартной экономической теории, согласно которой чем выше ликвидность рынка, тем он является более конкурентным и тем более низкими будут в результате конкуренции поставщиков цены на таком рынке. Однако, как было показано выше (см. Бокс 1 «Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения»), ценообразование на невозобновляемые энергоресурсы не укладывается в рамки стандартной экономической теории, а определяется ее специальными разделами¹⁹. Поэтому динамика цен на невозобновляемые энергоресурсы на ликвидных рынках периодически заметно отличается (вплоть до противоположной) от динамики цен на товары отраслей обрабатывающей промышленности, прогнозируемой на базе стандартной экономической теории. Как будет показано далее, это относится как к наиболее ликвидному глобальному нефтяному рынку, так и к ликвидным региональным рынкам газа США и Соединенного Королевства²⁰.

Говоря о формирующемся едином газовом рынке континентальной Европы, можно утверждать, что даже наиболее ликвидные его национальные сегменты (рынок Великобритании) не могут являться сегодня и в обозримой перспективе базой для устойчивого ценообразования на газ в Европе, а цены центров спотовой торговли в Европе не являются адекватной альтернативой формулам привязки в ДСЭГК.

Контрактная структура поставок и цены

Наиболее сложный вопрос связан с трудностями и рисками перехода от системы поставок газа с несколькими сильными участниками (например, существующей сегодня в континентальной Европе на рынке трубопроводного газа и в Японии и Корее на рынке сжиженного природного газа (далее — СПГ) к одной или нескольким высоколиквидным рыночным площадкам с большим числом игроков (как на рынках газа Великобритании и США или на глобальном рынке нефти).

Заметим, что риски переходного состояния от одной стадии развития энергетического рынка к другой характерны для всех типов экономик. Но именно указанные риски при переходе от менее ликвидной к более и (или) наиболее ликвидной

контрактной структуре (свойственной спотовой торговле, форвардным и фьючерсным сделкам) характерны не столько для традиционных переходных экономик и развивающихся стран, сколько для государств, давно входящих в категорию развитых рыночных экономик. Эти риски относятся как к собственным рискам поставок на рынки, находящиеся в указанном переходном состоянии, так и к рискам инвестиций в проекты, ориентированные на такие «переходные» рынки, а именно на рынки, находящиеся в стадии перехода к наиболее либеральной их модели в рамках избранной, т.е. рыночной, системы экономического развития той или иной страны (обычно страны-потребителя и нетто-импортера газа).

Риски поставок на такие рынки для вертикально интегрированных производственных компаний, осуществляющих добычу как внутри, так и за пределами таких рынков (например, рынка ЕС) и поставки газа на такие рынки (например, на рынок ЕС), являются частью более широкой номенклатуры торговых и инвестиционных рисков, чем для компаний, занимающихся исключительно торговыми операциями (трейдеров).

Для вертикально интегрированных производственных компаний повышенные торговые риски могут оказать решающее (негативное) воздействие на перспективы окупаемости инвестиций в проект по добыче и доставке газа потребителю и тем самым сделать невозможным привлечение на приемлемых условиях заемных средств для финансирования инвестиционного проекта по освоению и разработке месторождения газа и транспортной инфраструктуры по доставке этого газа потребителю. Это положение справедливо вне зависимости от того, идет ли речь о трубопроводном газе или о СПГ. И это является одной из характеристик понятия «(экономическая) надежность (безопасность) спроса» (*security of demand*), с которой приходится иметь дело поставщикам, особенно в случае экспортных поставок газа из стран, не относящихся к развитым рыночным экономикам (например, извне ЕС), в страны, к указанной категории относящимся (например, в ЕС).

Таким образом, построение более либерального энергетического рынка в странах — импортерах природного газа создает в странах-экспортерах дополнительные риски финансирования инвестиционных проектов, нацеленных на рынки указанных стран-импортеров. Это ухудшает (экономиче-

¹⁹ Там же. Гл. 2.

²⁰ Там же. Гл. 3.4, 4.2.5–4.2.6, 4.3.4.

скую) надежность (безопасность) спроса (security of demand) в странах-импортерах для стран-экспортеров, что, в свою очередь, замыкая круг, ведет к ухудшению (экономической) надежности (безопасности) поставок газа (security of supply) из этих стран-экспортеров в указанные страны-импортеры²¹.

Как заявил представитель одной из газодобывающих компаний во время сессии Промышленной консультативной группы Энергетической хартии, «производители заинтересованы в поставке своего газа либо на рынок с высокой ликвидностью, либо на рынок с низкой ликвидностью, но с сильными участниками, и они знают, как это делать, но трудно поставлять газ на рынки с низкой ликвидностью и слабыми участниками»²². По мнению авторитетной консалтинговой фирмы «Кембридж Энерджи Рисерч Ассошиэйтс», «инвестиции в инфраструктурные и крупные добывающие проекты очень тяжело обосновать схемами продаж на рынки, находящиеся в стадии перехода к либерализованной и высоколиквидной модели»²³.

Итак, какова контрактная структура международной торговли газом и каковы доминирующие механизмы ценообразования для разных регионов? По состоянию на 2005 г. картина представляется примерно следующей (порядок цифр см. на рис. 4).

Из примерно 550–560 млрд куб. м / год международной торговли газом лишь около 5 % (порядка 25 млрд куб. м / год) приходится на операции на спотовом рынке. Это разовые сделки на рынке СПГ при его поставках в США, Великобританию и другие страны, арбитражные операции на трубопроводе Interconnector, соединяющем Великобританию и Бельгию. Остальные 95 % приходятся на различные разновидности ДСЭГК. При этом 55–60 % обеспечивают традиционные ДСЭГК на базе стоимости

замещения. Это весь импорт газа в континентальную Европу, включая новые страны ЕС, за вычетом соответствующих объемов спотовых поставок СПГ. На ДСЭГК, привязанные в той или иной степени к ценам газа в центрах спотовой торговли, т.е. на торговых площадках (так называемых хабах), где осуществляется конкуренция газ — газ, приходится 20–25 %. Это трубопроводные поставки из Канады в США, привязанные к ценам в Хенри-Хаб (центре спотовой торговли газом США), поставки в Великобританию по трубопроводам BBL и Langeled, цены которых привязаны к котировкам в NBP, и новый голландский экспорт. Порядка 15 % приходится на переходные контрактные структуры, трансформируемые к структуре традиционного ДСЭГК. Это весь российский экспорт в СНГ, который постепенно переводится на ДСЭГК от квазибартерных сделок и политического ценообразования²⁴.

Таким образом, разовые сделки и биржевые операции, в ходе которых цена определяется на основе конкуренции газ — газ, занимают сегодня очень незначительную долю в объемах международной торговли газом. Доля спотовых операций на рынке газа сегодня соответствует доле разовых сделок в международной торговле нефтью в начале 70-х годов (по разным источникам, от 3–5 % до 5–7 %). Занимая небольшой сегмент рынка газа, значительная часть которого приходится на США, а меньшая — на Великобританию, причем каждый со своей спецификой, обусловившей возможность осуществления спотовых операций на рынке трубопроводного газа²⁵, эти операции в международной торговле газом пока не являются представительными и поэтому подвержены серьезным случайным конъюнктурным колебаниям вплоть до возможности искусственного манипулирования ценой.

²¹ Более подробно см. соответствующие публикации и презентации автора на эту тему: www.encharter.org/Secretariat/DeputySecretaryGeneral/Publications.../Presentations.

²² См.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. С. 191.

²³ CERA Special Report «Securing the Future», 2007. P. 13.

²⁴ Более подробно см. серию презентаций Секретариата Энергетической хартии в рамках двусторонних семинаров, организованных в 2007–2008 гг. Секретариатом со странами — членами ДЭХ, по международным механизмам ценообразования на нефть и газ на базе соответствующего исследования Секретариата и, в частности, подготовленные в них автором разделы по эволюции ценообразования на постсоветском пространстве (www.encharter.org/Secretariat/DeputySecretaryGeneral/Presentations).

²⁵ См.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 4.2 и 4.3.

В большей степени это относится к рынку Соединенного Королевства, к ценам которого наиболее часто предлагается привязать цены ДСЭГК.

Очевидно, что в Соединенном Королевстве имеется ликвидный (и неустойчивый) рынок, который оперативно реагирует на давление со стороны спроса-предложения и «узкие места». По мнению авторитетного издания «Gas Matters», «истинные рынки непредсказуемы большую часть времени, но поскольку NBP продолжает переход от самообеспеченности к импортной зависимости, опыт прошлого не представляет более четкой основы для предсказания будущего... Похоже, что NBP и ее меньшие сестры в Голландии и Бельгии все в большей степени ощущают стрессы и напряжения от игры на международном рынке. Рынок Соединенного Королевства емкий и ликвидный, но он недостаточно большой для того, чтобы противостоять толчкам и пинкам со стороны крупных игроков. Мы наблюдали в течение нескольких месяцев, как решения по потокам (газа по трубопроводу. — А.К.) Лангелед влияли на рынок, и нам пришлось вспомнить, что Соединенное Королевство опосредованно связано с континентом через систему подводных норвежских трубопроводов... Приливы и отливы в норвежских трубопроводных поставках (имеются в виду остановки / возобновления поставок вследствие ремонтно-восстановительных работ. — А.К.) безусловно «дергали» газовые цены, но мы должны все в большей степени следить за более отдаленными газовыми потоками. Метановозы-танкеры СПГ с (норвежского месторождения. — А.К.) Сновит... могут предпочесть более короткий маршрут под разгрузку в «Милфорд Хэвен» или «Айл оф Грэйв» (Milford Haven, Isle of Grain — приемные терминалы СПГ в Соединенном Королевстве. — А.К.), чем идти к побережью Мексиканского залива США. СПГ из Катара может начать узурпировать Лангелед и стать переносчиком ценовых колебаний и стрессов»²⁶.

Сходного с автором мнения придерживается и известный газовый эксперт Джонатан Стерн, полагающий, что проблема с центрами спотовой торговли континентальной Европы (к котировкам ко-

торой предлагается привязать цены ДСЭГК) также имеет три измерения (Стерн формулирует их в несколько ином контексте): недостаток объемов торговли, недостаточная ликвидность, риск ценового манипулирования со стороны доминирующих национальных игроков²⁷. Понятно, что переводить европейские ДСЭГК на цены такого объективно неустойчивого рынка — значит создавать дополнительные риски и ставить под угрозу надежность энергоснабжения всей континентальной Европы.

Ликвидность рынков и цены

Итак, на вопрос, насколько представительный сегмент рынка представляют сегодня спотовые цены, насколько устойчив этот сегмент рынка в Европе, напрашивается отрицательный ответ. Но ратующие за разовые сделки как основу уже сегодняшнего ценообразования на рынке газа говорят обычно о высокой ликвидности рынка Великобритании и спотовой торговли вообще в сравнении с долгосрочными контрактами. Высокая ликвидность, по их мнению, — это основная характеристика конкурентного рынка, залог низких и (или) снижающихся цен на газ. Так ли это?

То, что спотовый и тем более биржевой рынок являются более ликвидными, чем ДСЭГК, не вызывает никаких сомнений. Однако это сравнение методологически некорректно, ибо сравнивать можно только однородные понятия и явления, а долгосрочные контракты, с одной стороны, и спотовая и (или) биржевая торговля, с другой, представляют принципиально разные формы организации рыночного пространства (наряду с третьей его разновидностью — вертикальной интеграцией). Долгосрочный контракт по определению предусматривает долгосрочную привязку одного покупателя к одному поставщику, где сглаженное перераспределение ценовых рисков между сторонами ДСЭГК происходит посредством специальных ценовых формул и предусмотренных контрактом механизмов по пересмотру цен и формул ценообразования. Поэтому сравнивать показатели ликвидности спотовой и биржевой торговли газом в Европе

²⁶ См.: «Gas Matters». September 2007. P. 38 (как следует из цитаты и из самой статьи, в ней под крупными игроками понимаются в первую очередь отдельные газовые проекты, возможность переориентации поставок с которых по масштабам сопоставима с емкостью рынка Соединенного Королевства и может оказывать на него существенное ценовое влияние).

²⁷ Stern J. Is There a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? // OIES. NG 19. April 2007. P. 17.

нужно не с ДСЭГК (ликвидность которых всегда равна единице), а с другими рынками — товарными и (или) региональными, где доминирует спотовая и (или) биржевая торговля.

Показателем ликвидности является параметр под названием «черн» (churn). Он характерен для биржевой торговли и отражает соотношение между объемом заключенных контрактов (открытых позиций) и физических объемов поставленных по ним товаров с данной торговой площадки. Поэтому его «точечные» значения могут колебаться в весьма значительном диапазоне. Считается, что ликвидные рынки начинаются со средневзвешенного уровня «черна», равного 15 и выше. С этих позиций европейские рынки газа — и в Великобритании, и тем более в континентальной Европе — ликвидными рынками не являются, особенно если их сравнивать с мировым рынком нефти.

Основные спотовые рынки или, скорее, торговые площадки для торговли сырой нефтью, располагаются в Роттердаме (для Европы), Сингапуре (для Азии) и Нью-Йорке (для США). На спотовых нефтяных рынках сформировался полный набор инструментов биржевого ценообразования, а именно производных финансовых инструментов (деривативов), включая фьючерсы и опционы. Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) и Межконтинентальная фьючерсная биржа в Лондоне (Intercontinental Exchange Futures — ICE Futures, более известная по своему предыдущему названию как Международная нефтяная биржа — International Petroleum Exchange, IPE)²⁸ являются двумя основными финансовыми рынками (рыночными площадками) для нефти. Мировые цены на нефть определяются именно на этих двух рыночных площадках²⁹.

Самым ликвидным среди товаров углеводородной группы является рынок смеси нефтей «Западно-техасская средняя» (West Texas Intermediate, WTI), цены на которую котируются на Нью-Йоркской товарной бирже. Показатель «черн» для западно-техасской нефти измеряется трехзначными цифрами и в ноябре 2007 г. составлял порядка 700. Также трехзначными цифрами, но меньшими, чем для за-

падно-техасской смеси, измеряется показатель «черн» для второго по значимости рынка нефти — смеси нефтей «Брент», цены на которую котируются на Межконтинентальной фьючерсной бирже (бывшая Международная нефтяная биржа) в Лондоне.

Однако показатели по нефтепродуктам, котируемым на бирже, уже намного ниже, чем для сырой нефти: уровень «черна» для отопительного топлива (газойль) на Нью-Йоркской товарной бирже составляет 40, а для бензина и того меньше — всего 10, т.е. даже ниже 15 — критического значения параметра «черн» для отнесения того или иного рынка к категории ликвидных. Таким образом, даже на самом ликвидном (как принято, и не без оснований, считать) нефтяном рынке высоколиквидными его сегментами являются, по сути, лишь рынок сырой нефти и рынки отдельных нефтепродуктов.

На рынках газа показатели ликвидности гораздо ниже, чем на рынке нефти.

Средний уровень «черн» по Хенри-Хаб в 2004–2006 гг. составлял порядка 30, достигая в отдельные точечные моменты 100. Для Национальной точки балансирования Соединенного Королевства уровень «черн» колеблется в пределах 8–11, за исключением двух моментов: летом 2006 г. он поднялся до 14, а летом 2007 г. — до 21.

Для центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие, чем для NBP, и объемы торговли, и уровни «черна». Объем торгов в NBP более чем в десять раз превышает объем торгов в Зеебрюге (Бельгия) — крупнейшем узле спотовой торговли газом континентальной Европы. В свою очередь, «хаб» в Зеебрюге (физический центр торговли газом, сформированный самой газовой отраслью) более чем вдвое превышает по объемам торгов следующий за ним «хаб» TTF в Нидерландах (Центр передачи права собственности — Title Transfer Facility — условный узел для всей системы поставок голландского газа, созданный при регуляционной поддержке правительства страны), который, в свою очередь, в два раза превосходит по объемам торговли следующие за ним французский и итальянский «хабы»³⁰.

²⁸ Intercontinental Exchange Inc. (США) купила IPE в 2001 г. и переименовала ее в ICE Futures в 2005 г.

²⁹ Более подробно см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 3.

³⁰ Stern J. Is There a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? // OIES. NG 19. April 2007. P. 19. По данным «Heren Energy».

Уровни «черна» для газовых «хабов» континентальной Европы не превышают 5, где-то находятся на уровне ниже 2–3³¹, что в три — пять раз ниже критического уровня «черна» для признания того или иного узла спотовой торговли хотя бы формально ликвидным. Это означает, что сегодня, когда предлагается в рамках ДСЭГК перейти от формул привязки цен на газ к ценам на нефтепродукты и (или) другие замещающие газ энергоресурсы к формам ценообразования, построенным на конкуренции газ — газ, тем самым предлагается привязать цены на газ к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной ликвидностью.

Итак, архитекторы европейской газовой политики ожидали, что с внедрением либерализованных и конкурентных рынков страны континентальной Европы быстро перейдут к формированию цен на газ на основе их привязки не к ценам на нефтепродукты, а к ценам на газ, формируемым на базе торговли им в одном или нескольких центрах спотовой торговли («хабах») и котируемым на одной или нескольких биржах. Наиболее известные примеры, взятые за основу, — это цены физического центра спотовой торговли Хенри-Хаб (США), котируемые на Нью-Йоркской товарной бирже, которая устанавливает цены на газ для всей Северной Америки, и цены виртуального центра спотовой торговли Национальная точка балансирования (Великобритания), котируемые на Лондонской Межконтинентальной фьючерсной бирже.

Однако этого не произошло и, по-видимому, не могло произойти. Да и насколько правомочно было бы переносить ценовые колебания на весьма специфическом рынке Великобритании на все энергетическое пространство «большой» Европы, которое включает в себя не только страны ЕС — потребители газа, но все государства по трансграничным цепочкам газоснабжения, соединенные трубопроводами и поставками СПГ с ЕС, вплоть до государств-экспортеров и месторождений газа в Европе, Азии, Африке?

Отметим также, что лежащие в основе энергетической политики многих стран, особенно государств — импортеров энергоресурсов, представления, что чем выше ликвидность, тем выше конку-

ренция и тем ниже цены, не подтверждаются на практике в значительном числе случаев. Наиболее характерный пример — поведение цен на мировом нефтяном рынке. Этот рынок с конца 80-х годов функционирует в режиме глобального рынка биржевых товаров. При этом, однако, цены на нем отнюдь не снижаются, а устойчиво растут с конца 90-х годов, особенно резко — с 2004 г.

Другой пример — рынок газа Великобритании. До ликвидации монополии выделившейся из British Gas сбытовой компании Centrica на снабжение газом населения в январе 1998 г. и урегулирования обязательств «бери и (или) плати» между Centrica и производителями газа спотовые цены на газ, реализуемый независимым покупателям, оказались существенно ниже средневзвешенной стоимости газа, которую должна была уплачивать Centrica, унаследовавшая договоры British Gas с обязательствами «бери и (или) плати».

Таблица 1

Изыятия из режима ОДТС на основании ст. 22 Второй газовой директивы ЕС (по состоянию на ноябрь 2007 г.)

Проекты	Страна	Уведомление Директора по транспорту и энергетике Еврокомиссии
Приемный терминал СПГ Grain	Соед. королевство	04.05.07
Газопровод Poseidon	Италия — Греция	23.02.07
Приемный терминал СПГ Gate (Роттердам)	Нидерланды	23.11.06
Приемный терминал СПГ Brindisi	Италия	18.04.05
Газопровод Bacton — Balgzand (BBL)	Соед. королевство — Нидерланды	12.04.05
Приемный терминал СПГ Dragon	Соед. королевство	03.05.05
Приемный терминал СПГ South Hook	Соед. королевство	01.12.04
Приемный терминал СПГ Isle of Grain	Соед. королевство	01.12.04
Приемный терминал СПГ North Adriatic (Rovigo)	Италия	03.12.04

³¹ При подготовке рисунка использовались данные «Heren Energy», приведенные в указанной работе Дж. Стерна на с. 20; за основу рисунка взята карта европейских газовых «хабов» из «Gas Matters» (May 2005. P. 9), воспроизведенная также в указанной работе Дж. Стерна на с. 17.

В начальный период либерализации газового рынка спотовые цены сохранялись на этом относительно низком уровне (конкуренция благодаря либерализации отрасли, но главным образом — результат наличия излишков газа ввиду значительного увеличения объемов добычи попутного газа в центральной части Северного моря в условиях их обязательной реализации). После достижения максимального объема экспорта на континент по газопроводу Interconnector в 2000 г. и последующего его снижения началось повышение спотовых цен. Эта динамика сохраняется в текущем десятилетии и в последние несколько лет уровень цен уже превышает существовавшую до 1998 г. средневзвешенную стоимость газа по долгосрочным контрактам Centrica — British Gas³².

Итак, мы пришли к выводу, что путь, предлагающий привязывать цены на газ в ориентированных на ЕС ДСЭГК не к корзине альтернативных газу энергоресурсов, исходя из их стоимости замещения, а к ценам на газ, определяемым конкуренцией газ — газ и формируемым на базе европейских узлов спотовой торговли, в частности в Национальной точке балансирования Соединенного Королевства, не является обоснованным. По крайней мере сегодня и в обозримой перспективе. Это путь, который создает многие дополнительные риски и для потребителей, и особенно для производителей за пределами ЕС. Европейский газовый рынок не готов (да и должен ли?) переключиться на конкуренцию газ — газ в качестве основного механизма формирования цен.

Когда же и как именно может измениться механизм ценообразования на газ в рамках ДСЭГК?

Результаты опросов представителей европейского газового сообщества на ежегодных конференциях FLAME, являющегося, наверное, наиболее авторитетным европейским газовым форумом (опросы проводились в 2004–2006 гг. среди участников конференций — 200–300 человек ежегодно), относительно перспектив сохранения привязки газовых цен к нефтяным котировкам показали, что:

- в 2004–2005 гг. четверть опрошенных считали, что цены на газ в европейских долгосрочных

контрактах никогда не оторвутся от цен на нефтепродукты и не будут определяться спотовыми и (или) фьючерсными котировками; 15–30 % считали, что это произойдет после 2015 г., 23–36 % — что после 2010 г., и только 17–24 % считали, что до конца 2010 г. Таким образом, три четверти опрошенных в 2004–2006 гг. считали, что это произойдет до конца ближе к 2015 г. или не произойдет никогда;

- в 2006 г. лишь 4 % опрошенных считали, что к 2010 г. спотовое ценообразование на газовом рынке заменит формулы привязки к нефтяным ценам в очень существенной степени, 28 % — в существенной, 44 % — в некоторой, 23 % — в незначительной и 1 % — ни в какой³³.

Понятно, что процесс адаптации механизмов ценообразования на газ в Европе к меняющимся внешним условиям функционирования газовой отрасли, учитывая инерционность отрасли и существующую систему долгосрочных правовых обязательств сторон договорных отношений на поставку газа, не может быть быстрым. В рамках этого длительного процесса, по-видимому, не будет и не должно быть революционных переключений механизма ценообразования на конкуренцию газ — газ в качестве повсеместно доминирующего.

Формулы ценообразования в рамках ДСЭГК продолжают постепенно адаптироваться к новым внешним условиям функционирования газовых рынков путем:

- расширения номенклатуры замещающих газ энергоносителей, включая в том числе (там, где это будет целесообразно) конкуренцию газ — газ в качестве одного из ингредиентов формулы цены помимо угля, первичной электроэнергии и других энергоносителей в дополнение к доминирующим сегодня мазуту и газойлю (дизтопливу). Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся множественность товарной (продуктовой) конкуренции на рынке газа;

³² Более подробно см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 4.3.4 и рис. 37–38.

³³ См.: Конопляник А. Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ) // Нефть, газ и право. 2006. № 4. С. 47 (табл. 2).

- сокращения всех временных интервалов, используемых в формуле цены газа при ее пересмотрах — частоты пересмотров цен, лага запаздывания (срока между датой пересмотра и учитываемого при расчете контрактной цены газа периода учета цен замещаемых энергоносителей) и продолжительности периода учета. Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся интенсивность и диапазон колебаний цен на замещающие газ энергоносители в современных условиях, когда большая их часть является биржевыми товарами с фьючерсным (опционным) ценообразованием, характеризующимся повышенной и продолжающейся расти неустойчивостью цен.

Энергетика ЕС: либерализация, конкуренция и инвестиции

Следующий круг вопросов, на которых хотелось бы остановиться, — это законодательство ЕС в энергетической сфере и соотношение либерализации, конкуренции и инвестиций. В ходе исследования механизмов ценообразования³⁴ мы пришли к выводам, которые, на наш взгляд, не подтверждают некоторые базисные положения, заложенные в концепцию либерализации и конкуренции энергетических рынков, а именно тезис о том, что либерализация является синонимом конкуренции и всегда (обязательно, при любых условиях) ведет к снижению цен.

Формирование ликвидных рынков зачастую понимается в ЕС как синоним либерализации и конкуренции. Ликвидные рынки обеспечивают прозрачность процесса ценообразования за счет выявления цены в ходе свободного биржевого торга и инструменты для хеджирования рисков. Поэтому ликвидные рынки, безусловно, обеспечивают прозрачность в смысле результата ценообразования, но не в том смысле, что ценообразование на ликвидных рынках, опирающееся на субъективные ощущения, восприятие и ожидания большого числа игроков с разнонаправленными интересами, обеспечива-

ет прозрачность механизма принятия решений — именно ее-то ликвидные рынки и не обеспечивают хотя бы по причине множественности игроков — будь то спотовая торговля (внебиржевые операции) или фьючерсные и (или) опционные сделки (биржевые операции), — в отличие от вполне прозрачной формулы ценообразования в ДСЭГК.

Таким образом, прозрачность процесса ценообразования в указанном смысле является важной предпосылкой конкуренции, но сами по себе ликвидные рынки не создают конкурентных сил, способных обеспечить снижение цен или их удержание на низком уровне³⁵.

Конкуренция и инвестиции

Другим важным измерением процессов либерализации и конкуренции является их соотношение с инвестиционными процессами. Либерализация и конкуренция замышлялись архитекторами европейской энергетической политики как средство для достижения главной цели — построения единого внутреннего энергетического рынка ЕС и обеспечения снижения (или относительно низких) цен на энергоносители на этом все более зависящем от импорта рынке. Однако обеспечение относительно низких цен на зависящем от импорта (т.е. дефицитном) рынке возможно только при одном условии: что производители, в том числе (или главным образом) зарубежные производители-экспортеры, будут получать приемлемую норму прибыли в долгосрочном плане, обеспечивающую им адекватный возврат по инвестициям в экспортно-ориентированные (на рынок ЕС) проекты по добыче и транспорту газа. Сегодня мы видим, что обеспечение конкуренции на внутреннем рынке ЕС зачастую превращается в самоцель, не учитывающую, скажем так, в полной мере инвестиционные интересы производителей газа как внутри ЕС, так и за его пределами.

Как соотносятся конкуренция и инвестиции с точки зрения ДЭХ? Статья 2 Договора гласит: «Настоящий Договор устанавливает правовые рамки в целях оказания содействия долгосрочному сотрудничеству в области энергетики на основе взаимодополняемости и взаимной выгоды в соот-

³⁴ См.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

³⁵ Там же. С. 19, 66.

ветствии с целями и принципами Хартии» (политической декларации 1991 г. — А.К.). Статья 3 Договора гласит: «Договаривающиеся стороны сотрудничают с целью оказания содействия доступу к международным рынкам на коммерческих условиях и в целом с целью развития открытого и конкурентного рынка энергетических материалов и продуктов».

Это означает, что создание конкурентного и открытого рынка не может доминировать над принципами взаимодополняемости и взаимной выгоды, т.е. стремление к обеспечению конкуренции должно отвечать общим интересам всех стран — членов ДЭХ, всех участников трансграничных цепочек поставок газа в страны ЕС, в том числе из-за пределов ЕС. Поэтому с точки зрения ДЭХ конкурентные и инвестиционные составляющие энергетической политики должны быть сбалансированы, поскольку именно и только через долгосрочные капиталоемкие инвестиции в наращивание производства и поставок можно обеспечить справедливую конкуренцию на энергетическом рынке.

Импортёры. Цель импортёров, например ЕС, заключается в увеличении импортного предложения для снижения конечных цен на энергетические материалы и продукты. Таким образом, конкуренция на энергетическом рынке (в идеале) есть не самоцель, а лишь средство достижения цели. Политика импортёров заключается в том, чтобы добиться конкуренции экспортёров за поставки энергоресурсов на рынок ЕС, что, по мнению ЕС, должно привести к снижению цен поставляемого на рынок ЕС газа.

Конкуренция экспортёров может обеспечиваться двумя способами: диверсификацией путей доставки от одного или нескольких существующих экспортёров (концепция множественности трубопроводов), формированием одного или нескольких новых экспортёров и новых путей доставки от них на рынок ЕС (концепция множественности поставщиков). Понятно, что оба пути наращивания конкуренции экспортёров являются путями инвестиционными, т.е. требуют инвестиций и времени, а также оптимизации рисков инвестиционной деятельности экспортёров, поставки которых ориентированы на рынок импортёра.

С учетом ограниченного числа существующих и потенциальных производителей газа, способных ориентировать свои поставки на рынок ЕС, и вы-

сокой капиталоемкости соответствующих проектов встает вопрос о сравнительной целесообразности (как для экспортёров, так и для импортёров) конкуренции или сотрудничества нескольких крупных производителей как оптимального (с точки зрения рисков, затрат и цен) механизма обеспечения надежных долговременных поставок газа на европейский рынок.

В этом контексте конкуренция, как увеличение числа перепродавцов (особенно мелких) на рынке потребителя при ограниченном предложении, стимулы к наращиванию которого сдерживаются для экспортёров рисками либерализации на рынке импортёра, является контрпродуктивной политикой стран-импортёров, ибо ведет к росту цен для конечных потребителей, поскольку каждый из перепродавцов хочет получить свою маржу.

Итак, наращивание конкуренции для импортёра является функцией двух основных параметров — инвестиций и времени.

Экспортёры. В силу неравномерности распределения невозобновляемых энергоресурсов в недрах земной коры существует ограниченное число суверенных производителей (экспортёров) газа. Их суверенитет на природные ресурсы, в частности на темпы и масштабы вовлечения в промышленную разработку своих невозобновляемых энергоресурсов, организационно-правовые формы их освоения и т.п., защищен двумя важнейшими международно-правовыми документами: резолюцией Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от 1962 г. о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы и статьей 18 ДЭХ о суверенитете над энергетическими ресурсами. Целью экспортёров, вытекающей из суверенных прав на природные ресурсы, является максимизация ренты Хотеллинга.

Что такое конкуренция для экспортёров? Естественно, экспортёры заинтересованы в обеспечении более стабильных, надежных и устойчивых поставок в целях поддержания долговременного и предсказуемого поступления экспортной выручки для использования ее на инвестиционные (например, в качестве обеспечения под заемное финансирование новых проектов) и иные нужды. Конкуренция для экспортёров — это диверсификация путей доставки на существующие рынки и доступ к новым рынкам, т.е. там и туда, где им удастся обеспечить максимизацию ренты Хотеллинга в долгосрочном плане.

Таким образом, для экспортеров, так же как и для импортеров, наращивание конкуренции является функцией тех же двух основных параметров — инвестиций и времени.

Транзитные страны. Цель транзитных стран заключается в обеспечении привлекательности маршрутов доставки газа, пролегающих по их территории, от государств-производителей (экспортеров) в государства-потребители (импортеры). В условиях диверсификации, как инструмента снижения рисков, транзитные страны заинтересованы обеспечить сравнительную привлекательность своих маршрутов по сравнению с альтернативными маршрутами. Одним из компонентов привлекательности является обеспечение надежного и бесперебойного транзита по приемлемым транзитным тарифам. Для обеспечения этого условия транзитным странам необходимо вкладывать средства в модернизацию транзитной системы. В свою очередь, условием достаточного финансирования модернизации действующей и (или) создания новой системы являются гарантии ее долгосрочной загрузки.

Таким образом, и для транзитных стран те же два основных параметра, что и для экспортеров, и для импортеров, — инвестиции и время — являются важнейшим фактором обеспечения и наращивания конкуренции.

Итак, для государств, представляющих различные звенья цепочки газоснабжения и по-разному трактующих понятия «конкуренция» и «построение конкурентных рынков», тем не менее существует объединяющий их «общий знаменатель» в отношении проводимой ими энергетической политики. Таковым является создание условий для долгосрочных инвестиций в поддержание (для компенсации естественного снижения добычи на действующих промыслах) и (или) наращивание поставок газа конечным потребителям по удлиняющимся трансграничным цепочкам газоснабжения. Инвестиции и время, необходимое для их осуществления, — это то, что объединяет и производителей, и потребителей, и транзитные страны. Другие варианты создания конкуренции контрпродуктивны, в частности искусственное наращивание конкуренции в условиях ограниченного предложения, ведущее к появлению дополнительных рисков для инвестиционной деятельности и росту цен.

В связи с этим следует отметить, что ускоренная либерализация газового рынка ЕС объективно ведет к появлению дополнительных рисков для инвестиционной деятельности. В частности, к появлению указанных рисков ведут, как отмечалось ранее, такие основные характеристики либерализационного процесса, как сегментация компаний (unbundling) и обязательный доступ для третьих сторон (mandatory Third Party Access, МТРА). Рассмотрим это утверждение на примере обязательного доступа для третьих сторон.

Обязательный доступ для третьих сторон и инвестиции

Возможны три варианта применения доступа для третьих сторон (далее — ДТС): обязательный ДТС (далее — ОДТС), переговорный ДТС (далее — ПДТС) и отсутствие (неприменение, отказ от) ДТС (см. рис. 5).

Отказ от применения ДТС является экономически обоснованной и широко применяемой нормой правового регулирования доступа к трубопроводам и другим мощностям по транспортировке энергии в том случае, когда речь идет о частных (т.е. не общедоступных) трубопроводах, например сооруженных на средства консорциума (группы инвесторов) в интересах этого консорциума (группы инвесторов) для разработки того или иного месторождения и доставки добытых углеводородов на рынок. Мощности в трубе резервируются акционерами в зависимости от их долевого участия в проекте. Мощность трубы проектируется исходя из необходимости обеспечить разработку данного конкретного месторождения или группы месторождений. Для третьих сторон в такой трубе просто нет места.

Процедуры конкурентного доступа, как в случае общедоступных трубопроводов, для таких «частных» трубопроводов неприменимы. Примером такого трубопровода может служить проект Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), созданного для доставки нефти месторождения Тенгиз (Казахстан) в российский порт Новороссийск (хотя его акционерами являются и частные компании, и государства), или проект несостоявшегося нефтепровода Западная Сибирь — Мурманск.

Сказанное относится и к газовой цепочке, включающей поставку СПГ при обосновании инвести-

ций в проект поставки СПГ, включающего добычу, транспортировку газа, заводы по сжижению газа (на территории страны-экспортера) и по регазификации СПГ (на территории страны-импортера), стоимость привлечения заемных средств будет зависеть от гарантий сжижения и регазификации добытых объемов газа, т.е. от долгосрочного резервирования мощностей на указанных заводах, являющихся частью проекта по добыче и доставке газа потребителю, и от соответствия мощностей транспортировки, сжижения и регазификации объемам добычи газа. Резервирование мощностей для третьих сторон ухудшает экономику проекта — удлиняет сроки окупаемости инвестиций, удорожает стоимость привлечения заемных средств. Так же ухудшает экономику проекта (удорожает заемное финансирование) отсутствие долгосрочного резервирования мощностей — как по трубе, так и по заводам.

Поэтому отказ от ДТС необходим в указанных случаях для обеспечения долгового финансирования проекта разработки месторождения и строительства транспортной инфраструктуры.

ПДТС был установлен в качестве минимальной нормы на территории ЕС Первой газовой директивой ЕС 1998 г.

ОДТС был принят в качестве общераспространенной нормы правового регулирования на территории ЕС в результате принятия Второй газовой директивы ЕС 2003 г.³⁶

ОДТС может являться запретительным для инвестиций (противоречащим принципам проектного финансирования), но отказ от применения ДТС в качестве общей меры на территории ЕС не предусмотрен. Поэтому статьи 21 и 22 Второй газовой директивы ЕС предусматривают закрытый перечень оснований для отказа в доступе к системе для третьих сторон. Применение любого из оснований должно осуществляться на индивидуальной основе, и газовое предприятие (компания) обязано в каждом конкретном случае доказать обоснованность отказа в ДТС. В частности, статья 22 в качестве меры стимулирования инвестиций в строительство газовой инфраструктуры установила возможность предоставления временных изъятий

из положения о ДТС в отношении новых крупных объектов инфраструктуры. Однако сфера действия данного правила ограничена как видами объектов, на которые она распространяется, так и условиями предоставления изъятия³⁷.

К ноябрю 2007 г. изъятия из ОДТС на основании статьи 22 Второй газовой директивы ЕС получили девять проектов (см. табл. 1): семь приемных терминалов с заводами по регазификации импортного СПГ (четыре — в Великобритании, два — в Италии, один — в Нидерландах) и два газопровода-интерконнектора (Италия — Греция и Великобритания — Нидерланды). На очереди на получение такого же изъятия из ОДТС трубопровод НАВУССО. Это дало основание представителю австрийской компании OMV (оператору проекта НАВУССО) заявить на Европейской газовой конференции, состоявшейся в Вене 23–24 января 2008 г., что все новые инфраструктурные проекты в ЕС осуществляются не на базе положений энергетического законодательства ЕС, а на базе изъятий из него, что свидетельствует о несбалансированности этого законодательства (Второй газовой директивы ЕС и принятых на ее основе документов) с точки зрения соотношения его конкурентных и инвестиционных положений.

ДЭХ содержит единственное положение в отношении ДТС, и оно совершенно однозначно: ДЭХ не предусматривает ОДТС, в отличие от широко распространенного и не менее широко тиражируемого в прессе и многими политиками, особенно противниками ДЭХ, заблуждения. Специальное Понимание IV.1 (b) (i) Договора гласит, что «положения Договора не обязывают никакую Договаривающуюся сторону открывать обязательный доступ для третьих сторон...»³⁸. Таким образом, с учетом инвестиционных положений ДЭХ можно утверждать, что ДЭХ в большей степени обеспечивает баланс инвестиционных и конкурентных положений в отношении транспортной инфраструктуры в сравнении с законодательством ЕС, поскольку ДЭХ нацелен на обеспечение (снижение рисков) проектного финансирования инвестиционных проектов в энергетике.

³⁶ Более подробно см.: *Гудков И.* Указ.соч. Гл. 3.3. С. 100–110.

³⁷ Там же. Гл. 3.4. С. 110–119.

³⁸ Договор к Энергетической хартии и связанные с ним документы. Правовая основа для международного энергетического сотрудничества. Секретариат Энергетической хартии. Сентябрь 2004. С. 27.

Построение общего энергетического пространства Россия — ЕС: «экспорт» *acquis communautaire* ЕС, новое СПС и ДЭХ

В качестве одной из политических задач во взаимоотношениях России и ЕС выдвигается задача гармонизации законодательства России и ЕС, построение общего энергетического пространства России и ЕС в рамках общего экономического пространства. Подходы к осуществлению гармонизации у России и ЕС различаются, к тому же эти подходы не исчерпывают всех возможных путей построения общего энергетического пространства России — ЕС. Существуют три основных пути достижения этой цели, о двух из них говорят наиболее часто, в том числе представители ЕС и России, третий, на наш взгляд, является наиболее приемлемым, хотя и не озвучивается ни той, ни другой стороной.

Со стороны ЕС, исходя, в частности, из принципа взаимности (*reciprocity*), построение общего энергетического пространства предлагается вести на базе законодательства ЕС, что означает де-факто «экспорт» энергетического законодательства ЕС за его пределы. С российской стороны предлагается формирование общего энергетического пространства Россия — ЕС вести в рамках переговоров по новому соглашению о партнерстве и сотрудничестве (далее — СПС), которое должно прийти на смену существующему. Энергетическую главу нового СПС предлагается готовить в том числе на базе принципов Энергетической хартии. Этот подход разделяют и некоторые политики ЕС.

Наконец, третий подход, который, на наш взгляд, является единственно приемлемым и работоспособным, заключается в том, что единая правовая база сотрудничества в энергетике между Россией и ЕС уже существует и ее просто надо довести до логического завершения³⁹. Это Договор к Энергетической хартии, который и может стать энергетической главой нового СПС. Надо только довести ДЭХ до его ратификации Россией. Что для этого требуется сделать — общеизвестно.

Эволюция законодательства ЕС и ДЭХ

Сравним две правовых модели: внутреннее законодательство ЕС (*acquis communautaire*) и ДЭХ. Как они соотносятся с точки зрения построения открытого и конкурентного рынка в рамках соответствующих пространств (страны ЕС и страны ДЭХ)? Будем помнить при этом о том, что в ДЭХ заложен принцип «минимального стандарта», т.е. каждая страна ДЭХ имеет полное право на своей территории выстраивать более открытый и конкурентный энергетический рынок, чем это предусмотрено правилами ДЭХ в качестве общей нормы. В качестве параметров «открытого и конкурентного рынка» рассмотрим сегментацию вертикально интегрированных компаний и ОДТС.

Когда в 1998 г. ДЭХ вступил в силу, он обеспечивал стандарт открытого и конкурентного энергетического рынка в его странах-членах, соответствующий уровню либерализации, заложенному в Первой газовой директиве ЕС. ДЭХ был ратифицирован ЕС и всеми государствами — членами ЕС и стал неотъемлемой частью внутреннего законодательства ЕС и всех его членов. Таким образом, в то время на всем пространстве ДЭХ, включая 15 государств ЕС, уровень открытого и конкурентного рынка был единым.

В 2003 г., с принятием Второй газовой Директивы ЕС, 15 государств ЕС перешли на более высокий уровень либерализации. В мае 2004 г. состав ЕС расширился с 15 до 25, а в январе 2007 г. — до 27 государств. Соответственно, расширилась и зона более либеральных энергетических рынков в рамках зоны ДЭХ. В октябре 2005 г. восемь государств Юго-Восточной Европы подписали с ЕС Договор об энергетическом сотрудничестве, в соответствии с которым на территории этих государств применяется законодательство ЕС по внутренним рынкам электроэнергии и газа, т.е. Вторая газовая директива ЕС и связанные с ней документы. Это расширило зону более либеральных, чем в других странах ДЭХ, энергетических рынков до 35 государств из 51 государства — члена ДЭХ.

В сентябре 2007 г. Еврокомиссия анонсировала «Третий либерализационный пакет ЕС», в соответствии с которым она намерена еще больше повысить уровень либерализации энергетических рынков на территории применения энергетического

³⁹ Конопляник А. Единые пространства: единые правила // Ведомости. 2004. 20 августа.

законодательства ЕС, т.е. на территории 35 государств ДЭХ. Тем не менее ДЭХ остается неотъемлемой частью (минимальным стандартом) внутреннего законодательства ЕС (*acquis communautaire*) и входящих в состав ЕС государств, т.е. общим знаменателем для всего пространства ДЭХ.

Таким образом, постепенно расширяется географическая зона применения законодательства ЕС, которое, с одной стороны, является более либеральным, чем ДЭХ, но, с другой стороны, на территории этого расширяющегося пространства нарушен баланс между инвестиционными и конкурентными положениями применимого законодательства, которое должно было бы стимулировать инвестиции в ориентированные на рынок ЕС проекты поставок энергоресурсов, в первую очередь газа, извне ЕС.

При этом следует отметить одну важную деталь: ДЭХ устанавливает для своих стран-членов минимальный стандарт открытого и конкурентного рынка, оставляя право за каждой страной ДЭХ выбирать темп и траекторию движения в направлении более открытых и более конкурентных рынков. Но из ДЭХ не следует, что если какая-то страна — член ДЭХ построила на своей территории более открытый и более конкурентный рынок, чем другая, то первая может требовать от второй обеспечения такого же уровня открытости и конкурентности своего внутреннего рынка, как в первой стране, а тем более применять к ней какие-либо санкции за разницу в уровне либерализации внутренних энергетических рынков.

ЕС в значительной степени зависит от внешних поставщиков. Основные источники поставок газа и в дальнейшем будут оставаться за пределами территории ЕС, вне зоны правового регулирования ЕС. При этом страны-экспортеры, очевидно, будут руководствоваться в первую очередь иными положениями и статьями ДЭХ, нежели страны-импортеры, например статьей 18 ДЭХ о суверенитете над энергетическими ресурсами. По мнению И. Гудкова, «самое общее сравнение правил регулирования газового рынка (в России и ЕС. — А.К.) показывает, что основным принципиальным отличием является применение в России исключительного права на экспорт газа — меры, призванной содействовать рационализации поставок и максимизации прибыли государственной казны»⁴⁰. Иными словами, максимизации ренты

⁴⁰ Гудков И. Указ. соч. С. 247.

Хотеллинга, что вполне соответствует духу и букве статьи 18 ДЭХ, следовательно, является непротиворечащим внутреннему законодательству ЕС, неотъемлемой частью которого является ДЭХ, положением.

География применения *acquis communautaire* и ДЭХ

Рассмотрим географию применения законодательства ЕС сегодня и в обозримой перспективе и соотнесем ее с основными цепочками поставок газа в Европу и зоной действия ДЭХ. Все основные источники и пути поставок газа в ЕС находятся в зоне действия ДЭХ — в его странах-членах либо в странах-наблюдателях. Однако это далеко не так в отношении сегодняшних, завтрашних и потенциальных членов ЕС.

Сегодня зона применения *acquis communautaire* ЕС покрывает лишь 27 стран — потребителей (неттоимпортеров) газа, на территории которых законодательство ЕС, включая энергетическое, применяется полностью.

В странах Энергетического сообщества ЕС — Юго-Восточная Европа (Хорватия, Сербия, Черногория, Босния, Македония, Албания, UNMIK — Миссия ООН в Косово) применяется только законодательство ЕС по внутренним рынкам электроэнергии и газа; другие члены Договора об Энергетическом содружестве общества ЕС — Юго-Восточная Европа уже являются членами ЕС.

Страны — кандидаты в члены ЕС приводят свое законодательство в соответствие с законодательством ЕС, но полное соответствие, скорее всего, будет достигнуто только к моменту вступления в ЕС. Это относится, главным образом, к Турции, поскольку Хорватия является членом Энергетического сообщества ЕС — Юго-Восточная Европа, поэтому уже применяет *acquis communautaire* ЕС в отношении своего энергетического рынка.

Страны «Политики добрососедства ЕС» — СНГ (Армения, Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина) и Северная Африка (Алжир, Египет, Израиль, Иордания, Ливан, Ливия, Марокко, Палестина, Сирия, Тунис). Углубленное энергетическое сотрудничество основано на Национальном плане действий — с Украиной и Молдовой (а также с Израилем, Иорданией, Марокко, Палестиной и Тунисом); в будущем возможно частичное применение энергетической политики и законодательства ЕС на территории этих государств.

Стратегическое партнерство ЕС — Россия основано на общих принципах и целях; применимость законодательства ЕС в России не обсуждается.

Таким образом, основные сегодняшние (Россия, Норвегия, Катар, Нигерия) и потенциальные будущие поставщики газа из-за пределов ЕС (Иран, Ирак, другие страны Персидского залива) находятся вне зоны действия сегодняшнего и (или) будущего *acquis communautaire* ЕС (или его энергетических разделов). В то же время все указанные сегодняшние и будущие потенциальные поставщики газа в ЕС находятся в зоне действия ДЭХ, являясь либо его членами, либо наблюдателями в Энергетической хартии. Следовательно, «экспорт» *acquis communautaire* ЕС не может рассматриваться в качестве базы для гармонизации законодательства ЕС со странами-производителями, в том числе с Россией, а значит, в качестве основы для снижения рисков инвестиционной деятельности, в том числе в отношении экспортно ориентированных на ЕС проектов.

Три пути построения единого энергетического пространства Россия — ЕС

Итак, предлагаются три пути построения единого энергетического пространства, или гармонизации энергетического законодательства, России и ЕС, два из которых, на наш взгляд, являются тупиковыми, один — реальным и практически осуществимым (см. рис. 6).

Первым тупиковым путем гармонизации энергетического законодательства России и ЕС, на наш взгляд, является то, что пытается делать ЕС в рамках своей внешней энергетической политики — попытка «экспорта» *acquis communautaire* «вверх» по энергетическим цепочкам поставок энергоресурсов в ЕС вплоть до источников поставок включительно. Как пишет М. Энтин «...под гармонизацией права ЕС с правовыми системами третьих государств Брюсселем понимается в основном его рецепция этими правовыми системами»⁴¹. И. Гудков указывает, что «в качестве одной из доминант внешней политики (Европейская. — А.К.) Комиссия называет стремление «выстроить вокруг себя широкую сеть стран, действующих на основе общих правил и принципов, вытекающих из энергетической политики ЕС»⁴².

⁴¹ Цит. по: Гудков И. Указ. соч. С. 243.

⁴² Там же. С. 244.

Но, как было показано выше, таким образом в лучшем случае можно включить в зону действия энергетического законодательства ЕС собственно страны — потребители газа и некоторые, но далеко не все транзитные государства. Основные страны — экспортеры газа в ЕС останутся вне зоны правового регулирования ЕС. Некоторые из них, например Россия, прямо об этом заявили (министр В. Христенко сразу же после обнародования Еврокомиссией «Политики добрососедства ЕС», куда первоначально была включена и Россия).

Второй тупиковый, на наш взгляд, путь построения общего энергетического пространства Россия — ЕС предлагается наиболее часто российскими участниками. Суть предложения сводится к тому, что в новую энергетическую главу нового СПС необходимо будет инкорпорировать некоторые (какие именно — не называется) принципы ДЭХ. Однако в этом случае существует реальная угроза возникновения двух различающихся стандартов применения «принципов ДЭХ» — в рамках самого ДЭХ и в рамках нового СПС. На это обратил внимание глава Комитета по международным делам Европарламента Я. Сарыш-Вольски в ходе дискуссии на конференции «Внешняя энергетическая политика ЕС», состоявшейся в Брюсселе 31 января — 1 февраля 2008 г., который так и не смог получить объяснений ни от представителей России, ни от представителей ЕС, каким образом и какие именно «принципы ДЭХ» стороны собираются инкорпорировать в новое СПС и как при этом избежать правовых коллизий между новым СПС и ДЭХ.

Поэтому реальный путь формирования единого энергетического пространства Россия — ЕС, на наш взгляд, только один — на базе уже существующего между Россией и ЕС взаимоприемлемого «общего знаменателя», каковым является ДЭХ. Правда, Договор пока не ратифицирован Россией, у которой имеются обоснованные сомнения в отношении возможности такой интерпретации некоторых положений ДЭХ (в частности, двух положений статьи 7 «Транзит» ДЭХ), которая может привести к существенным экономическим потерям для страны. Без уточнения этих (и других, если к ним также имеются обоснованные замечания) положений ДЭХ и завершения Протокола Энергетической хартии по транзиту, в котором и должна быть уточнена интерпретация указанных транзитных положений ДЭХ, вопрос о ратифика-

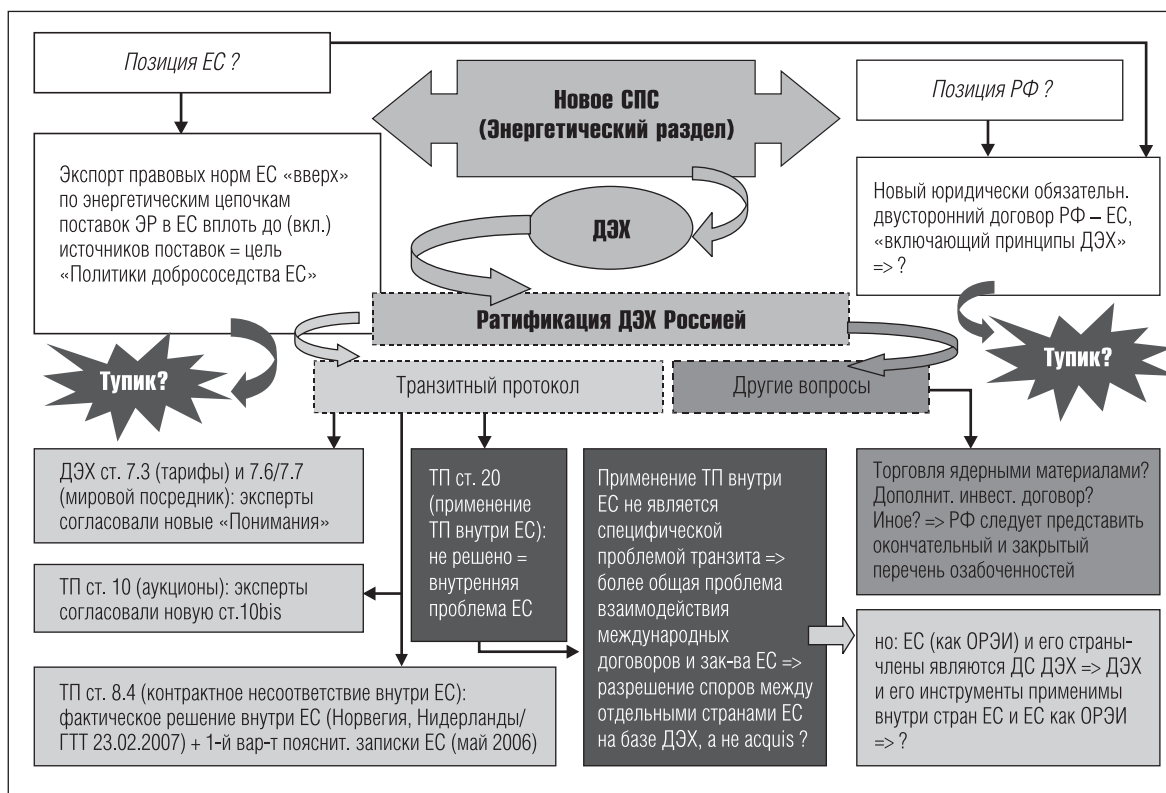
ции ДЭХ Россией, как было заявлено Государственной Думой еще в 2001 г., не стоит.

На наш взгляд, энергетическая глава нового СПС может быть очень короткой и сводиться к тому, что правовой базой общего энергетического пространства Россия – ЕС является ДЭХ. И далее стороны должны сосредоточиться на решении остающихся открытыми вопросов, препятствующих ратификации ДЭХ Россией. Эти вопросы общеизвестны, и по многим из них решения уже найдены на уровне экспертов России и ЕС в ходе неформальных консультаций, состоявшихся в 2005–2006 гг. (см. рис. 6). Основным нерешенным вопросом остается вопрос применения Транзитного протокола на территории ЕС (так называемая «интеграционная поправка ЕС», или «положение об Организации региональной экономической интеграции»). Понятно, что неприменение Транзит-

ного протокола на территории расширяющегося ЕС делает невозможным завершение переговоров по Протоколу, а значит и ратификацию ДЭХ Россией. При этом следует отметить, что в июне 2006 г. Россия и ЕС нашли было решение этого вопроса в ходе двусторонних неформальных консультаций экспертов двух сторон, однако ЕС отозвал свое согласие с ним. Поэтому на сегодняшний день справедливым будет утверждение, что ключ к ратификации ДЭХ Россией находится в руках ЕС.

Эксперты ЕС до сих пор не представили убедительного объяснения причин своего нежелания применять Транзитный протокол на территории ЕС. Страны ЕС, как известно, подписали и ратифицировали ДЭХ как индивидуально (каждая страна в отдельности), так и солидарно – в составе ЕС, который является самостоятельной

Рис. 6. ДЭХ и новое СПС Россия – ЕС (энергетический раздел)



52-й Договаривающейся стороной ДЭХ. *Acquis communautaire* ЕС является внутренним законодательством для ЕС в целом, и поэтому нормы международного права для ЕС как для Договаривающейся стороны ДЭХ (т.е. нормы ДЭХ) должны превалять над внутренним законодательством ЕС (т.е. над нормами *acquis communautaire*). И если в соответствии с внутренним законодательством ЕС пересечение границ отдельно взятой страны ЕС не является, по мнению экспертов ЕС, транзитом, то в соответствии с определением транзита в статье 7 ДЭХ оно таковым как раз является. Таким образом, по-видимому, существуют иные причины нежелания ЕС применять положения ДЭХ в отношении транзита на своей территории. Какие? Быть может, нежелание оказаться ответчиком по потенциальным инвестиционным и прочим спорам в предусмотренных статьями 26 и 27 ДЭХ международных арбитражных институтах (ИКСИД, ЮНСИТРАЛ, Арбитражный институт при Международной торговой палате в Стокгольме), находящихся вне юрисдикции институтов ЕС, таких, как, например, Суд Европейских сообществ? Ответ на этот вопрос остается открытым. Похоже, однако, что проблема применения Транзитного протокола на территории ЕС не имеет отношения ни к транзиту, ни к энергетике вообще, а является институциональной и правовой проблемой внутренней организации ЕС.

Понятно, что для завершения Транзитного протокола все обоснованные требования России в отношении прояснения неясностей в интерпретации транзитных положений ДЭХ должны быть удовлетворены. Но также ясно и то, что России следует представить странам — членам ДЭХ полный и исчерпывающий перечень своих иных (если таковые имеются), помимо уже озвученных, обоснованных «претензий» к ДЭХ, препятствующих его ратификации. Вне всяких сомнений, в этом случае многостороннее сообщество ДЭХ с пониманием отнесется к обоснованным озабоченностям России и поиск взаимоприемлемых решений будет существенно ускорен, включая и коллективное влияние на ЕС в отношении применения Транзитного протокола на территории ЕС, поскольку в этом случае и другим странам — членам ДЭХ станет ясно, что основным содержательным препятствием для завершения Транзитного протокола является позиция ЕС в отношении его «интеграционной поправки».

Итак, на наш взгляд, путь формирования единого энергетического пространства Россия — ЕС заключается в следующем:

- завершение и подписание Транзитного протокола с полным удовлетворением обоснованных взаимоприемлемых интересов всех стран, в том числе обоснованных озабоченностей России, в частности в отношении транзитных положений ДЭХ;
- наряду с этим — одновременное разрешение других обоснованных озабоченностей России, имеющих многосторонний характер (вопросы двусторонних отношений России — ЕС, пусть даже и выделенные из ДЭХ суверенным решением двух сторон, должны решаться в двустороннем порядке, а не выдвигаться в качестве претензии к многостороннему ДЭХ и причины его нератификации);
- одновременный вынос на ратификацию Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации ДЭХ и Транзитного протокола;
- включение в энергетическую главу нового СПС Россия — ЕС положения о том, что правовой основой единого энергетического пространства Россия — ЕС является ДЭХ и связанные с ним документы;
- после того как правовой статус всех членов ДЭХ окажется выровненным (т.е. все страны — члены ДЭХ подпишут и ратифицируют Договор), можно будет переводить в практическую плоскость обсуждение в многостороннем формате всеми государствами — членами ДЭХ необходимости (целесообразности) и практических путей возможной адаптации ДЭХ к изменяющимся условиям функционирования энергетических рынков для расширения зоны применения этого уникального международно-правового инструмента минимизации рисков производственно-хозяйственной деятельности в энергетике на новые сферы правового регулирования, а также в целях укрепления экономического сотрудничества государств в энергетике на принципах взаимодополняемости и взаимной выгоды. □