

# Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе

## Часть 1: Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта как основа формирования европейской системы газоснабжения



Андрей Конопляник, д.э.н., консультант Правления «Газпромбанк»

Как известно, в континентальной Европе доминирующим механизмом ценообразования в газовой отрасли является определение его контрактной цены на базе стоимости замещения газа в конечном потреблении. Это означает привязку контрактных цен на газ посредством специальных, зафиксированных в долгосрочных экспортных газовых контрактах (ДСЭГК), формул к ценам на альтернативные газу в конечном потреблении энергоносители<sup>1</sup>. 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 в континентальной Европе к новой структуре ценообразования на газ, оторванной от динамики цен на жидкое топливо и другие конкурирующие с газом энергоносители<sup>2</sup>. Иначе говоря, оппонентами ДСЭГК ставится вопрос об отказе от принципа ценообразования, основанного на стоимости замещения. Противники привязки цен на газ к конкурентным с ним энергоносителям в ДСЭГК наиболее часто предлагают привязать цены на газ в долгосрочных и иных контрактах к биржевым котировкам газа на ликвидных европейских рынках. Доминирует предложение привязать цены в ДСЭГК к ценам на газ в Национальной точке балансирования (NBP) Соединенного Королевства – виртуальном центре спотовой торговли на этом наиболее ликвидном газовом рынке в Европе<sup>3</sup>.

Сторонники такого предложения<sup>4</sup> исходят обычно из стандартной экономической теории, согласно которой чем выше ликвидность рынка, тем более конкурентным он должен являться и тем более низкими будут, в результате конкуренции поставщиков, цены на таком рынке. Однако ценообразование на невозобновляемые энергоресурсы не укладывается в рамки стандартной экономической теории, а определяется ее специальными разделами<sup>5</sup>. Поэтому динамика цен на невозобновляемые энергоресурсы на ликвидных рынках заметно отличается порой (вплоть до противоположной) от динамики цен на товары отраслей обрабатывающей промышленности, предполагаемой на базе стандартной экономической теории. Это относится как к наиболее ликвидному глобальному нефтяному рынку (цены на котором в последнее время сначала взлетели вверх, а затем упали настолько, что это в принципе не может быть объяснено стандартной экономической теорией), так и к ликвидным региональным рынкам газа США и Соединенного Королевства<sup>6</sup>.

В рамках формирующегося единого газового рынка континентальной Европы даже наиболее ликвидные его национальные сегменты, такие как рынок Соединенного Королевства, не могут сегодня и в обозримой перспективе служить базой для устойчивого ценообразования на газ в Европе, а цены центров спотовой торговли (хабов) в Европе не являются адекватными альтернативой формуле привязки в ДСЭГК. В то же время формулы привязки в рамках ДСЭГК обладают высокой адаптивной способностью к изменяющимся реалиям газового рынка. Эти формулы будут продолжать эволюционировать в направлении максимально полного учета расширяющейся совокупности конкурирующих с газом в конечном потреблении энергоносителей и расширяющейся же совокупности контрактных форм организации торговли газом. При этом формулы привязки будут продолжать обеспечивать наибольшую плавность и наивысшую предсказуемость изменения уровней газовых цен, что является важнейшим фактором устойчивого газоснабжения и стабильности взаимоотношений между всеми участниками трансграничной производственно-сбытовой газовой цепи.



### Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения

Согласно стандартной экономической теории, 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 невозобновляемых природных 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. Цена газа в этом случае образуется на базе стоимости его замещения, то есть на базе цен конкурирующих с газом в сферах конечного потребления («на

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



горелке») энергоносителей. У производителя-экспортера появляется возможность извлекать в дополнение к ренте Рикардо и ренту Хотеллинга. Сумма этих двух рент составляет экономическую (ресурсную) ренту государства – собственника природных ресурсов (см. рис. 1)<sup>7</sup>.

Таким образом, равновесные цены могут быть двух видов в зависимости от того, какая система ценообразования применяется: цена, опирающаяся на издержки (кост-плюс) производства и доставки к потребителю, или цена, основанная на стоимости замещения (стоимости потребления) альтернативных энергоресурсов у потребителя. Обе системы ценообразования являются экономически обоснованными и применимы как для внутреннего рынка, так и для экспортных поставок.

Принцип государственного суверенитета на природные ресурсы (закрепленный в резолюции Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от 1962 г. и в статье 18 Договора 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 рынке. Понятно, что термин «максимальная экономическая рента» в этом контексте означает максимально достижимая в условиях ценовой конкуренции с другими, альтернативными газу (коль скоро в этой статье речь идет о газе), энергоносителями.

Однако принцип государственного суверенитета на природные ресурсы оставляет также за



суверенными государствами – производителями невозобновляемых энергоресурсов право решать, каким образом им распорядиться своей ресурсной рентой:

- изъять ли 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 ли 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 (изымая ренту Рикардо и лишь часть, в лучшем случае, ренты Хотеллинга – принцип кост-плюс) или даже ниже этой стоимости (то есть не изымая ни ренты Хотеллинга, ни даже ренты Рикардо в полном объеме – принцип кост-минус), 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 стране – собственнику и экспортеру невозобновляемого энергоресурса).

Механизм ценообразования, учитывающий оба компонента ресурсной ренты в цене газа и дающий возможность государству – собственнику ресурсов газа извлекать как ренту Рикардо, так и ренту Хотеллинга, оставляя за потребителем выбор между газом и конкурирующими с ним энергоносителями, был впервые предложен на газовом рынке Европы правительством Нидерландов в рамках контрактной структуры, получившей известность как Гронингенская (голландская) модель ДСЭГК.

### **Ресурсная рента и ценообразование на газ в Европе: Гронингенская модель ДСЭГК**

Эта концепция была разработана в Нидерландах в начале 1960-х годов с открытием в 1958 г. крупнейшего в то время в мире газового месторождения Гронинген, по имени которого и получила впоследствии свое название. В основе этой концепции лежало желание правительства Ни-

дерландов максимизировать природную ресурсную ренту, а точнее – специфическую ее часть – ренту Хотеллинга, от разработки этого уникального по своим размерам месторождения. Ключевые элементы этой модели были сформулированы в выступлении (ставшим известным как «нота де Пууза») тогдашнего Министра экономики Нидерландов г-на де Пууза перед парламентом страны в 1962 г. 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<sup>8</sup>.

Как известно, в соответствии с правовой моделью недропользования в Европе, право собственности на природные ресурсы во всех без исключения европейских странах принадлежит государству. Впервые в истории столкнувшись с необходимостью выбора экономико-правовой модели разработки газового месторождения, размеры которого (а значит и масштабы финансовых потоков, необходимых для его разработки и генерируемых его освоением) предопределяли неизбежное существенное влияние такой модели на макроэкономические параметры развития всей страны, и, опираясь на подтвержденные в том же 1962 г. Генеральной Ассамблеей ООН суверенные права государств на свои природные ресурсы, голландское государство было заинтересовано в том, чтобы получить максимальный долгосрочный эффект для страны и ее жителей от разработки этих уникальных ресурсов, то есть максимальную – в долгосрочном плане – ресурсную ренту от разработки месторождения Гронинген. Для этого должна была быть выбрана оптимальная – в долгосрочном же плане – схема разработки этого уникального месторождения, размер ресурсов которого предопределял невозможность оптимизации его разработки на коротком временном плече. Исходя из этого Гронингенская концепция ДСЭГК представляет механизм соответствующей оптимизации разработки этого уникального по запасам месторождения и маркетинга добываемого на нем газа в долгосрочных интересах государства – собственника недр, но исходя при этом из рыночных конкурентных соображений.

Гронингенская концепция ДСЭГК характеризуется следующими основными компонентами (см. рис. 2).



Рис. 2. Основные элементы голландской модели ДСЭГК

### Голландская (Гронингенская) концепция долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК) =

- = долгосрочный контракт,
- + цена газа привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей у потребителя — на горелке),
- + регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы, возможность адаптации формулы цены,
- + минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати),
- + нэт-бэк к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость транспортировки до него от пункта сдачи/приемки),
- + оговорки о пунктах конечного назначения.

Более 300 млрд. куб. м газа ежегодно импортируется в континентальную Европу в рамках контрактных структур на базе этой концепции.

**Основа концепции: максимизации ренты Хотеллинга для государства — собственника недр.**

1. В ее основе лежит долгосрочный контракт между производителем/поставщиком и потребителем/покупателем, 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 таких рисков). Длительность контракта предопределяется необходимостью: а) совместить (сблизить) продолжительность периода гарантированного сбыта газа с оптимальными (по технико-экономическим параметрам — с точки зрения полноты отбора запасов) сроками разработки месторождения и б) обеспечить длительные, предсказуемые и устойчивые финансовые потоки от экспорта газа, необходимые для возврата инвестиций, вложенных в разработку месторождения, и транспортной инфраструктуры<sup>9</sup>.

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

готов поставлять свои ресурсы на данный конкретный рынок данному конкретному субъекту предпринимательской деятельности на оговоренных условиях. Потребитель готов 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: обе стороны ДСЭГК 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.

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, сохраняя при этом конкурентные позиции газа по отношению к альтернативным энергоресурсам в конкретном сегменте его конечного потребления конкретной страны-потребителя. Рыночная цена газа (эквивалентная стоимости его замещения альтернативными энергоносителями) рассчитывается по специальной формуле, являющейся неотъемлемой частью любого ДСЭГК.

Базисная (исторически первоначальная) формула ценообразования включала в себя два альтернативных газу энергоносителя:

- газойль/дизтопливо, отражающий конкуренцию с газом в коммунально-бытовом секторе, обычно с «весом» 60% в формуле цены;
- мазут, отражающий конкуренцию с газом в сфере промышленной тепло- и электроэнергетики, обычно с «весом» 40% в формуле цены (см. рис. 3)<sup>10</sup>.





Рис. 3. Типовая формула ценообразования в рамках Гронингенской модели ДСЭГК и ее эволюция\*

$$Pm^{**} = [Po] + [0.60] \times [0.80] \times 0.0078 \times (LFOm - LFOo) + [0.40] \times [0.90] \times 0.0076 \times (HFOm - HFOo) + [...] \text{ (цена на уголь)} + [...] \text{ (цена на электроэнергию)} + [...] \text{ (цена газа на ликвидных рыночных площадках***)} + [...]$$

[...] – параметры в квадратных скобках обычно являются предметом переговоров между сторонами ДСЭГК в ходе предусмотренных в ДСЭГК «ценовых раундов»

Долгосрочная эволюция механизма ценообразования в ходе его контрактных пересмотров (предусмотренных в ДСЭГК регулярных «ценовых переговорных раундов») – это процесс адаптации формулы ценообразования к новым реалиям развития энергетических рынков путем расширения номенклатуры входящих в нее элементов и изменения их «весов», отражающих конкуренцию между «старыми» и «новыми» конкурирующими с газом энергоносителями и «старыми» и «новыми» контрактными формами организации торговли газом.

Однако газойль/дизтопливо (LFO) и мазут (HFO) остаются основными структурными элементами в формулах привязки цены газа в рамках ДСЭГК.

\* Описание типовой формулы и механизма ее работы – см. «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, с.176-177.

\*\* Красным цветом выделена исторически первоначальная формула, являющаяся «базовой» частью современной формулы.

\*\*\* Спотовые и биржевые продажи (конкуренция «газ-газ»).

3. Предусмотрены 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 (рис. 3).

В рамках долгосрочного проекта разработки месторождения производственные издержки можно достаточно уверенно просчитать (оценить) и применять принятую методику расчета в течение долгого времени. Поэтому производственные издержки носят достаточно предсказуемый и относительно постоянный (характеризуемый, как правило, довольно монотонными изменениями)

характер. Монотонно также 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, пусть в сглаженном виде (через формулы привязки), – и контрактных цен на газ. Для того чтобы отражать (и/или сглаживать) эти колебания цен замещающих энергоресурсов, поддерживая в то же время конкурентоспособность газа на рынке потребителя, 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 (рис. 3). С учетом этих изменений производитель будет способен продолжать извлекать максимальную ресурсную ренту в новых – меняющихся – условиях, то есть получать максимально возможную цену, определяемую конкурентоспособностью газа в изменяющихся внешних условиях его реализации. Например, при расширении номенклатуры 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 газу энергоресурсов, появлению новых контрактных форм организации торговли газом, которые входят в конкуренцию с ДСЭГК<sup>11</sup>, и т.п.

Долгосрочная эволюция механизма ценообразования в ходе его контрактных пересмотров (предусмотренных в ДСЭГК регулярных «ценовых переговорных раундов») – это процесс адаптации формулы ценообразования к новым реалиям развития энергетических рынков путем расширения номенклатуры входящих в нее элементов и изменения их «весов», отражающих конкуренцию между «старыми» и «новыми» конкурирующими с газом энергоносителями и «старыми» и «новыми» контрактными формами организации торговли газом.



Сегодня газойль/дизтопливо (LFO) и мазут (HFO – см. рис. 3) продолжают оставаться основными структурными элементами в формулах привязки цены газа в рамках ДСЭГК основных европейских газовых поставщиков. Результаты проведенного Директоратом по конкуренции Еврокомиссии исследования<sup>12</sup> показали, что для ДСЭГК России, Норвегии и Нидерландов доля мазута в формуле цены находится в пределах 35-39%, а газойля/дизтоплива – 52-55%. Суммарная доля этих двух компонентов в формуле цены составляет 87% в норвежских и по 92% в голландских и российских экспортных газовых контрактах.

Другие компоненты ценовой формулы в европейских газовых контрактах – уголь, сырая нефть (специфическая особенность алжирских газовых контрактов)<sup>13</sup>, электроэнергия, инфляция, цена газа, определяемая иным, чем в ДСЭГК, путем (обычно спотовые цены или биржевые котировки газа, как, например, в Соединенном Королевстве)<sup>14</sup>, а в некоторых контрактах часть цены является фиксированной.

4. Минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати), гарантирующие производителю минимально необходимый сбыт и минимально необходимые платежи (то есть 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, скажем, на уровне 75% от максимальных законтрактованных объемов.

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. В то же время 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 потреби-

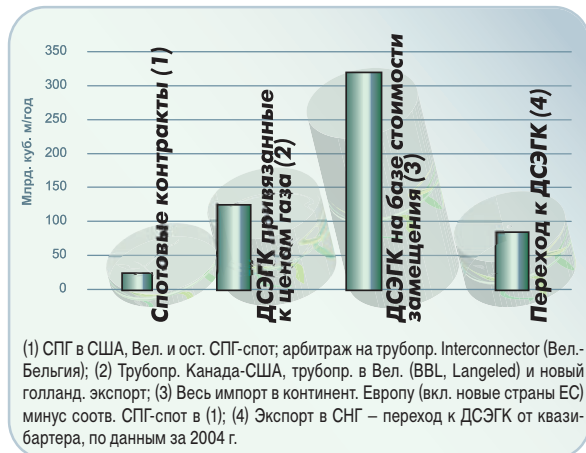
тель – «рыночный» риск (риск маркетинга и сбыта энергоресурса). Производственно-сбытовые риски при этом распределяются сообразно компетенции участников производственно-сбытовой цепи в рамках зон их ответственности по обеспечению надежного и предсказуемого газоснабжения: производитель/поставщик принимает 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 минус 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 экспортируемого 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 в ущерб для производителя), вводятся огра-



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



ничения на перепродажу газа, называемые оговорками о пунктах конечного назначения или территориальными ограничениями на продажу<sup>15</sup>.

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 (части ренты Хотеллинга).

Таким образом, контрактные оговорки о пунктах конечного назначения не стали «изобре-

тением» советских/российских газовиков (хотя наличие этих оговорок именно в российских и отчасти в алжирских контрактах являлось предметом ожесточенной критики со стороны Еврокомиссии и ряда других непримиримых оппонентов ДСЭГК), а изначально были неотъемлемой частью Гронингенской модели ДСЭГК, обеспечивавшими возможность избежать ценового арбитража к ущербу для экспортера<sup>16</sup>.

Гронингенская модель ДСЭГК стала контрактной основой формирования европейской системы газоснабжения и ее газотранспортной системы в сегодняшних контурах. Не будет преувеличением сказать, что эта модель является основой самого факта существования современной системы газоснабжения континентальной Европы и всей европейской газотранспортной системы. По расчетам Секретариата Энергетической Хартии, более 300 млрд. куб. м газа ежегодно импортируется в континентальную Европу в рамках контрактных структур на базе Гронингенской концепции ДСЭГК. Еще около 120 млрд. куб. м в год трубопроводного газа экспортируется в мире в рамках ДСЭГК по ценам, привязанным к его спотовым и/или биржевым котировкам – преимущественно в специфических условиях наиболее либеральных газовых рынков США и Соединенного Королевства. Примерно 100 млрд. куб. м в год газового экспорта в страны СНГ находится в состоянии перехода к модифицированной Гронингенской модели ДСЭГК с привязкой к традиционной (преимущественно нефтепродуктовой) корзине замещающих газ энергоносителей. На чисто спотовые по обоим параметрам (срочность и механизм определения цены) контракты в международной торговле газом приходится лишь около 25 млрд. куб. м поставок в год (см. рис. 4).

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 стал применением на практике контрактной модели, которая была разработана для поставок газа внутри политически однородной Западной Европы. Эта модель, после нескольких лет ее практической апробации и «доводки», была взята за основу и адаптирована сторонами контракта (советским внешнеторговым



объединением «Союзгазэкспорт» – поставщиком газа и соответствующими западноевропейскими компаниями – покупателями советского газа) к специфическим условиям поставок газа в рамках политически разделенной тогда Европы<sup>17</sup>.

После распада ЭВ и СССР советская модель ДСЭГК оказалась под воздействием ряда дополнительных рисков, которые вынудили продолжить адаптацию эту модели – на сей раз к реалиям постсоветского пространства и новой внутренней организации ЕС.

Таким образом, Гронингенская модель ДСЭГК является постоянно совершенствуемым инструментом организации международной торговли газом, сохраняя при этом свои основные характерные черты. Более того, Гронингенская модель ДСЭГК, в том числе ее модификации в части механизма ценообразования, служит основой международной торговли газом и, следовательно, залогом устойчивого мирового газоснабжения.

*Окончание в следующем номере*

<sup>1</sup> См.: «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.4.4-4.4.5.

<sup>2</sup> Некоторые аргументы противников привязки цен на газ в рамках ДСЭГК, как, впрочем, и противников самих ДСЭГК, уже приводились в литературе, например в статье С. Комлева «Существующая экспортная цена на газ завышенной не является» («Нефтегазовая Вертикаль», май 2008, с. 56-60). Один из важных аспектов этой дискуссии связан с тем, что оппоненты формул привязки пытаются бороться не с причиной, а со следствием. Пока цены на нефть были сравнительно низкими в 80-е и 90-е годы – такими же низкими были и цены на газ. В то время формулы привязки газовых цен к ценам на нефтепродукты не подвергались критике. Как только цены на нефть сначала поползли, а затем взлетели вверх, критике стал подвергаться не механизм ценообразования на этом самом либеральном и ликвидном – нефтяном – рынке (являющийся причиной роста цен на газ), а механизм формул привязки, исторически (вплоть до настоящего времени) ставящий цены на газ в зависимость от замещающих его в конкретных сферах конечного потребления энергоносителей, основными среди которых являются нефтепродукты, и тем самым лишь передающий ценовые возмущения на нефтяном рынке в сглаженном виде на рынок газа. Первопричинный аспект роста цен на газ (а именно – высокие цены на нефть и факторы этого роста) не рассматривается в настоящей статье, поскольку ему посвящено довольно много исследований в специализированной международной прессе, и он является предметом продолжающейся дискуссии. Именно этот аспект рассматривался также в вышеупомянутой статье С. Комлева. После резкого падения нефтяных цен в конце 2008 г. появилась новая группа противников привязки цен к ценам замещающих его энергоносителей и ратующих за необходимость возврата к определению цены на газ уже по формуле «кост-плюс»

<sup>3</sup> Более подробно о Национальной точке балансирования и ее роли на газовом рынке Соединенного Королевства см.: «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.3.4.

<sup>4</sup> К наиболее известным из них я бы отнес бывшего исполнительного директора Международного энергетического агентства Клода Мандиля, с которым мне приходилось неоднократно дискутировать на эту тему.

<sup>5</sup> «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 2.

<sup>6</sup> Там же, гл. 3.4, 4.2.5-4.2.6, 4.3.4.

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> Подробнее см.: «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007; Correlje A., van der Linde C. And Westerwoudt T., Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition? (Oranje-Nassau Groep, 2003).

<sup>9</sup> Долгосрочный характер контракта диктуется в конечном итоге жесткими требованиями в отношении «финансируемости» проектов, предъявляемыми финансово-банковским сообществом к нефтегазовым компаниям, разрабатывающим проекты по добыче и транспортировке газа, как правило, на условиях долгового (проектного) финансирования, при котором инвестиции в проекты должны окупаться за счет будущих потоков финансовых средств, которые предстоит генерировать самим проектам, под реализацию которых запрашивается заемное финансирование. Более подробно см.: А. Конопляник. «Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической Хартии». – «Нефтегаз», 2002, № 4, с. 25-33; А. Конопляник. «Многосторонние международно-правовые инструменты как путь снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств». – «Нефтяное хозяйство», май 2003, № 5, с. 24-30 (часть I); июнь 2003, № 6, с. 18-22 (часть II).

<sup>10</sup> Описание и/или анализ формулы ценообразования в рамках ДСЭГК не является предметом настоящей работы. 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.

<sup>11</sup> Об эволюции контрактной структуры рынка газа см.: «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, глава 2.

<sup>12</sup> SEC DG COMP. Energy Sector Inquiry 2005/2006.

<sup>13</sup> Причины см.: «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.4.4.

<sup>14</sup> Там же, гл. 4.3.

<sup>15</sup> Более подробно см.: А. Конопляник. «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.

<sup>16</sup> Добывает и экспортирует голландский газ с месторождения Гронинген с начала его освоения компания «Газюни», 50% которой на начальном этапе принадлежало голландскому правительству и по 25% – компаниям «Шелл» и «Эксон».

<sup>17</sup> Более подробно см.: А. Конопляник. «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; А. Конопляник. Эффект матрицы. – «Нефтегазовая Вертикаль», 2005, № 7, с. 18-22.