

## Ценообразование на газ в континентальной Европе: формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок?

А. Конопляник<sup>1</sup>

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>2</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 года, стали быстро расти и цены на газ в ДСЭГК. Это стимулировала 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>3</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>4</sup>.

Сторонники такого предложения<sup>5</sup> исходят обыкновенно из стандартной экономической теории, согласно которой предполагается, что 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 невоз-

бновляемые энергоресурсы не укладывается в рамки стандартной экономической теории, а определяется ее специальными разделами<sup>6</sup>. Поэтому динамика цен на невозобновляемые энергоресурсы на ликвидных рынках заметно отличается временами (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>7</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 являться базой для устойчивого ценообразования на газ в Европе, а цены центров спотовой торговли (хабов) в Европе не являются адекватной альтернативой формулам 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.

<sup>1</sup> Статья написана на основе серии выступлений автора на данную тему на различных международных конференциях в 2007-2008 годах (см., например: A. Konoplyanik, "Gas Pricing: Indexation Versus Gas to Gas Competition (Chairman's opening remarks to the Round-Table 2 Discussion)", Presentation at the European Gas Conference 2008, 23-25 January 2008, Vienna), а также выступлений автора в рамках проведенных Секретариатом Энергетической Хартии совместно с рядом стран-членов ДЭХ (Россия – июнь 2007, Казахстан – сентябрь 2007, Австрия, Беларусь, Украина – ноябрь 2007; Азербайджан – март 2008, Туркменистан – июль 2008) и Секретариатом ОПЕК (март 2008) семинаров по международным механизмам ценообразования на нефть и газ.

<sup>2</sup> См. «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.4.4-4.4.5.

<sup>3</sup> Некоторые аргументы противников привязки цен на газ в рамках ДСЭГК, как впрочем и противников самих ДСЭГК, уже приводились в литературе, например в журнале «Нефтегазовая Вертикаль» (см. С. Комлев. «Существующая экспортная цена на газ завышенной не является», НГВ, 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 подвергаться стал 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.

## Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения

Стандартная экономическая теория 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 невозобновляемых природных ресурсов (их доказанных извлекаемых запасов) 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 (то есть красная вертикальная линия на рисунке 1 будет располагаться правее точки пересечения кривых спроса и предложения), 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



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

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

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 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. рисунок 1)<sup>4</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, опирающаяся на стоимость замещения (стоимость 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 года и в статье 18 Договора к Энергетической Хартии 1994 года) подводит международно-правовую основу под обу-

словленное 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 рынке 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

<sup>4</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>5</sup> К наиболее известным из них я бы отнес бывшего Исполнительного Директора Международного Энергетического Агентства Клода Мандиля (Claude Mandil), с которым автору приходилось неоднократно дискутировать на эту тему.

<sup>6</sup> «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 2.

<sup>7</sup> Там же, гл. 3.4, 4.2.5-4.2.6, 4.3.4.

<sup>8</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.

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, или

- «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 году крупнейшего в то время в мире газового месторождения Гронинген, по имени которого и получила впоследствии свое название. В основе этой концепции лежало желание правительства Нидерландов 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 году 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>9</sup>.

Как известно, в соответствии с правовой моделью недропользования в Европе, право

## 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.

Рисунок 2. Основные элементы голландской модели ДСЭГК

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 году 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. рисунок 2):

(а) 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: (i) совместить (сблизить) продолжительность периода гарантированного сбыта газа с оптимальными (по технико-экономическим параметрам – с точки зрения полноты отбора запасов) сроками разработки месторождения и (ii) обеспечить длительные, предсказуемые и устойчивые финансовые потоки от экспорта газа, необходимые для возврата инвестиций, вложенных в разработку месторождения и транспортной инфраструктуры<sup>10</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

<sup>9</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).

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;

(б) 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, и
- мазут, отражающий конкуренцию с газом в сфере промышленной тепло- и электроэнергетики, обычно с «весом» 40% в формуле цены (см. **рисунок 3**)<sup>11</sup>.

(в) предусмотрен регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы ценообразования и возможность адаптации формулы цены к изменяющимся внешним

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

[...] – 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 (рисунок 4).

\* 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

\*\* курсивом выделена исторически первоначальная формула, являющаяся «базовой» часть современной формулы

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

Рисунок 3. Типовая формула ценообразования в рамках Гронингенской модели ДСЭГК и ее эволюция

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 (рисунок 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. 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, пусть в сглаженном виде (через формулы привязки) – и контрактных цен на газ. Для того, чтобы отражать (и/или сгла-

живать) эти колебания цен замещающих энергоресурсов, поддерживая 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 (рисунок 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>12</sup>, и т.п.

<sup>10</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; он же. 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>11</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.

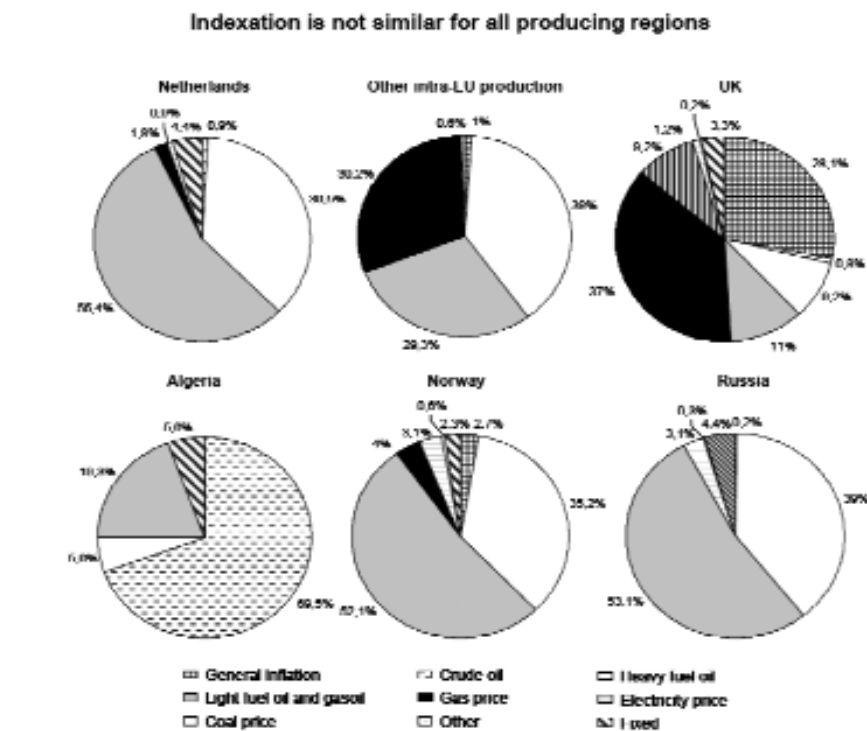
Долгосрочная эволюция механизма ценообразования в ходе его контрактных пересмотров (предусмотренных в ДСЭГК регулярных «ценовых переговорных раундов») – это процесс адаптации формулы ценообразования к новым реалиям развития энергетических рынков путем расширения номенклатуры входящих в нее элементов 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>13</sup> показали, что для ДСЭГК России, Норвегии и Нидерландов доля мазута в формуле цены находится в пределах 35-39%, а газойля/дизтоплива в пределах 52-55%. Суммарная доля этих двух компонентов в формуле цены составляет 87% в норвежских и по 92% в голландских и российских экспортных газовых контрактах (см. рисунок 4).

Другие компоненты ценовой формулы в европейских газовых контрактах – уголь, сырая нефть (специфическая особенность алжирских газовых контрактов)<sup>14</sup>, электроэнергия, инфляция, цена газа, определяемая иным чем в ДСЭГК путем (обычно – спотовые цены или биржевые котировки газа, как, например, в Соединенном Королевстве)<sup>15</sup>, а в некоторых контрактах часть цены является фиксированной (рисунок 4).

(г) 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 сто-



Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

Рисунок 4. Структура формулы ценообразования в рамках ДСЭГК в Европе

рон: 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 энерго-ресурсов, 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;

(д) 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;

(е) 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.

<sup>12</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>13</sup> CEC DG COMP. Energy Sector Inquiry 2005/2006.

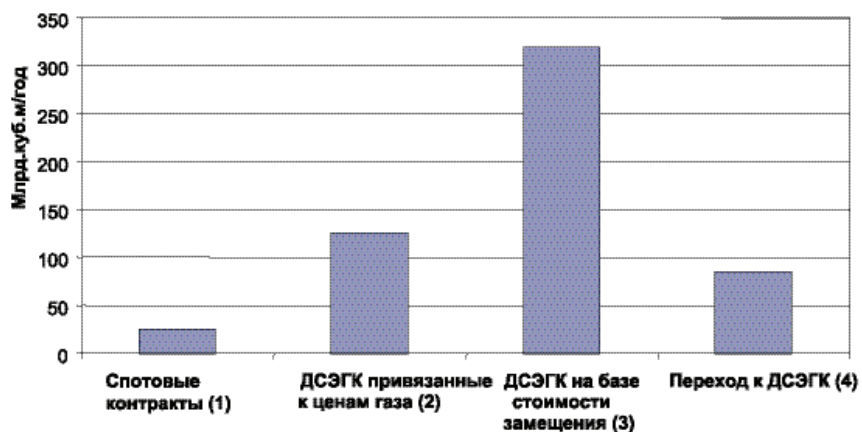
<sup>14</sup> Причины см. в «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.4.4.

<sup>15</sup> Там же, гл. 4.3.

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 продажу<sup>16</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 оговорки 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 оговорки о пунктах конечного назначения для производителя-экспортера. Эти оговорки защищают экономические 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 явились «изобретением» советских/российских газовиков (хотя наличие этих оговорок именно в российских и отчасти в алжирских контрактах являлось предме-



(1) СПГ в США, Вел. и ост. СПГ-спот; арбитраж на трубопр. Interconnector (Вел.-Бельгия)  
 (2) Трубопр. Канада-США, трубопр. в Вел. (BBL, Langeled) и новый голланд. экспорт  
 (3) Весь импорт в континент. Европу (вкл. новые страны ЕС) минус соотв. СПГ-спот в (1)  
 (4) Экспорт в СНГ – переход к ДСЭГК от квази-бартера, по данным за 2004  
 Рассчитано Секретариатом Энергетической Хартии по данным компании ВР (2006)

Рисунок 5. Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005)

том ожесточенной критики со стороны Еврокомиссии и ряда других непримиримых оппонентов ДСЭГК), а изначально являлись неотъемлемой частью Гронингенской модели ДСЭГК, обеспечивавшими возможность избежать ценового арбитража к ущербу для экспортера<sup>17</sup>.

Гронингенская модель ДСЭГК явилась 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 сегодняшней 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. Порядка 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. рисунок 5).

Советские поставки газа в Западную Европу начались в 1968 году – 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 является 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 «Союзгаз-экспорт» – поставщиком газа и соответствующими западноевропейскими компаниями – покупателями советского газа) к специфическим условиям поставок газа в рамках политически разделенной тогда Европы<sup>18</sup>.

После распада СЭВ 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<sup>19</sup>.

Таким образом, Гронингенская модель ДСЭГК является постоянно совершенствуемым инструментом организации международной

<sup>16</sup> Более подробно см. А.Конопляник. «Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорки о пунктах конечного назначения – к иным формам контрактных отношений?)». – «Нефть, газ и право», 2005, № 3, с. 33-44; № 4, с. 3-12.

<sup>17</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 Экссон.

торговли газом, сохраняя при это свои основные характерные черты. Более того, Гронингенская модель ДСЭГК, в том числе ее модификации в части механизма ценообразования, является основой международной торговли газом и, следовательно, залогом устойчивого мирового газоснабжения.

### Контрактная структура поставок и цены

Развитие международных рынков газа происходит в направлении формирования все более разветвленной контрактной структуры сделок на этих рынках (см. **рисунок 6**)<sup>20</sup>.

Поэтому наиболее сложный вопрос связан с трудностями и рисками (и с самой целесообразностью повсеместного) перехода от системы поставок газа с несколькими сильными участниками (например, существующей вчера и сегодня в континентальной Европе на рынке трубопроводного газа и/или в Японии/Корее на рынке сжиженного природного газа – СПГ) к системе одной или нескольких высоколиквидных рыночных площадок с большим числом игроков (как на рынке газа в Соединенном Королевстве и/или в США или на глобальном рынке нефти). Заметим, что риски переходного состояния от одной стадии развития энергетического рынка к другой характерны для всех типов экономик (развитых и развивающихся, рыночных и нерыночных). Но именно вышеуказанные риски перехода от менее ликвидной к более и/или наиболее ликвидной контрактной структуре организации рыночного пространства (свойственной спотовой торговле, форвардным и фьючерсным/опционным сделкам) характерны не столько для традиционных переходных экономик (в которых осуществляется трансформационный переход от нерыночных к рыночным формам организации экономической жизни в стране) и/или развивающихся стран, сколько для государств, давно входящих в категорию развитых рыночных экономик. Эти риски относятся как к собственно 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

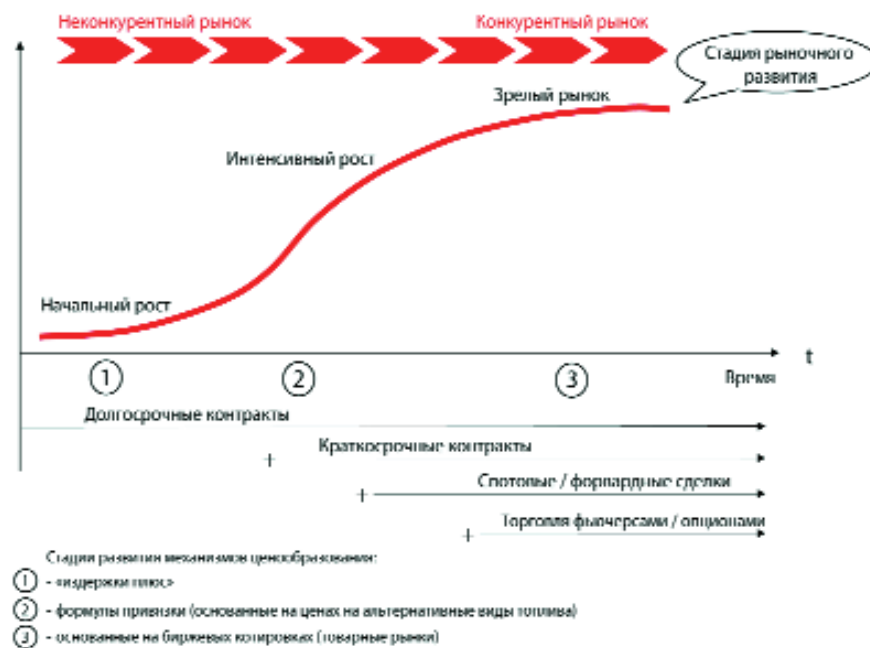


Рисунок 6. Динамика развития газовых рынков

стадии перехода к наиболее либеральной их модели в рамках избранной, то есть рыночной, системы экономического развития той или иной страны и/или группы стран, обычно являющихся крупными потребителями и (нетто)-импортерами 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) влияние на перспективы окупаемости (обычно крупномасштабных) инвестиций в проект по добыче и доставке газа потребителю и тем самым сделать невозможным для них привлечение на приемлемых условиях заемного финансирования для организации инвестиций в проект 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 пока к развитым рыночным экономикам (например, извне ЕС), в страны, к указанной категории уже 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 (экономическую) 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

<sup>18</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; он же. Эффект матрицы. – «Нефтегазовая Вертикаль», 2005, № 7, с. 18-22.

<sup>19</sup> Более подробно см.: А.Конопляник. Взаимоотношения России и Европейского союза в газовой сфере и роль Энергетической хартии. – в кн. «Нефтегаз, энергетика и законодательство (выпуск 7/2008). Информационно-правовое издание топливно-энергетического комплекса России и стран СНГ (ежегодник)». – Москва, «Нестор Экономик Паблшерз», 2008, с. 166-196.

<sup>20</sup> См. «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, глава 2; А.Конопляник. Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. – М.: «Нестор Академик Паблшерз», 2004, 655 с. (глава 2).







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 никакого сомнения. 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, в том числе в континентальной Европе, 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. Общепринято считать, что ликвидные рынки начинаются со средневзвешенного уровня «черна», равного пятнадцати и выше. С этих позиций, европейские рынки газа – что в Соединенном Королевстве, что тем более в континентальной Европе, ликвидными рынками не являются. Особенно если их сравнивать с мировым рынком нефти (см. **рисунок 7**). В лучшем случае, газовый рынок Соединенного Королевства можно расценивать лишь как приближающийся к рубежу, устойчивое превышение которого позволит формально отнести его к ликвидным рынкам. Это устойчивое превышение уровня «черна», равного 15, по-

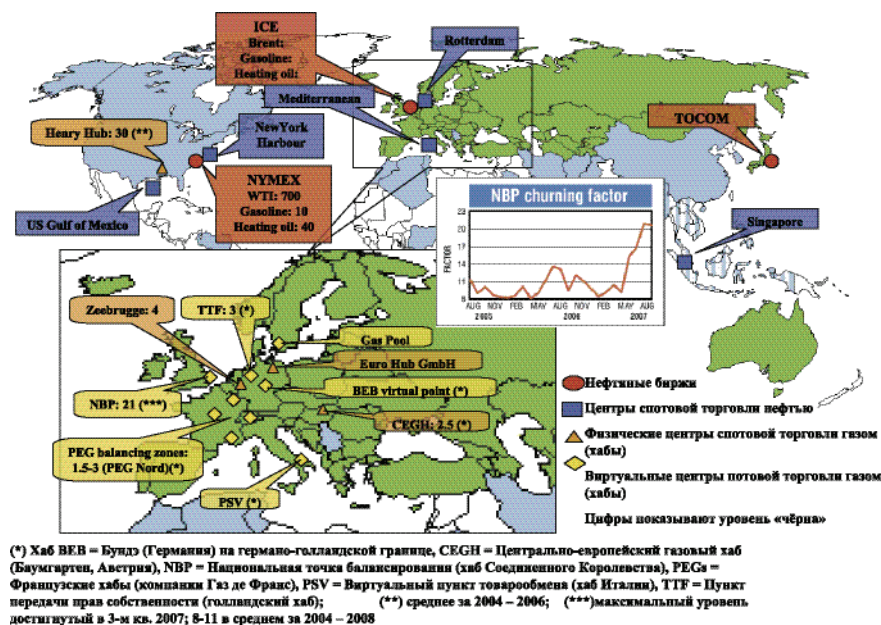


Рисунок 7. Сравнительная ликвидность рынков: нефть (мировой) и газ (европейский)

видимому, произойдет в некоторой перспективе. Но пока не произошло.

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)<sup>30</sup> являются двумя основными финансовыми рынками (рыночными площадками) для нефти. Мировые цены на нефть определяются именно на этих двух рыночных площадках<sup>31</sup>.

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 величинами и в конце 2007 года составлял порядка 700. Также трехзначными величинами, но меньшими, чем для западно-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 биржах, уже много меньше, чем для сырой нефти: уровень «черна» для котельно-печного топлива (газойль) на Нью-Йоркской бирже составляет 40, а по бензину и того меньше – всего 10, то есть даже ниже рубежного значения параметра «черн», равного 15, для отнесения того или иного рынка к категории ликвидных. Таким образом, даже на самом ликвидном – как принято, не без оснований, считать – нефтяном рынке, высоколиквидными его сегментами являются, по сути, лишь рынок сырой нефти (а точнее рынки двух основных ее маркерных сортов, к которым через систему дифференциалов привязаны цены на остальные сорта нефтей в международной торговле и на национальных рынках) и отдельные рынки отдельных нефтепродуктов.

Но как только мы переходим к рынкам газа, там показатели ликвидности оказываются гораздо меньшими, чем на рынке нефти.

Средний уровень «черн» по Хенри-Хаб (центре спотовой торговли газом США) за 2004–2006 годы составлял порядка 30, достигая в отдельные «точечные» моменты уровня 100. Для Национальной Точки Балансирования (NBP) Соединенного Королевства уровень «черн» колеблется в пределах 8–11 за двумя

<sup>29</sup> Jonathan Stern. 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.

<sup>30</sup> Intercontinental Exchange Inc. (США) купила IPE в 2001 году и переименовала ее в ICE Futures в 2005 году.

<sup>31</sup> Более подробно см. «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 3.

исключениями: летом 2006 года он приподнялся до уровня 14, а летом 2007 года – аж до уровня 21. Затем он начал падать и продолжает свое падение, «пробив» во втором квартале 2008 г. уровень равный 13.<sup>32</sup> Таким образом, за время статистических наблюдений устойчивого превышения на NBP уровня «черна», равного 15, необходимого для отнесения газового рынка Соединенного Королевства хотя бы формально к категории ликвидных, не наблюдалось.

Для центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие и объемы торговли, чем для NBP, и уровни «черна». Более того, разрыв в уровнях ликвидности между NBP и газовыми «хабами» континентальной Европы, похоже, увеличивается, но, заметим, сохраняя все европейские хабы в зоне неликвидных газовых рынков. По оценке Дж. Стерна, на базе данных Heren Energy в начале 2007 года объем торгов в NBP более чем в десять раз превышал объем торгов в Зеэбрюге (Бельгия) – крупнейшем тогда узле спотовой торговли газом континентальной Европы. В свою очередь, «хаб» в Зеэбрюге (физический центр торговли газом, сформированный самой газовой отраслью) более чем вдвое превышал по объемам торгов следовавший за ним «хаб» TTF в Нидерландах (Центр передачи права собственности – Title Transfer Facility, условный узел для всей системы поставок голландского газа, созданный при регуляторной поддержке правительства страны), который, в свою очередь, в два раза превосходил по объемам торговли следующие за ним французский и итальянский хабы<sup>33</sup>.

В настоящее время ситуация изменилась – и не в пользу хабов континентальной Европы. Вышедший там на первое место по объемам торгов хаб TTF составляет по этому показателю всего 4,6% от NBP (разница более чем в 22 раза!). Объемы торгов на TTF в 1,2 раза превышают аналогичный показатель в Зеэбрюге, который, в свою очередь, в 2,4 раза превышал объем торгов в немецком хабе EGT<sup>34</sup>, который, в свою очередь, в полтора-два раза превышает объем торгов в хабах BEB, PEGs, PSV<sup>35</sup>. И это при том, что NBP продолжает оставаться по формальным признакам неликвидным рынком.

Уровни «черна» для газовых «хабов» континентальной Европы не превышают 5, где-то находятся на уровне ниже 2-3 (см. рисунок 7)<sup>36</sup>, что в три-пять раз ниже рубежного уровня «черна» для признания того или иного узла спотовой торговли хотя бы формально ликвидным. Это означает, что сегодня, когда предлагается в рамках ДСЭГК в Европе 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 пусть даже на самом ликвидном европейском газовом рынке, тем самым предлагается привязать цены на газ к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной ликвидностью.

Архитекторами европейской газовой политики ожидалось, что с внедрением либерализованных и конкурентных рынков страны континентальной Европы быстро перейдут к формированию цен на газ на базе 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, бравшиеся за основу, – это цены физического центра спотовой торговли Хенри-Хаб (США), котируемые на Нью-Йоркской товарной бирже, которая устанавливает цену на газ для всей Северной Америки, и цены виртуального центра спотовой торговли Национальная Точка Балансирования (Соединенное Королевство), котируемые на Лондонской Межконтинентальной фьючерсной бирже. Однако ожидаемого не произошло, и, по-видимому, не могло произойти в континентальной Европе. Да и насколько правомочно было бы переносить ценовые колебания на весьма специфическом рынке Соединенного Королевства на все энергетическое пространство «большой» Европы, которое включает в себя не только страны ЕС-потребители газа, но и 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 конкуренция 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 1980-х годов функционирует в режиме глобального рынка биржевых товаров. При этом, однако, цены на нем отнюдь не снижаются, а устойчиво росли с конца 1990-х годов, особенно резко – с 2004 года, и тем более в 2007-2008 годах, и лишь недавно обрушились, что (по характеру их обрушения) никак нельзя отнести к долгосрочному устойчивому влиянию конкурентного фактора.

Причина высоких нефтяных цен (и последовавшего их обрушения), на мой взгляд, заключается в том, что сегодня, при высокой ликвидности нефтяного рынка в условиях глобализации, цены на нефть определяются уже не столько на самом нефтяном рынке (в его «физическом» и/или «бумажном» сегментах), сколько за его пределами – на глобальном и еще более ликвидном финансовом рынке. Размер этого рынка в сумме всех его сегментов – валютного, акций, облигаций, других товарно-сырьевых ресурсов и т.п. – многократно превышает совокупные обороты обоих сегментов собственно нефтяного рынка. После недавнего снятия запрета для крупнейших американских институциональных инвесторов (пенсионных фондов, страховых компаний) на операции с высокорискованными инструментами нефть (точнее, производные нефтяные финансовые инструменты) стала для глобальных игроков на глобальном финансовом рынке всего лишь одним из составных, хотя и высокодоходных, элементов их инвестиционных портфелей, целью формирования которых является повышение общего уровня доходности в рамках всего инвестиционного портфеля, формируемого в рамках глобальной совокупности всех финансовых рынков. Поэтому цены на нефть сегодня отражают не столько «реальную» нефтяную экономику (результат поведения стратегических инвесторов на нефтяном рынке), и/или не столько «виртуальную» нефтяную экономику (результат поведения финансовых нефтяных инвесторов

<sup>32</sup> Gas Matters, June 2008, p.32.

<sup>33</sup> Jonathan Stern. 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.

<sup>34</sup> E.on Gas Transport - центр спотовой торговли газотранспортной системы Еон-Пургаз.

<sup>35</sup> Рассчитано по: Gas Matters, June 2008, p.32.

<sup>36</sup> 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", Май 2005, p.9, воспроизведенная также в указанной работе Дж.Стерна на с.17.



