

Открытый семинар  
**«Экономические проблемы  
энергетического комплекса»**

Девяносто девятое заседание  
от 25 марта 2009 года

**А.А. Конопляник**

**РОССИЙСКИЙ ГАЗ В КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ  
ЕВРОПЕ И СНГ: ЭВОЛЮЦИЯ КОНТРАКТНЫХ  
СТРУКТУР И МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ**

Семинар проводится при поддержке  
Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 10-02-14023г)

Изданный материал может быть использован  
в учебном процессе по курсу:  
«Экономика мировой нефтяной и газовой промышленности»

Москва – 2010

Руководитель семинара  
профессор, доктор экономических наук  
***А.С. НЕКРАСОВ***

## СОДЕРЖАНИЕ

*А.А. Конопляник*

### **РОССИЙСКИЙ ГАЗ В КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ЕВРОПЕ И СНГ: ЭВОЛЮЦИЯ КОНТРАКТНЫХ СТРУКТУР И МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ**

Введение .....	4
Ценообразование на невозобновляемые природные ресурсы: экономическая теория (рента Рикардо и рента Хотеллинга) .....	8
Контрактная практика в Европе: Гронингенская модель ДСЭГК и ее эволюция .....	14
Распад СССР/СЭВ и последствия для ценообразования и цен на газ .....	32
Россия-Украина-Беларусь: от политического к рыночно- ориентированному ценообразованию – и рента Хотеллинга .....	37
Россия-Украина: контрактная структура газовых поставок и ее влияние на ценообразование и цены .....	50
Россия-Украина-Средняя Азия: новые явления в ценообразовании на газ с 2009 года .....	54
Выводы .....	60
Дискуссия .....	
Вопросы .....	65
Выступления .....	94
<i>Эйсмонт О.А.</i> .....	94
<i>Кузовкин А.И.</i> .....	94
<i>Чернавский Д.С.</i> .....	95
<i>Конопляник А.А.</i> .....	95

## **РОССИЙСКИЙ ГАЗ В КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ЕВРОПЕ И СНГ: ЭВОЛЮЦИЯ КОНТРАКТНЫХ СТРУКТУР И МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ<sup>1</sup>**

**Введение.** Данная тема для презентации на этом «пред-юбилейном» семинаре (следующее наше заседание будет юбилейным – сотым) выбрана не случайно. Разворачивающиеся – особенно заметные и обильно комментируемые с 2004-2005 гг. – события на рынке газа на постсоветском пространстве, связанные с реорганизацией и переводом на рыночные рельсы контрактных механизмов экспорта энергоресурсов из России в страны СНГ, включая недавний (в январе нынешнего года) и, увы, уже второй по счету российско-украинский «газовый кризис», имеющие экономические и политические последствия за пределами наших двух стран и еще более широкий международный резонанс, породили очень много вопросов, и, в частности: что такое «рыночные механизмы ценообразования», что такое «европейские формулы ценообразования» и «европейская структура контрактов» и т.д.

В течение последних шести лет (2002-2008 гг.), когда я работал в Брюсселе в должности заместителя Генерального секретаря Секретариата Энергетической Хартии<sup>2</sup>, в Секретариате были выполнены несколько исследований, которые – это важно! – были согласованы со всеми (!) государствами-членами Энергетической Хартии (51 государство). Это была целая серия исследований, связанных с формированием цен и тарифов на энергоресурсы в международной торговле ими. Учитывая растущий трансграничный характер международной торговли энергоресурсами и возрастающую роль транзита, особенно газового, первое исследование было посвящено транзитным тарифам на газ и

---

<sup>1</sup> Докладчик – Конопляник Андрей Александрович, д.э.н., Консультант правления ОАО «Газпромбанк», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

<sup>2</sup> Конференция по Энергетической Хартии – это международная межправительственная организация, созданная для формирования единых «правил игры» в международной энергетике на принципах международного права и формирующая эти взаимоприемлемые (ибо устанавливаются по принципу консенсуса) правила в рамках расширяющейся совокупности государств, в нее входящих. Сегодня членами организации являются 51 государство Евразии, в том числе все страны Европейского Союза, СНГ, вкл. Россию, и еще 23 государства обоих полушарий – наблюдателями. См. веб-сайт Конференции по Энергетической Хартии на [www.encharter.org](http://www.encharter.org).

методологиям их формирования<sup>3</sup>. Второе исследование было посвящено механизмам тарифообразования на нефть<sup>4</sup>, третье – механизмам ценообразования на нефть и газ в международной торговле<sup>5</sup>. Оба исследования доступны бесплатно с веб-сайта Секретариата Энергетической Хартии <www.encharter.org> на русском и английском языке.

Материал, который предлагается сегодня Вашему вниманию, является дальнейшим развитием третьего исследования – по ценообразованию в части, посвященной газу в континентальной Европе и СНГ. То, что будет представлено сегодня, в значительной степени опирается на соответствующие разделы вышеупомянутого исследования по механизмам ценообразования, но не повторяет их.

Предлагаю следующую структуру нашего сегодняшнего разговора.

Все хорошее обычно начинается с хорошей теории, поэтому поначалу мы немного поговорим об экономической теории, о тех ее специальных разделах, которые посвящены ценообразованию на невозобновляемые природные ресурсы, в частности – о ренте Рикардо и о ренте Хотеллинга. Если кто-то спросит, как можно было бы охарактеризовать историю развития мирового нефтяного бизнеса и историю развития международного газового бизнеса<sup>6</sup> в хлестком журналистском ключе, то подошло бы, например, такое название: «Борьба за ренту Хотеллинга», и это будет вполне справедливо, ибо – и это будет показано в выступлении – именно формирование этой ренты и борьба за ее изъятие (присвоение) является ключом к пониманию многих экономических и политических событий в международном нефтегазовом бизнесе вообще и в газовом бизнесе в Европе и на постсоветском пространстве в частности.

Второй блок вопросов – переход от теории к практике. Речь пойдет о контрактной практике в Европе, в первую очередь – в континентальной

---

<sup>3</sup> «Тарифы за транзит газа в отдельных странах ДЭХ» (Секретариат Энергетической Хартии, 2006). Мы начали готовить это исследование еще в 2004-2005 гг., то есть до начала первого обострения российско-украинских отношений в газовой сфере в декабре 2005-январе 2006 гг. К моменту выхода разногласий сторон в острую фазу наше исследование было вчерне готово, но еще не было согласовано со всеми странами-членами Конференции по Энергетической Хартии и не было опубликовано. Тем не менее, в стремлении оказать всемерное содействие обеим сторонам в достижении взаимоприемлемого соглашения в рамках спора об уровне транзитных тарифов и методологии их определения, мы направили обеим сторонам наше исследование еще до начала обострения конфликта в конце 2005 г. По имеющейся информации, переговорная делегация каждой стороны имела эти материалы перед собой и использовала их в качестве аргументационной базы во время многочисленных переговорных раундов.

<sup>4</sup> «От скважины к рынку: тарифы за прокачку нефти и тарифные методики в отдельных странах-членах Энергетической Хартии» (Секретариат Энергетической Хартии, 2007).

<sup>5</sup> «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» (Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.).

<sup>6</sup> Сегодня еще неправомерно в отношении газового бизнеса употреблять термин «мировой», поскольку, в отличие от нефтяного, единый мировой газовый рынок в настоящее время пока не сформирован, но лишь формируется путем «связывания», объединения региональных рынков сетевого (трубопроводного) газа посредством создания глобальной инфраструктуры поставок сжиженного природного газа (СПГ).

Европе. Мы рассмотрим так называемую «Гронингенскую» модель долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК), одним из ключевых элементов которой является присущий этой модели механизм ценообразования на газ, и эволюцию Гронингенской модели ДСЭГК с момента ее создания в 1962 г. в Нидерландах и вплоть до настоящего времени. Эта контрактная модель является экономической основой формирования всей современной системы европейского газоснабжения. Детальный анализ Гронингенской модели ДСЭГК и ее исторической эволюции необходим, чтобы понять, куда в дальнейшем могут двигаться вектора развития контрактной практики и ценообразования в Европе, а куда они двигаться не должны, если исходить из соображений баланса интересов всех игроков в рамках трансграничной производственно-сбытовой цепи газоснабжения Европы.

Третий блок вопросов связан с трансформацией контрактной практики экспортных поставок газа на постсоветском пространстве. В частности, мы рассмотрим общие последствия распада Советского Союза и Совета Экономической Взаимопомощи (СЭВ) для ценообразования на газ в международной торговле в этой части Европы.

В четвертом разделе мы перейдем к более конкретным и наиболее острым в последние несколько лет проблемам. Это – вопросы, связанные с переходом от политического ценообразования, зародившегося и сформированного во времена и на пространстве СССР и СЭВ, к рыночно ориентированному ценообразованию по странам, которые являются транзитными государствами на пути поставок российского газа в (Западную) Европу. Это – в первую очередь, Украина и Белоруссия, две бывшие республики бывшего Советского Союза, а ныне суверенные государства на европейском пространстве. Мы посмотрим, каким было экспортное ценообразование на газ при поставках в эти страны после обретения ими суверенитета и до перехода на рыночно ориентированное ценообразование. Затем мы посмотрим, каковы последствия этого перехода, как это связано с экономической теорией и какое место в процессе данного перехода занимает и какое значение имеет рента Хотеллинга, потому что, в конечном итоге все вокруг нее и будет крутиться – будет идти (непрекращающаяся и по сей день) борьба за обладание ею, во многом объясняющая остроту политических баталий по вопросу о «справедливой» экспортной цене на газ.

В пятом разделе мы затронем вопрос, который является одним из наиболее спекулятивных (в том смысле, что вокруг него ведется особенно много жарких споров и накопилось особенно много политических спекуляций) и поэтому наиболее острых. Это вопрос о контрактной структуре газовых поставок и о роли посредников (посреднических фирм) в газовых поставках на постсоветском пространстве, в частности, при поставках газа из России на Украину. В чем состоит острота про-

блемы? Очень много говорится – как в отечественных, так и, особенно, в международных средствах массовой информации – о том, что появление посредников является результатом коррупционных схем, непрофессионализма властных и коммерческих структур с той и с другой стороны и т.п. – то есть о чем угодно, кроме соображений экономической рациональности. Но приходится многократно в дискуссиях с коллегами и «анти-коллегами» отстаивать точку зрения, что появление посредников, в частности, в схеме поставок газа из России на Украину в 2006 г., и сохранение их в этой схеме до 2009 г., объясняется именно экономической рациональностью, о чем и пойдет речь в пятом разделе.

Было бы странным не обсудить затем – и этому будет посвящен шестой раздел презентации – те новые явления в ценообразовании на газ, которые возникли с 2009 г. Этот год является знаковым в развитии системы газоснабжения «большой» Европы (включающей и ЕС, и страны постсоветского пространства, и государства Средней Азии – бывшие республики бывшего СССР). Именно с 1 января 2009 г. завершился переход на единый механизм формирования экспортных цен на газ по всей технологически единой цепочке газоснабжения от Средней Азии до Европейского Союза, включающей среднеазиатские страны-экспортеры, Россию, Украину, Белоруссию, бывшие страны СЭВ (а теперь – «новые» страны-члены Европейского союза) и, наконец, «старые» страны-члены ЕС. По всей этой технологически единой цепочке газоснабжения установился в 2009 г. единый механизм ценообразования, сформированный впервые в Европе в рамках Гронингенской модели ДСЭГК в 1962 г.

Естественно в рамках времени семинара невозможно осветить все детали. Поэтому мы не будем касаться вопросов «событийного» характера, в частности, хронологических и событийных деталей всех газовых «кризисов», больших и малых, на постсоветском пространстве, начиная с февраля 2004 г. (Россия – Белоруссия) и далее по настоящее время (декабрь 2005-январь 2006 г. – Россия-Украина; декабрь 2006 г. – Россия-Белоруссия; февраль 2008 г. и январь 2009 г. – Россия-Украина), не будем говорить о позавчерашней инвестиционной конференции Украина-ЕС, которая прошла в Брюсселе<sup>7</sup>, потому что это отдельные и довольно самостоятельные группы вопросов, но потом в «вопросах и ответах» их можно обсудить.

Ну, естественно, без выводов не обходится никакое представление, поэтому заканчиваться выступление будет очень короткими выводами.

---

<sup>7</sup> 23 марта 2009 г.

## **Ценообразование на невозобновляемые природные ресурсы: экономическая теория (рента Рикардо и рента Хотеллинга)**

Итак, начнем с краткого экскурса в теорию ценообразования на невозобновляемые природные (и, в частности, энергетические) ресурсы. Обычно, когда речь идет об экономической теории, то принято считать, что равновесная цена находится на пересечении кривой спроса-предложения по данному товару (см. рис. 1-А). Это полностью справедливо для производства товаров, не относящихся к невозобновляемым природным ресурсам (таким, как производство предметов потребления и/или средств производства, таких как продукция машиностроения и других отраслей обрабатывающей промышленности, в рамках которых компания-производитель относительно свободна в выборе местоположения своего производства и масштаба производственных мощностей).

Однако, когда мы начинаем говорить о невозобновляемых энергоресурсах, то, в связи с объективной (данной нам от природы) неравномерностью размещения геологических ресурсов (невозобновляемых природных ресурсов) энергоносителей в недрах земной коры, у нас возникает потенциальное ограничение, связанное с тем, как соотносится уровень спроса на энергоресурсы на внутреннем рынке той или иной страны с объективно заданным ограничением мощностей по добыче того или иного невозобновляемого энергоресурса в этой стране. При этом, когда мы говорим о ресурсном ограничении мощностей по добыче, естественно, мы понимаем, что речь идет не о геологических ресурсах, не о разведанных геологических запасах, а о производственных мощностях, то есть о доказанных извлекаемых запасах (нефти, газа или иного невозобновляемого энергоресурса), то есть о той части геологических запасов, которая была конвертирована в производственные мощности. То есть мы говорим о той части геологических ресурсов, которую – доказано – технически возможно и экономически целесообразно извлечь (добыть). Иначе говоря, это добывающие мощности существующих и подготовленных к работе нефтяных, газовых и т.п. промыслов.

Поэтому справедливое в отношении отраслей обрабатывающей промышленности утверждение о расположении равновесной цены на пересечении кривых спроса и предложения лишь отчасти справедливо в отношении невозобновляемых энергоресурсов.

Отчасти – потому, что это утверждение справедливо только в том случае, если и когда уровень производственных мощностей по добыче невозобновляемых энергоресурсов в стране (ПМ1 на рис. 1-А) превышает уровень спроса на них в этой стране.



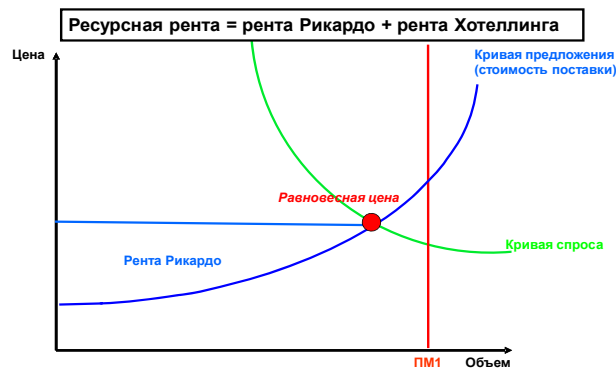


Рис 1-А. Ценообразование на невозобновляемый энергоресурс: рента Рикардо и рента Хотеллинга (сценарий (а): производственные мощности по добыче превышают внутренний спрос)

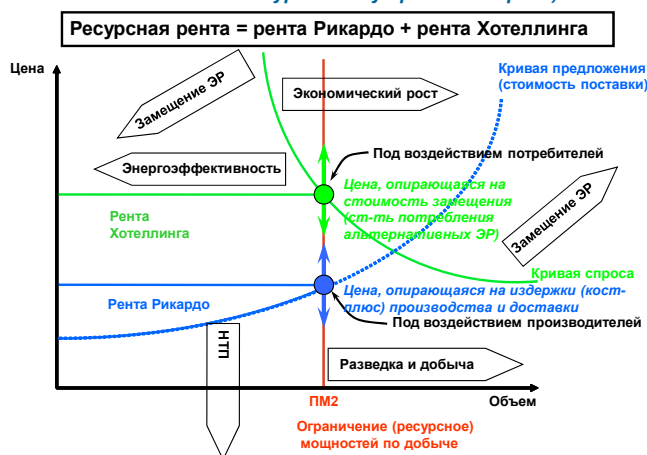
Однако, в связи с уже упомянутой неравномерностью размещения невозобновляемых энергоресурсов в недрах земной коры, с одной стороны, и широким развитием к настоящему времени международной торговли энергоносителями, с другой стороны, зачастую уровень спроса превышает уровень производственных мощностей по добыче того или иного невозобновляемого энергоресурса в данной стране (ПМ2 на рис. 1-Б). В этом случае появляются две экономически обоснованные возможности для ценообразования на невозобновляемый энергоресурс, возможности для извлечения двух типов экономической ренты государством-собственником этого невозобновляемого энергоресурса (напомню, что во всех странах мира, кроме отдельных территорий США, в частности – везде в Европе и в странах на территории бывшего СССР и СЭВ, право собственности на природные ресурсы в недрах принадлежит государству).

Первый тип ренты, хорошо известный большинству по изучению политэкономии капитализма и «Капитала» Маркса, – это т.н. «рента Рикардо», а именно: разница между предельными издержками и издержками на данном конкретном месторождении. Рента Рикардо является только одной из двух составляющих понятия «ресурсная рента».

Второй частью ресурсной ренты является т.н. «рента Хотеллинга». Эта составляющая ресурсной ренты является гораздо менее известной, и не только на постсоветском пространстве (может быть потому, что этот американский экономист опубликовал свою теорему в конце 1930-х годов, и Маркс не успел о ней написать – поэтому и знают про Хотеллинга у нас, в отличие от Рикардо, гораздо меньше?). Она равняется разнице между стоимостью замещения данного невозобновляемого энергоре-

сурса и предельными издержками его добычи в стране в условиях, когда уровень спроса превышает производственные мощности по добыче в стране (ПМ2 на рис. 1-Б).

**Рис 1-Б. Ценообразование на невозобновляемый энергоресурс: рента Рикардо и рента Хотеллинга (сценарий (б): производственные мощности по добыче ниже уровня внутреннего спроса)**



Два основных принципа ценообразования различаются тем, какой тип ренты извлекается в том или другом случае: при одном механизме ценообразования извлекается только рента Рикардо, при другом – рента Рикардо и рента Хотеллинга, дающие в сумме полномасштабную ресурсную ренту<sup>8</sup>.

Первый тип ценообразования дает цену, опирающуюся на издержки. Называется этот принцип – «кост-плюс» или «нэт-форвард», ибо отражает расчет цены методом калькуляции издержек плюс налогов плюс приемлемой нормы прибыли прямым счетом. Газ, не доставленный и не реализованный потребителю, не представляет собой товарной ценности, не является товаром. Поэтому производство и доставка газа, как правило, тесно связаны между собой. Поэтому цена «кост-плюс» опирается на издержки производства и доставки газа – пошаговым сложением элементов затрат от устья скважины до пункта сдачи-приемки, который может находиться как у конечного потребителя, так и на полпути к нему (в случае, когда по тем или иным причинам производитель газа продает его оптовым покупателям-посредникам). В отличие от нефти, где в ме-

<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.

ждународной торговле цена, рассчитанная по принципу «кост-плюс», обычно отражает т.н. «цену FOB»<sup>9</sup> (т.е. без учета транспортировки нефти от пункта отгрузки – экспортного терминала до импортного терминала в стране назначения, что отражает географию основных центров добычи – страны Персидского залива, Северной Африки, Латинской Америки, и способа транспортировки – морской транспорт), в торговле газом, особенно в Европе, где основные месторождения газа расположены далеко за пределами основных стран-импортеров, а основным видом его транспорта является трубопроводный, цена, рассчитанная по принципу «кост-плюс», в международной торговле газом обычно отражает т.н. цену «СИФ»<sup>10</sup> на пункте сдачи-приемки газа независимо от того, где расположены эти пункты – в конце или посередине трансграничной производственно-сбытовой цепи газоснабжения.

Второй механизм ценообразования дает цену, опирающуюся на стоимость замещения невозобновляемого энергоресурса (газа), то есть на стоимость потребления альтернативных (газу) энергоресурсов. Когда уровень спроса в стране превышает уровень производственных мощностей по добыче данного невозобновляемого энергоресурса (ПМ2), цены, определяемые этими двумя механизмами ценообразования, находятся на пересечении разных кривых (рис. 1-Б):

- цена, опирающаяся на издержки, находится на пересечении кривой предложения и линии, соответствующей пределу добываемых мощностей;
- цена, опирающаяся на стоимость замещения, находится на пересечении кривой спроса и как бы той же самой линии, соответствующей пределу производственных мощностей по добыче данного энергоресурса. «Как бы» - поскольку, при приближении к пределу добываемых мощностей кривая предложения начинает резко загибаться вверх и стремиться к этой линии предела мощностей (как бы совпадает с ней).

Естественно, обе группы цен (рассчитанные по принципу «кост-плюс» и «стоимость замещения») не являются фиксированными во времени, они могут колебаться вверх-вниз, ибо находятся под воздействием разных групп факторов.

Цена, опирающаяся на издержки, находится под воздействием производителей, и основные факторы, которые влияют на эту цену – это лицензионная политика принимающей страны (государства – собственника недр) и научно-технический прогресс (НТП). Лицензионная политика страны-собственника недр определяет темпы и уровни разведки и добычи, истощения невозобновляемого энергоресурса. По мере эконо-

---

<sup>9</sup> Цена FOB = от англ. "free on board"

<sup>10</sup> Цена СИФ = от англ. "cost, insurance, freight"

мического развития происходит наращивание энергопотребляющих мощностей и расширение производственных мощностей по их добыче/производству, увеличение объема вовлеченных в хозяйственный оборот энергоресурсов. Мировая практика освоения нефтегазовых провинций показывает, что оно начинается обычно с более крупных месторождений, расположенных в более благоприятных геологических, географических, климатических условиях и, значит, более дешевых в освоении (эффект масштаба). Затем происходит переход к освоению более мелких, расположенных в менее благоприятных условиях, и потому – более дорогих, поэтому разведка и добыча, в принципе, сдвигают вертикальную линию (предел добываемых мощностей, что эквивалентно доказанным извлекаемым запасам – ПМ1/ПМ2 на рис. 1-А/1-Б) вправо. Это означает, что при прочих равных условиях цена, опирающаяся на издержки, начинает с течением времени ползти вверх по кривой предложения.

Но есть такое замечательное понятие, как научно-технический прогресс, использование достижений которого сдвигает вниз всю кривую предложения. Поэтому цена, опирающаяся на издержки, может двигаться вверх-вниз, в зависимости от того, какова на данном историческом этапе результирующая противоборства этих двух факторов: разведки и добычи, подталкивающих издержки вверх, с одной стороны, и НТП, опускающего издержки вниз, с другой.

Цена, которая опирается на стоимость замещения, находится под воздействием иной группы участников рыночных отношений, а именно – потребителей. И здесь тоже есть группы противоположно направленных факторов. Экономический рост двигает всю кривую спроса вправо, поэтому подталкивает цены вверх, а меры по повышению эффективности использования энергии, уменьшению ее потерь и т.п. – наоборот, сдвигают кривую спроса влево и оказывают понижающее давление на цену, опирающуюся на стоимость замещения. А замещение энергоресурсов разворачивает кривую спроса, причем, в зависимости от того, какие энергоресурсы замещаются какими в потреблении, результирующий вектор влияния этого фактора на цены, опирающиеся на стоимость замещения, может быть направлен либо вверх, либо вниз.

Как соотносятся ценообразование и цены с извлечением ренты при экспорте газа?

Первый принцип ценообразования на газ – это «издержки-плюс» (или «кост-плюс», или «нэт-форвард»). Обычно это ценообразование при избыточных мощностях по добыче в стране-производителе (то есть при уровне производственных мощностей, превышающем уровень внутреннего спроса на газ). Этот принцип формирования цены может применяться как на внутреннем рынке страны-производителя, так и при экспортных поставках. Если он применяется на внутреннем рынке страны-производителя газа, то рента Хотеллинга остается в стране-

экспортере, но не монетизируется в ней (не переводится непосредственно в денежные средства), а обменивается на создание конкурентных преимуществ действующим в стране компаниям и предприятиям (уменьшая для них энергетические издержки, что особенно актуально для таких газоемких производств как производство электроэнергии, минеральных удобрений, цемента и др.) и на снижение социально-экономических издержек развития страны (уменьшение затрат на энергию у ее потребителей, что эквивалентно, в том числе, уменьшению потенциальной социальной напряженности в стране). Если этот принцип применяется при экспорте, то имеет место дотационное экспортное ценообразование, при котором рента Хотеллинга делится со страной-импортером и монетизируется в стране-импортере (вопрос об эквивалентности обмена – на что обменивает страна-экспортер свои прямые экономические бенефиции стране-импортеру – оставляю в стороне).

Второй принцип ценообразования на газ – это «стоимость замещения» или стоимость альтернативных газу энергоресурсов (конкурирующих с газом у конечного потребителя – «на горелке»). Также может применяться как при внутреннем, так и при экспортном ценообразовании. Внутреннее ценообразование по принципу «стоимость замещения» может применяться при ограничении мощностей по добыче в стране ниже уровня спроса на газ. В этом случае рента Хотеллинга на газ собственной добычи монетизируется в стране-производителе (страна превращается в импортера и может выравнивать внутренние цены на газ по уровню импортных). Применение принципа «стоимость замещения» при экспортном ценообразовании означает, что оно построено на чисто коммерческих принципах организации экспортной торговли (на неполитической и недотационной основе). В этом случае рента Хотеллинга монетизируется в стране-экспортере.

Существует разновидность второго принципа ценообразования на газ – «стоимость замещения плюс нэт-бэк (к пункту сдачи-приемки)». Применение этого принципа при экспорте означает, что контрактная цена газа рассчитывается как стоимость замещения, приведенная к пункту сдачи-приемки, расположенному в производственно-сбытовой цепи «выше» границы страны-импортера. Этот принцип был впервые в Европе положен в основу механизма ценообразования и введен в контрактную практику в 1962 г. Нидерландами, когда страна предложила голландскую (Гронингенскую) модель долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК).

## Контрактная практика в Европе: Гронингенская модель ДСЭГК и ее эволюция

До начала 1960-х годов ценообразование на газ в Европе велось по принципу «кост-плюс». Концепция ценообразования по принципу «стоимость замещения» была разработана в Нидерландах в начале 1960-х годов в связи 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 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 тогдашнего Министра экономики Нидерландов г-на де Поуза перед парламентом страны в 1962 г. об основных положениях новой государственной энергетической политики (эти положения стали впоследствии известны как «нота де Поуза»). 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>11</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 государство-собственник недр столкнулось 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. Опираясь на подтвержденные в том же 1962 г. Генеральной Ассамблеей ООН (в своей Резолюции № 1803 от 14.12.1962 «Неотъемлемый суверенитет над естественными ресурсами»<sup>12</sup>) 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 невозобновляемых природных ресурсов, то есть максимальную – в долгосрочном плане – ресурсную ренту от разработки месторождения Гронинген. Было понятно, что эффективные (с точки зрения эффективного использования недр) масштабы освоения месторождения превышают внутренние потребности страны в газе и потребуют экспорта части добычи. Поэтому должна была быть выбрана оптимальная – в долгосрочном же плане – схема разработки

<sup>11</sup> См. *Correlje A., van der Linde C. And Westerwoudt T., Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition? (Oranje-Nassau Groep, 2003).*

<sup>12</sup> <http://daccess-dds-ny.un.org/doc/RESOLUTION/GEN/NR0195/59/IMG/NR019559.pdf?OpenElement>

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 (модель) ДСЭГК характеризуется следующими основными компонентами (рис. 2).

### Рисунок 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),
- + нет-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.

(а) долгосрочный контракт: в основе модели 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.

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<sup>13</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 (интерес продавца), но в условиях его конкуренции с другими энергоносителями и их поставщиками, стремящимися завоевать, так же как и поставщики газа, своего потребителя, то есть по цене ниже цены конкурентных энергоносителей (интерес покупателя). Именно это (стремление к завоеванию конкурентного – ценового – преимущества) и обеспечивается путем перехода от доминировавшего прежде механизма ценообразования, основанного на издержках производства газа («кост-плюс» или «нэт-форвард»), к механизму ценообразования, основанному на стоимости замещения газа у потребителя;

(б) стоимость замещения и формула цены: 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 энергоносителям в конкретном сегменте его конечного потребления конкретной страны-потребителя.

---

<sup>13</sup> 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).



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 (рис. 3).

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

$$P_m = \{P_o\} + \{0.60\} \times \{0.80\} \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_o) + \{0.40\} \times \{0.90\} \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_o) + \{...\} \text{ (цена на уголь)} + \{...\} \text{ (цена на электроэнергию)} + \{...\} \text{ (цена газа на ликвидных рыночных площадках**)}$$

[газойль/ДТ]  
[мазут]

{...} – параметры в фигурных скобках обычно являются предметом переговоров между сторонами ДСЭГК в ходе предусмотренных в ДСЭГК «ценовых раундов»

\* Курсив+жирн. = исторически первоначальная формула, являющаяся «базовой» часть современной формулы  
\*\* спотовые и биржевые продажи (конкуренция «газ-газ»)

В приведенной формуле коэффициенты 0,8 и 0,9 отражают требование обеспечения конкурентного (ценового) преимущества для газа (скидку с цены) по сравнению с ценой конкурирующих с ним энергоносителей для создания ценовых стимулов потребителям к использованию газа. Коэффициенты 0,0076 и 0,0078 являются техническими коэффициентами пересчета к единому энергетическому эквиваленту;

(в) пересмотр цены: 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 (или стоимость замещения плюс нэт-бэк к пунктам сдачи-приемки), является гораздо более динамичным, чем в рамках формулы кост-плюс (нэт-форвард), и требует поэтому более частых 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 в пределах срока эксплуатации и по мере корректировки программы освоения месторождения и доставки газа потребителю (импортеру) в пункты сдачи-приемки. 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 стоимости замещения альтернативных газу энергоресурсов, особенно, если динамика последних привязана к поведению ликвидного рынка биржевых товаров, такого, как мировой рынок нефти и нефтепродуктов (к ценам последнего в значительной степени и привязаны цены на газ в Европе), происходят интенсивные спекулятивные колебания цен замещающих энергоресурсов, а за ними, пусть и 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 значений элементов формулы цены и самой 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, появлении новых контрактных форм организации торговли газом, которые входят в конкуренцию с ДСЭГК, 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» кон-

курующими 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 исследования, проведенного Директоратом по конкуренции Еврокомиссии<sup>14</sup>, показали, что для ДСЭГК России, Норвегии и Нидерландов доля мазута в формуле контрактной экспортной цены газа в Европу 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. рис. 4). Другими компонентами ценовой формулы в европейских газовых контрактах могут быть как ценовые, так и неценовые факторы. Ценовые факторы – это цены по более широкому спектру конкурирующих с газом энергоресурсов в потреблении в различных сферах его применения, как, например, уголь (в электроэнергетике), сырая нефть (специфическая особенность алжирских газовых контрактов<sup>15</sup>), электроэнергия из системы (домашние хозяйства) или первичная (в электроэнергетике), цена газа, определяемая иным, чем в ДСЭГК путем (обычно – спотовые цены или биржевые котировки газа, как, например, в Соединенном Королевстве). Если речь идет об определении контрактной цены трубопроводного газа, то в формуле цены могут быть учтены также поставки конкурирующего с ним сжиженного природного газа с рынка разовых сделок (становится все более актуальным в настоящее время в Западной Европе). Неценовые факторы – это, например, введение в формулу учета изменяющегося уровня инфляции, а в некоторых контрактах часть цены является фиксированной (рис. 4).

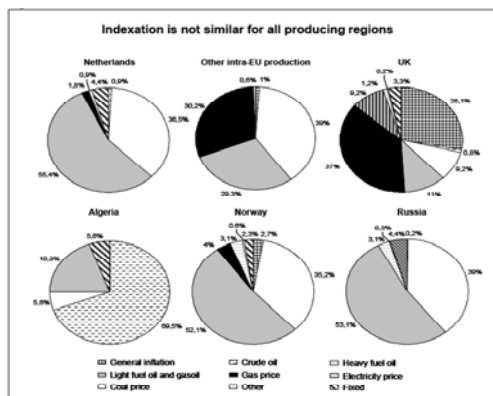
Из данных рис. 4 видно, что структура экспортной цены газа в Великобритании представляет наиболее комплексный коктейль ингредиентов – гораздо более разнородный, чем в случае трех основных европейских поставщиков (Нидерланды, Норвегия и Россия). Поэтому на вопрос, в какую сторону будет идти дрейф формул ценообразования в европейских газовых контрактах основных европейских экспортеров, я бы указал на современную английскую структуру экспортной цены в качестве принципиальной модели и направления такого дрейфа, отражающего постепенное усложнение конкурентной структуры формулы ценообразования по мере включения в нее новых элементов в ответ на появление новых конкурентных технологий использования газа, новых конкурентных с газом энергоресурсов, новых контрактных форм организации международной торговли газом и т.п.

<sup>14</sup> *CEC DG COMP. Energy Sector Inquiry 2005/2006.*

<sup>15</sup> *Причины – см. в «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.4.4.*

#### Рисунок 4. Структура формулы ценообразования в рамках ДСЭГК в Европе – по экспортерам

Газойль/дизтопливо и мазут остаются основными структурными элементами в формулах привязки цены газа в рамках ДСЭГК в Европе.



Если рассмотреть структуру формулы ценообразования в рамках ДСЭГК в Европе по импортерам, то опять-таки заметна существенная разница между тремя группами стран-членов ЕС:

- у «новых» стран-членов ЕС, которые позже других государств Евросоюза перешли на модифицированные Гронингенские ДСЭГК и которые в наибольшей степени исторически привязаны к поставкам российского газа, структура формулы ценообразования наиболее близка к ценовым формулам основных экспортеров газа в Европе (Нидерланды, Норвегия, Россия – см. рис. 4) и к классической (первоначальной) Гронингенской формуле (см. рис. 3) – с явным доминированием двух нефтепродуктов: газойля/дизтоплива и мазута, где на долю каждого приходится почти по 50% (рис. 5);
- у «старых» стран-членов ЕС, в которых ДСЭГК Гронингенского типа применяются более длительное время и поэтому эволюция их контрактов и формул ценообразования является более заметной, структура цены отражает заметное уменьшение – по сравнению с их долями в классической (первоначальной) Гронингенской формуле (см. рис. 3) – доли и мазута (до 30% – в связи с повсеместным его вытеснением из баланса котельно-печного топлива в Западной Европе после энергетических кризисов 1970-1980-х гг.) и газойля/дизтоплива (до 50% – в связи с появлением альтернативных им видов топлива для отопления и пищевого приготовления в домашних хозяйствах);

- у Соединенного Королевства, где структура цены является наиболее комплексной, доли «традиционных» (присутствовавших в изначальной Гронингенской формуле) ингредиентов – газойля/дизтоплива и мазута – снизились до 16% и 15% соответственно, а 40% в цене составляет конкуренция «газ-газ» (как трубопроводного газа с СПГ, так и цены «Национальной точки балансирования» – виртуального центра спотовой торговли газом в Великобритании). Это отражает специфическую ситуацию с формированием газового рынка в этой стране, вызванную, в первую очередь, тем фактом, что в течение долгого времени поступавший на территорию Великобритании газ был преимущественно попутным газом нефтегазовых месторождений Северного моря, характеризовавшихся одним из наиболее высоких в мире «газовых факторов». Поэтому, чтобы исключить нерациональное использование попутного газа нефтяных месторождений страны, Правительство Великобритании в принудительном порядке обязывало компании полностью утилизировать этот газ – только это давало им право на маркетинг добываемой вместе с газом нефти, от реализации которой компании и получали основные свои доходы. Такой подход создал избыток предложения газа на рынке Великобритании, но приводил иногда к тому, что цена реализации газа в Соединенном Королевстве – в рамках организации биржевой торговли им и биржевого ценообразования на него – была отрицательной<sup>16</sup>. Столь высокая доля биржевой торговли газом в Великобритании создала (пока иллюзорные, на мой взгляд) предпосылки, что всю (или большую часть) международной торговли газом в континентальной Европе можно перевести на цены Национальной точки балансирования (об этом – ниже).

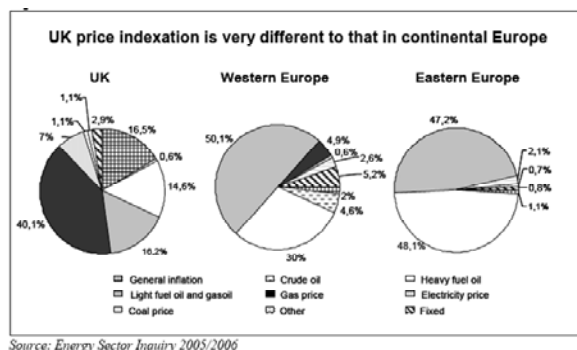
Вышеизложенное подтверждает вывод, что по мере формирования более конкурентной структуры внутренних рынков газа в странах-импортерах (а именно эту тенденцию мы наблюдаем в рамках ЕС по мере перемещения от «новых» стран-членов ЕС к «старым» странам-членам ЕС континентальной Европы и к Соединенному Королевству на рис. 5), конфигурация формулы ценообразования на газ становится более комплексной и сложной, являясь наиболее простой – двухкомпонентной, близкой к изначальной Гронингенской формуле, – в «новых» восточно-европейских странах-членах ЕС. Это во многом объясняет, на мой взгляд, почему в 10-летнем ДСЭГК, который был подписан Россией и Украиной 19 января 2009 г., формула ценообразования была предельно простая – в соотношении 50:50 между газойлем/дизтопливом и мазу-

---

<sup>16</sup> Более подробно – см. в «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.3.

том. Это не только соответствует изначальной двухкомпонентной Гронингенской формуле, но и по весам каждого компонента цены в значительной степени отражает сегодняшние реалии по Восточной Европе.

**Рисунок 5. Структура формулы ценообразования в рамках ДСЭГК в Европе – по импортерам**



Таким образом, ценовая формула в рамках Гронингенской модели ДСЭГК обладает высокой адаптационной способностью к изменяющейся конкурентной структуре энергетического (в том числе – газового) рынка;

(г) бери и/или плати: 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 взаимодопустимых возможностей такого «недобора» без начисления штрафных санкций, скажем, опускаясь до 75-80% 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 невозобновляемые природные ресурсы, чтобы разработать, извлечь и поставить часть этих невозобновляемых ресурсов на общие нужды производителя и потребителя. В то же время у потребителя возникает обязательство реализовать на рынке мини-

мально 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;

(д) нэт-бэк: «нэт-бэк» к согласованному в контракте пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость его транспортировки до пункта конечного потребления от пункта сдачи-приемки). 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: 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, то есть газа, предназначенного для разных экспортных рынков. Чтобы исключить возможность ре-экспорта более дешевого газа, закупаемого импортером по одному контракту, предназначенного для более отдаленного рынка, по более дорогой цене другого контракта, предназначенного для более близко расположенного рынка, вводятся ограничения на перепродажу газа, называемые оговорками о пунктах конечного назначения или территориальными ограничениями на продажу<sup>17</sup>. При отсутствии таких ограничений, импортер-оптовик мог бы, в рамках допустимых, в соответствии с минимальными обязательствами ДСЭГК по поставке-закупке, контрактных колебаний объемов фактических заку-

---

<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.

пок, закупать больше газа, чем ему в данный момент необходимо для поставок на «дальний» рынок, и реализовать «излишки» по более высокой цене на «ближнем» рынке к ущербу для производителя.

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 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 (невозобновляемого природного ресурса), 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).

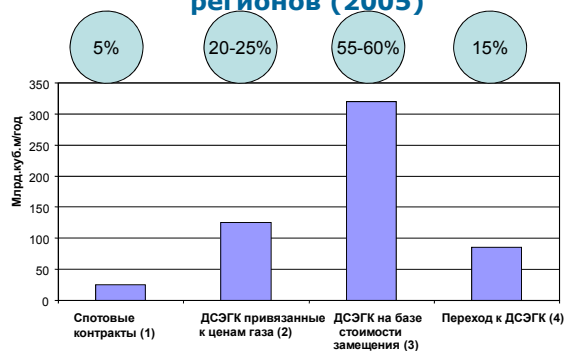
Таким образом, контрактные оговорки о пунктах конечного назначения не явились «изобретением» советских/российских газовиков (хотя наличие этих оговорок именно в российских и отчасти в алжирских контрактах являлось предметом ожесточенной критики со стороны Еврокомиссии и ряда других непримиримых оппонентов ДСЭГК), а изначально являлись неотъемлемой частью Гронингенской модели ДСЭГК, обеспечивавшими возможность избежать ценового арбитража к ущербу для компании-производителя/экспортера и страны-собственника недр. С момента внедрения Гронингенской модели ДСЭГК эти оговорки защищали экономически обоснованные интересы Нидерландов и компании Газюни (50% которой на начальном этапе принадлежало голландскому правительству и по 25% – компаниям Шелл и Экссон), добывавшей и экспортировавшей голландский газ с месторождения Гронинген с начала его освоения.

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 с привязкой цен газа к стоимости его замещения другими альтернативными энергоресурсами (это примерно 55-60% международной торговли газом). Еще около 120 млрд. куб. м в год (еще 20-25%) трубопроводного газа экспортируется в мире в рамках ДСЭГК по ценам, так или иначе (полностью или частично) привязанным к его спотовым и/или биржевым котировкам – преимущественно в специфических условиях наиболее либеральных газовых рынков США и Соединенного Королевства. Чуть менее 100 млрд. куб. м в год (еще 15%) газового экспорта в страны СНГ находится в состоянии перехода к модифицированной Гронингенской модели ДСЭГК с привязкой к традиционной (преимущественно нефтепродуктовой) корзине замещающих газ энергоносителей. Таким образом, на различные модификации Гронингенской модели ДСЭГК приходится 95% международной торговли газом. 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 или всего 5% (рис. 6)<sup>18</sup>.

**Рисунок 6. Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005)**



- (1) СПГ в США, Вел. и ост. СПГ-спот; арбитраж на трубопр. Interconnector (Вел.-Бельгия)  
 (2) Трубопр. Канада-США, трубопр. в Вел. (BVL, Landeled) 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

Расчитано Секретариатом Энергетической Хартии по данным компании BP (2006)

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

<sup>18</sup> Речь идет о докризисных соотношениях контрактных объемов и механизмов ценообразования в международной торговле газом.

газовый контракт в Европу является применением на практике адаптированной контрактной модели, которая была разработана для поставок газа внутри политически однородной Западной Европы. Эта «внутризападноевропейская» 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>19</sup>. Местоположение пунктов сдачи-приемки было выбрано на границе «ЕС-15», т.е. на бывшей политической границе, разделившей Европу на Восточную и Западную. В соответствии с логикой двустороннего экспортного контракта, поставщик несет ответственность за все риски поставок и/или недопоставок газа от места добычи до пункта сдачи-приемки. Поэтому пункты сдачи-приемки могли быть расположены только в тех местах по трассе поставок газа, до которых на всем протяжении этой трассы поставщик может контролировать и обеспечивать надежные и бесперебойные газовые потоки в законтрактованных объемах и соответствующего качества. После этих пунктов он этот контроль обеспечить уже не может, после них ответственность за доставку газа потребителям лежит на компании-импортере. С 1968 г. и до распада системы СЭВ, а затем и СССР, соответствующие структуры Советского Союза, и в частности, Министерство газовой промышленности и Всесоюзное внешнеторговое объединение «Союзгазэкспорт», могли обеспечивать такой контроль поставщика от газовых промыслов на территории СССР до пунктов сдачи-приемки газа на западной границе СЭВ. Поэтому пункты сдачи-приемки были расположены на тогдашней чехословацко-австрийской границе (Баумгартен), чехословацко-западногерманской границе (Вайтхаус) и т.д.

После распада СЭВ и СССР советская модель ДСГЭК оказалась под воздействием ряда дополнительных рисков, которые вынудили продолжить адаптацию этой модели – на сей раз к реалиям пост-советского пространства и новой внутренней организации ЕС<sup>20</sup>. В частности, для «новых» членов ЕС и стран СНГ пункты сдачи-приемки находятся уже на внешней границе соответствующих государств. Но в основе ее все равно продолжает оставаться Гронингенская модель ДСЭГК. Понятно

---

<sup>19</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>20</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 Паблишерз», 2008, с. 166-196.

также, что на пост-советском пространстве потребуются как минимум несколько лет, чтобы соответствующие страны и компании могли полностью адаптироваться сами к практике применения модифицированной Гронингенской модели ДСЭГК, с одной стороны, и смогли научиться эффективно адаптировать эту модель к быстро меняющимся реалиям газовых и энергетических рынков пост-советского пространства, в частности – для выбора оптимальной (взаимоприемлемой сторонам контракта) формулы ценообразования.

Поэтому, несмотря на то, что с 2009 г. страны СНГ (по крайней мере, расположенные по технологически единой цепочке газоснабжения Средняя Азия – Россия – Украина/Белоруссия – Европейский Союз) перевели все свои газовые отношения на долгосрочные контракты, построенные на базе единого «европейского» механизма ценообразования, адаптация к этому механизму и практике его применения на постсоветском пространстве будет продолжаться еще в течение нескольких лет.

Таким образом, Гронингенская модель ДСЭГК является постоянно совершенствуемым инструментом организации международной торговли газом, сохраняя при этом свои основные характерные черты и показывая очень высокую адаптивную способность к меняющимся реалиям энергетических рынков. 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.

Сегодня ведется активная дискуссия (в первую очередь, в Западной Европе) о том, что надо бы вообще отказаться от формул привязки в рамках долгосрочных экспортных газовых контрактов и привязать их цены к котировкам ликвидных рыночных площадок. Для Континентальной Европы, в частности, предлагается привязать контрактные цены к котировкам Национальной точки балансирования, т.е. к виртуальному центру спотовой торговли Великобритании. И цены, которые котируются на этом биржевом рынке, распространить на все газовые контракты. То есть заменить расчетные контрактные цены биржевыми котировками.

Однако, на наш взгляд, является как минимум преждевременной и как максимум нецелесообразной в принципе такая постановка вопроса, которая предлагает привязать к и сделать зависимыми от одного локального рынка (рынка отдельной страны) цены газовых потоков на всем пространстве не только Европы, но и Евразии, на пространстве, которое охватывает не только страны ЕС, но и страны-экспортеры газа и транзитные государства на пути газа из разных источников в Европу. Если речь идет о трубопроводном газе, то эти источники уже сегодня включают, помимо собственно европейских, и Северную Африку, и Сибирь, и Среднюю Азию, а в будущем – и Ближний и Средний Восток, а если говорить о СПГ – то практически весь мир.

Соединенное Королевство же расположено на периферии рассматриваемого пространства газоснабжения, эта страна характеризуется весьма специфическими условиями развития своего газового рынка. Более того, емкость ее газового рынка несопоставимо мала по сравнению с совокупной емкостью газовых рынков государств того географического пространства, на которое предлагается распространить – в качестве ценоустанавливающих – биржевые котировки NBP. И этот рынок, плюс ко всему, не является (по крайней мере – пока) рынком устойчиво ликвидным.

Автору уже приходилось писать в одной из работ<sup>21</sup>, что устойчивые и экономически обоснованные стимулы к сокращению срочности контрактов и формированию ликвидного рынка газа начинают появляться тогда, когда объем последнего кратно превосходит масштаб каждого нового проекта по поставкам газа на этот рынок. В этом случае такие новые проекты не оказывают «стрессового» (системообразующего) влияния на конъюнктуру поставок. Сегодня английский рынок таковым пока еще не является.

Очевидно, что в Соединенном Королевстве имеется относительно ликвидный – но пока очень неустойчивый – газовый 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 больше четкой основы для предсказания будущего. Рынок Соединенного Королевства – емкий и ликвидный, но он недостаточно большой для того, чтобы противостоять толчкам и пинкам со стороны крупных игроков»<sup>22</sup>. 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. Понятно, что переводить европейские ДСЭГК на цены такого объективно неустойчивого рынка – означает создавать дополнительные риски и ставить под угрозу надежность энергоснабжения всей континентальной Европы.

Ратующие за разовые сделки как за основу уже сегодняшнего ценообразования на рынке газа говорят обычно о высокой ликвидности спотовой торговли вообще и газового рынка Соединенного Королевства в частности. Так ли это?

Показателем ликвидности является параметр под названием «чёрн» (churn). Он характерен для биржевой торговли и отражает соотношение между объемом заключенных контрактов (открытых позиций) и физиче-

---

<sup>21</sup> А. Конопляник. Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической Хартии. – «Нефтегаз», 2002, № 4, с. 25-33.

<sup>22</sup> “Gas Matters”, September 2007, p.38.

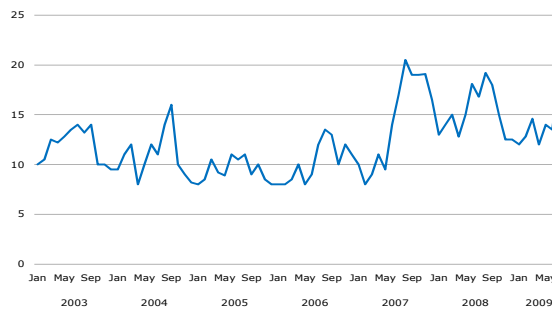
ских объемов поставленных по ним товаров с данной торговой площадки. Поэтому его «точечные» значения могут колебаться в весьма значительном диапазоне. Общепринято считать, что ликвидные рынки начинаются со средневзвешенного уровня «чёрна», равного пятнадцати и выше. С этих позиций, европейские рынки газа – что в Соединенном Королевстве, и тем более в континентальной Европе, ликвидными рынками не являются. Особенно если их сравнивать с мировым рынком нефти.

Самым ликвидным среди товаров углеводородной группы является рынок смеси нефтей «Западно-техасская легкая» (West Texas Intermediate – WTI), цены на которую котируются на Нью-Йоркской товарной бирже. Показатель «чёрн» для западно-техасской нефти измеряется трехзначными величинами и в конце 2007 г. составлял порядка 700. Также трехзначными величинами, но меньшими, чем для западно-техасской смеси, измеряется показатель «чёрн» 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 «чёрна» 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 «чёрн», 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 страновых 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 «чёрн» по Хенри-Хаб (центр спотовой торговли газом США) за 2004-2006 гг. составлял порядка 30, достигая в отдельные «точечные» моменты уровня 100. Для Национальной Точки Балансирования Соединенного Королевства уровень «чёрн» вплоть до середины 2007 г. колебался в пределах 8-11 с двумя всплесками до 16 и 14 летом 2004 и 2006 гг. соответственно. Осенью 2007 г. он поднялся до уровня 21, а затем продолжил свои колебания уже вокруг отметки 15. При этом в последние месяцы находится в нижней фазе колебаний (то есть в зоне ниже 15 – рис. 7). Таким образом, за время статистических наблюдений устойчивого превышения на NBP уровня «чёрна», равного 15, необходимого для отнесения газового рынка Соединенного Королевства хотя бы формально к категории ликвидных, не наблюдалось.

**Рисунок 7. Динамика параметра «чёрн» на NBP Соединенного Королевства, 2009-2009 гг.**

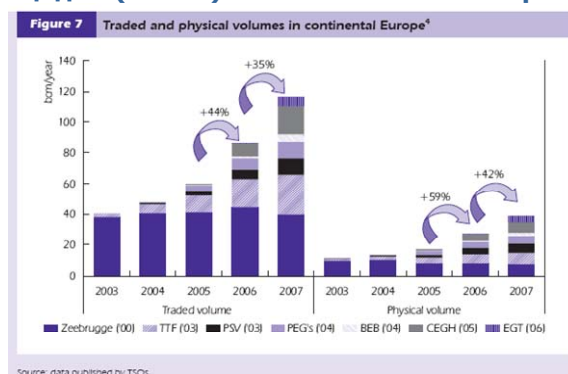


Источник: Gas Matters за соответствующие годы

Следует отметить и еще один момент. Числитель дроби, формирующей параметр «чёрн», подвержен значительно более резким колебаниям, чем его знаменатель. Поведение знаменателя дроби (физические поставки газа) отражают поведение рынка «физического» газа (спрос и предложение газа). Колебания же числителя не связаны напрямую с конъюнктурой рынка «физического» газа, а отражают поведение рынка газа «бумажного», то есть финансовых рынков – гораздо более волатильных, подверженных более резким и непредсказуемым колебаниям, базирующимся на ожиданиях игроков, и вызванных этими ожиданиями притокам и оттокам спекулятивного капитала. Амплитуда колебаний параметра «чёрн» в течение 2008 г. составляет примерно плюс-минус 20% от рубежной величины 15. Поэтому колебания параметра «чёрн» на NBP Соединенного Королевства – на этом, самом ликвидном, как принято считать, европейском рынке, – свидетельствуют, на наш взгляд, о его неустойчивой динамике на рубеже границы ликвидности.

Для центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие и объемы торговли, чем для NBP, и уровни «чёрна», сохраняющие все европейские хабы в зоне неликвидных газовых рынков. Уровни «чёрна» для газовых «хабов» континентальной Европы не превышают 5, где-то находятся на уровне ниже 2-3, что в три-пять раз ниже рубежного уровня «чёрна» для признания того или иного узла спотовой торговли хотя бы формально ликвидным. В целом по континентальной Европе этот показатель не превышает 3 (рис. 8). Безусловно, мы можем говорить о начавшемся (сравнительно недавно) и продолжающемся процессе формирования центров спотовой торговли газом в Европе, но завершение этого процесса еще довольно далеко впереди во времени.

**Рисунок 8. Динамика объемов торговли и физических поставок газа с торговых площадок (хабов) Континентальной Европы**



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 – рынке Соединенного Королевства, тем самым предлагается привязать к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной ликвидностью цены на газ фактически не только в континентальной Европе, но и – через «обновленную» структуру экспортных контрактов – также в странах-экспортерах и транзитных государствах Евразии, обеспечивающих поставки «не-европейского» газа в Европу.

Поэтому оптимальный способ адаптации существующих механизмов ценообразования на газ на рынке континентальной Европы – это эволюционный путь постепенных, но последовательных коррекций формул ценообразования в рамках существующих сегодня долгосрочных контрактов на поставку газа Гронингенского типа.

## **Распад СССР/СЭВ и последствия для ценообразования и цен на газ**

До распада СССР и СЭВ в экспортных поставках между ними существовало дотационное экспортное ценообразование на газ и действовали дотационные экспортные цены. Они носили расчетный характер, потому что уровень экспортных цен (в страны СЭВ, являвшиеся транзитными на пути советского газа в Западную Европу) обычно увязывался с уровнем транзитных тарифов (на прокачку советского газа через эту страну в Западную Европу) таким образом, чтобы можно было свести стоимостной баланс поставок газа в ту или другую транзитную страну СЭВ с нулевым или близким к нулю сальдо (доходы от экспорта газа, с одной стороны, и плата за его транзит, с другой). Эти сделки характеризовались как бартерные или квази-бартерные, имевшие целью выйти на взаимозачет между сторонами. Экспортные цены на советский газ в страны СЭВ были заниженными и являлись скрытой формой дотирования Советским Союзом лояльных ему (до поры до времени) политических режимов в этих странах. Таким образом, через механизмы дотационного экспортного ценообразования часть ресурсной ренты (рента Хотеллинга – полностью или частично) передавалась в распоряжение страны-импортера в обмен на его политическую лояльность, уступки, преференции стране-экспортеру. Передача ренты Хотеллинга от страны-производителя (СССР) стране-потребителю (члену СЭВ) происходила посредством экспортного ценообразования по принципу «кост-плюс» (нэт-форвард). Но это был суверенный (продиктованный политическими соображениями – удержать страны СЭВ в орбите влияния СССР путем, в том числе, скрытых экономических дотаций) выбор правительства страны-экспортера в полном соответствии с нормой международного права о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы, закрепленным в Резолюции №1803 Генеральной Ассамблеи ООН 1962 г. Таким образом, происходило скрытое перераспределение доходов от освоения невозобновляемых природных ресурсов СССР (которые сегодня в основном – ресурсы России) между СССР и странами СЭВ в пользу последних.

Газотранспортная система СЭВ и СССР изначально не проектировалась как транзитная система. Внутри СССР транзита не было, а экспортные и транзитные поставки внутри СЭВ не были ни контрактно, ни технологически разделены. Из этого, кстати, вытекают многие последующие проблемы, связанные с перерывами в транзитных поставках российского газа, в частности, в январе 2009 г.

Украинская газотранспортная система, которая является глубоко интегрированной системой, не разделена на транзитную и на систему для обеспечения внутреннего потребления страны. Поэтому разногласия по



вопросу об экспортных ценах между Россией и Украиной, которые привели к неподписанию экспортного контракта на очередной год до его начала (при сохранявшейся до 2009 г. практике подписания годовых экспортных контрактов) и отсутствию правовых оснований для продолжения экспорта газа в наступившем году, привели, в свою очередь, к остановке прокачки газа на экспорт из России на Украину. А это вызвало конфликт интересов внутри Украины между обязанностью выполнять международные соглашения и обеспечивать транзитную прокачку (в западном направлении) газа, поступающего из России по экспортным контрактам с европейскими покупателями, и обязанностью национального правительства обеспечивать поставки на внутренний рынок, в первую очередь, для потребителей в восточных регионах Украины (которые обычно снабжались преимущественно поступающим в страну российским газом) за счет газа, накопленного в подземных газохранилищах страны. Поскольку основные объемы подземного хранения газа на Украине сконцентрированы в ее западных областях, необходимость газоснабжения отечественных украинских потребителей при остановленных экспортных поставках из России привели к реверсу основных потоков газа внутри единой газотранспортной системы Украины в восточном направлении и, в итоге, к остановке транзита, в том числе, из-за технологического конфликта встречных потоков газа в рамках единой интегрированной газотранспортной системы.

До распада СССР на советских структурах Министерства Газовой Промышленности и Министерства Внешней Торговли лежало обеспечение надежности поставок через все республики СССР и страны СЭВ вплоть до пунктов сдачи-приемки на западной границе последних, вне зависимости от того, шла ли речь об экспортных поставках в Европу, или в ту или иную страну СЭВ на пути экспортных поставок в Европу, или об обеспечении транзита (компрессорный газ) через ту или иную страну СЭВ в Европу. Такая возможность была обеспечена «политическим единством» стран Варшавского Договора и возможностью беспрепятственного оперативного вмешательства соответствующих советских органов власти и производственных структур по всей цепочке газоснабжения до пунктов сдачи-приемки газа на западной границе СЭВ.

После распада СЭВ и СССР российские правопреемники Мингазпрома и Минвнешторга уже не могли обеспечивать беспрепятственное оперативное вмешательство, в случае производственной необходимости, в те или иные звенья производственно-сбытовой цепочки поставок газа в Европу, если они находились за пределами Российской Федерации, но до пунктов сдачи-приемки газа. В то же время, нормативно-правовая база регулирования экспорта и транзита, вышедших за пределы России из-под контроля (по объективным причинам – в силу изменения политической карты Европы) российских

производственных структур, отвечающих за выполнение экспортных контрактов, в то время отсутствовала.

Отсюда вытекают многие проблемы, которые для решения требуют либо существенных инвестиций (например, разделение газотранспортной системы страны-импортера на транзитную и ориентированную исключительно на внутренний рынок), либо двусторонних и/или многосторонних международно-правовых решений (например, обеспечивающих недискриминационные взаимоприемлемые решения по обеспечению поставок газа через интегрированные трубопроводные системы в случае возникновения того или иного конфликта интересов сторон). Однако, практика последних лет показала, что формирование международно-правового регулирования является процессом долгим, созданные документы могут оказаться неполными или в каких-то ситуациях недостаточно эффективными (в них, например, может отсутствовать механизм принуждения стороны к выполнению и/или санкций за невыполнение положений правовых актов – основная претензия российского руководства в адрес Энергетической Хартии в связи с январским российско-украинским газовым конфликтом). В этих условиях, без разделения интегрированной трубопроводной системы транзитной страны на собственно транзитную и на систему, которая нацелена на внутренний рынок, риск возможных перерывов в поставках странам-импортерам до сих пор продолжает существовать. Поэтому если риски прерывания поставок (тем более, после появления прецедентных случаев такого рода) будут оцениваться поставщиками-экспортерами как довольно высокие, могут стать конкурентоспособными альтернативные решения по реализации капиталоемких инвестиционных проектов, имеющих целью разделение интегрированных трубопроводных систем транзитной страны на собственно транзитную и на систему, нацеленную только на обеспечение газоснабжения внутреннего рынка этой страны – транзитера или имеющих целью строительство альтернативных трубопроводных систем, обходящих транзитную страну с повышенными рисками.

После распада СЭВ было ясно, что в связи с очевидным стремлением восточноевропейских стран к быстрейшему «уходу из-под крыла» России как правопреемницы СССР и к их вхождению в состав Евросоюза, и, вследствие этого, с переводом экономических отношений между Россией и этими новыми членами ЕС из дотационных к отношениям как между независимыми экономическими субъектами, неизбежно придется пересматривать сложившийся дотационный порядок экспорта российского газа в эти страны. В то же время, после распада СССР, существовавшая до того дотационная контрактная структура взаимоотношений между СССР и странами СЭВ была перенесена на взаимоотношения между Российской Федерацией и новыми суверенными государствами, образовавшимися на месте бывших республик бывшего Советского

Союза. И рано или поздно, но неизбежно пришлось бы заниматься адаптацией перенесенных на почву СНГ дотационных контрактных структур, взятых из практики взаимоотношений СССР и СЭВ. Как выяснилось (об этом ниже), время для трансформации контрактных отношений России с восточноевропейскими странами было выбрано (случайно или осознанно) крайне удачно, а для перевода на рыночные рельсы газовых отношений с Украиной и Белоруссией (где Россия выступает в качестве страны-экспортера), а затем и со странами-экспортерами газа Средней Азии (где Россия выступает в качестве страны-импортера) – наоборот, крайне неудачно.

В восточноевропейских странах переход от дотационных советских контрактов с политическим ценообразованием в них на рыночные отношения происходил в рамках программ подготовки этих государств к вступлению в члены ЕС и пришелся на благоприятное для импортеров время – конец 1990-х годов, когда цена на нефть была минимальной (доходя до 8 долл./барр.). Поэтому рост цен на газ за счет перехода от политической экспортной цены на российский газ к ее рыночной цене, рассчитанной по модернизированной Гронингенской формуле как стоимость замещения газа в потреблении, был незначительным вследствие низких цен на нефть и нефтепродукты, к которым в основном привязан расчет стоимости замещения газа.

На пространстве же СНГ только весной 2005 г. начал предметно обсуждаться и лишь в январе 2006 г. произошел переход к контрактному разделению транзитных и экспортных поставок и связанный с этим частичный переход к формульному ценообразованию (причем только на газ российского происхождения). Цены на нефть в этот период были уже намного выше, чем в конце 1990-х годов, и продолжали расти, что предопределяло более высокий уровень газовых «рыночных» цен, рассчитываемых по формуле замещения. Это во многом объясняет медленное продвижение к рыночному ценообразованию Гронингенского типа на постсоветском пространстве (поздно начали – и при неблагоприятной для импортеров ценовой конъюнктуре, дестимулирующей их к такому переходу; об этом ниже) и остроту политических дискуссий, в том числе, в международных СМИ (в стремлении снизить «цену перехода» к рыночному ценообразованию, а именно – экспортную цену на покупаемый в России газ, страны-импортеры СНГ зачастую прибегали к подмене понятий, представляя более высокие, чем ранее, цены газа, предъявляемые Россией в новых недотационных контрактах, якобы политическим давлением и использованием «энергетического оружия» с ее стороны). Эта же причина – неудачное (по уровню результирующих цен на газ в рамках ценового цикла на мировом рынке нефти, к уровню цен которой и привязаны контрактные цены на газ) время для перехода на новые механизмы ценообразования – вызвала необходимость изобретения

инструментов смягчения дополнительного ценового давления на импортеров в результате перехода на «рыночные» и «европейские» механизмы ценообразования на газ. Одним из таких инструментов был институт посредников с конкретными экономическими задачами по смягчению дополнительного ценового давления на импортеров (об этом ниже).

В настоящее время на постсоветском пространстве происходит длительный и болезненный переход к контрактному разделению транзитных и экспортных поставок, которое вызвало (по необходимости) формирование внутреннего законодательства стран СНГ о транспортировке и транзите. Происходит переход от бартера к денежным формам расчетов и, наконец, от политического и дотационного к рыночно ориентированному формированию экспортных цен и транзитных тарифов на газ.

Как показала практика взаимоотношений, например, с Украиной и Белоруссией, формального контрактного разделения экспорта и транзита на территории транзитных стран СНГ оказалось недостаточно для обеспечения бесперебойного газоснабжения стран-импортеров ЕС. На Украине, например, после контрактного разделения с 2006 г. экспорта и транзита, перехода на отдельные механизмы экспортного ценообразования и транзитного тарифообразования, не увязывающие методологию формирования транзитных тарифов на газ и методологию формирования экспортных цен на газ, тем не менее, не удалось обеспечить бесперебойные потоки газа через страну. Контрактное разделение потоков газа (транзитных и на внутреннее потребление страны-транзитера) в рамках интегрированной газотранспортной системы не привело к их технологическому разделению в рамках этой системы. Поскольку система осталась единой и интегрированной, то экспортные потоки (из России в страну), транзитные потоки (из России через страну) и потоки, которые идут на рынок (на внутреннее потребление и экспорт) из внутренних украинских источников, – все они находятся в рамках этой единой интегрированной системы. Поэтому для эффективного завершения контрактного разделения потоков могут потребоваться еще и технологические решения по адаптации и/или разделению газотранспортной системы.

Потоки газа, которые идут из России через транзитные страны в направлении европейского рынка, представляют три вида потоков: транзитные (предназначенные для рынка ЕС), экспортные потоки (предназначенные для внутреннего рынка транзитной страны) и потоки, связанные с сезонным использованием подземных хранилищ газа (ПХГ), куда в летнее время газ закачивается, и откуда в зимнее время он забирается для выравнивания графика спроса-предложения газа. Все эти потоки технологически взаимосвязаны, но методологии формирования цен и тарифов по каждому из этих потоков могут подчиняться различным экономическим закономерностям. Возможность различия этих методологий явилась предметом острых разногласий между странами СНГ

при их переходе к рыночно ориентированному ценообразованию и тарифообразованию на газ в торговле между ними. Именно поэтому еще в период моей работы в Брюсселе, Секретариат Энергетической Хартии предпринял серию из трех последовательных исследований, нацеленных на помощь заинтересованным странам в выработке взаимоприемлемых практических решений по вопросам формирования цен и тарифов в международной торговле углеводородами: по транзитным тарифам (опубликовано в 2006 г.)<sup>23</sup>, по экспортным ценам (опубликовано в 2007 г.)<sup>24</sup>, по тарифам на использование ПХГ (начато в 2008 г.).

Обобщая изложенное, можно сказать, что все газовые проблемы на постсоветском пространстве – это есть результат и долгосрочные экономические последствия распада СССР и системы СЭВ, то есть являются объективными проблемами переходного периода. А это значит, что даже завершив формальный переход на новые механизмы ценообразования и контрактные отношения, странам СНГ (как любой инерционной системе) потребуется еще некоторое время на адаптацию к этим новым контрактным отношениям и механизмам определения цен на основные (а значит, весьма значимые не только для внешнеторгового оборота или бюджетного процесса, но и по своим макроэкономическим последствиям) экспортно-импортные товары на постсоветском пространстве.

**Россия-Украина-Беларусь:  
от политического к рыночно ориентированному  
ценообразованию – и рента Хотеллинга**

Теперь более конкретно посмотрим, как обстояло дело с переходом от политического к рыночно ориентированному ценообразованию на газ в случае двух крупнейших транзитных стран – бывших республик бывшего СССР на пути российского газа в Европу: Украины и Белоруссии<sup>25</sup>. Такой переход на новые принципы организации торговли газом был закреплен в новых контрактных отношениях Газпрома с Нафтогазом Украины, подписанных 4 января 2006 г. и вступивших в силу с 01.01.2006, и с белорусским Белтрансгазом, подписанных 30 декабря 2006 г. и вступивших в силу 01.01.2007.

---

<sup>23</sup> Тарифы за транзит газа в отдельных странах ДЭХ (СЭХ, 2006); От скважины к рынку: тарифы за прокачку нефти и тарифные методики в отдельных странах-членах Энергетической Хартии (СЭХ, 2007).

<sup>24</sup> Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ (СЭХ, 2007).

<sup>25</sup> Автор не ставит перед собой целью в данной работе описывать/комментировать свое видение фактического развития событий (и/или их хронологию), предшествовавших и непосредственно связанных с переходом на новые механизмы ценообразования в отношениях России и стран СНГ (и повлекших за собой известные кризисные явления в газовых отношениях России и Украины) как в 2006, так и в 2009 годах. Хронологию этих событий посвящено довольно много комментариев в отечественных и зарубежных СМИ.

В период после распада СССР и до 2006 г. – с Украиной, и до 2007 г. – с Белоруссией, экспортные поставки российского газа были организованы по такой же принципиальной схеме политического ценообразования на газ, по какой они были организованы ранее у СССР со странами-членами СЭВ, при этом на Украину поступал российский газ как российский, так и среднеазиатского происхождения. До этих дат экспорт и транзит газа были контрактно не разделены, экспортная торговля газом с указанными странами представляла по сути квази-бартерные сделки, действовали номинальные (расчетные) экспортные цены и транзитные тарифы, рассчитываемые для сведения баланса физических поставок газа в транзитную страну (т.е. оплата Украине за обеспечение транзита российского газа через ее территорию поставками экспортного российского газа по принципу взаимозачета). Экспортное ценообразование строилось по принципу «кост-плюс» (нэт-форвард) на базе кривой средних (или предельных?) издержек производства (и привязанных к ним соответствующих поясных цен) для России. При этом, по сведениям Газпрома, цена газа на внутреннем рынке России до 2005 г. не покрывала внутренних затрат на его производство и доставку отечественному потребителю – то есть на внутреннем российском рынке определялась по принципу «кост-минус».

Кому доставалась ресурсная рента до 01.01.2006 с Украиной и до 01.01.2007 с Белоруссией? Рента Рикардо доставалась стране-производителю, т.е. России, а часть ренты Хотеллинга уходила Украине и Белоруссии.

Следует отметить, что такое решение суверенного государства-экспортера России о политическом экспортном ценообразовании на газ находилось в полном соответствии как с Резолюцией №1803 «Неотъемлемый суверенитет над естественными ресурсами» от 14.12.1962 Генеральной Ассамблеи ООН<sup>26</sup>, так и со статьей 18 «Суверенитет над энергетическими ресурсами» Договора к Энергетической Хартии, подписанного 51-й страной Европы и Азии в 1994 г., и вступившего в силу в 1998 г.<sup>27</sup>.

Что изменилось в газовых отношениях России с Украиной после подписания 4 января 2006 г. нового соглашения сторон, действие которого продолжалось до 1 января 2009 г.?

Произошло контрактное разделение транзита и экспорта на два независимых контракта с разными и независимыми друг от друга (в отличие от того, что существовало до этого времени) механизмами:

- экспортного ценообразования на газ, поставляемый из России на Украину (была выбрана промежуточная схема от принципа цено-

---

<sup>26</sup> <http://daccess-dds-ny.un.org/doc/RESOLUTION/GEN/NR0/195/59/IMG/NR019559.pdf?OpenElement>

<sup>27</sup> [http://www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/document/RU.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/RU.pdf)

образования «кост-плюс» к принципу ценообразования «нэт-бэк от стоимости замещения газа в ЕС» – см. ниже), и

- формирования транзитных тарифов на газ, поставляемый из России через Украину в страны ЕС (общераспространенная методология определения которых строится на оплате за выполненную работу по перемещению газа, т.е. на принципе «издержки-плюс»<sup>28</sup>; этот принцип, в частности, зафиксирован в согласованном на рабочем уровне еще в 2002 г. всеми сторонами, но не принятом пока и не вступившем поэтому в силу проекте Протокола к Энергетической Хартии по транзиту, статья 10(3) которого гласит, что «Транзитные Тарифы основываются на эксплуатационных и инвестиционных издержках, включая разумную норму прибыли»<sup>29</sup>).

При этом произошел переход к оплате и экспорта, и транзита денежными средствами.

В 2005 г. Газпром заявил, что переводит все экспортные поставки добываемого в России газа на формулу привязки к стоимости замещения на европейском рынке газа. Поэтому с 1-го января 2006 г. экспортная цена поставляемого из России на Украину природного газа стала определяться как средневзвешенная величина по смеси из двух источников его происхождения (добываемого в России и добываемого в Средней Азии) с разными механизмами ценообразования (а, значит, и с разными ценами) для каждого источника происхождения экспортного российского газа.

Таким образом, с 01.01.2006 (и до 01.01.2009) экспортное ценообразование на газ, поступающий из России на Украину, было разным для газа разного происхождения:

- для газа российского происхождения экспортное ценообразование велось обратным счетом от кривой спроса на газ на экспортном рынке в Европе, т.е. методом нэт-бэк от стоимости замещения на рынке Евросоюза (т.е. минус стоимость транспортировки до российско-украинской границы);
- для газа среднеазиатского происхождения – прямым счетом от кривой предложения, т.е. методом «нэт-форвард» («кост-плюс») от уровня предельных издержек соответствующей среднеазиатской страны-экспортера. При этом эту цену можно обозначить не столько как «кост-плюс», а, скорее, как «кост-плюс-плюс», поскольку определяемая сторонами (Газпромом и соответствующей государственной нефтегазовой компанией среднеазиатской страны-экспортера) переговорная цена на внешней границе страны-

<sup>28</sup> «Тарифы за транзит газа в отдельных странах ДЭХ» (Секретариат Энергетической Хартии, 2006).

<sup>29</sup> [http://www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/document/CC251.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/CC251.pdf)

экспортера Средней Азии имела некоторую переговорную надбавку. В итоге на российско-украинской границе это была уже цена «кост-плюс-плюс» на среднеазиатской границе плюс издержки транспортировки газа от соответствующей среднеазиатской границы до границы России с Украиной.

Что это означало экономически для страны-импортера (Украины)? Это означало, что страна получала повышенную, по сравнению с существовавшей ранее, цену на импортируемый ею газ, но эта новая цена была существенно меньше, чем если бы она вся определялась по формуле привязки к стоимости замещения газа в Западной Европе.

В период 1998-2006 гг. политическая цена на российский газ на российско-украинской границе составляла 50 долл./тыс. куб. м (условная «бартерная» цена российского газа, рассчитываемая в качестве компенсации за транзитные услуги). До этого времени такая цена составляла 80 долл./тыс. куб. м, то есть в 1998 г. она была снижена почти наполовину, видимо, вследствие того, что случившийся в мире в 1997 г. азиатский финансово-экономический кризис привел к резкому снижению мировых цен на нефть, достигших на следующий год своего исторического минимума порядка 8 долл./барр. После 1998 г. нефтяные цены пошли вверх, но номинальные расчетные экспортные цены российского газа оставались на том же уровне.

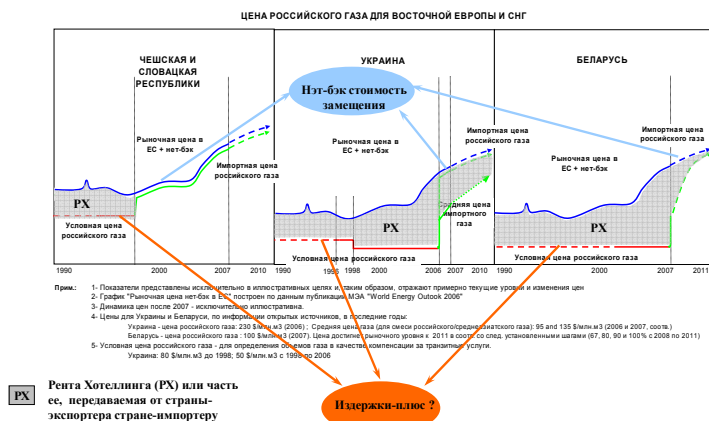
На первую половину 2006 г. средневзвешенная экспортная цена на российский газ для Украины была определена на уровне 95 долл./тыс. куб. м, то есть выросла почти в два раза. В то же время экспортная цена на российский газ российского происхождения, рассчитанная для российско-украинской границы по формуле нет-бэк от стоимости замещения газа в ЕС, составляла тогда же 230 долл./тыс. куб. м. Таким образом, перевод ценообразования на полностью рыночные цены привел бы почти к пятикратному росту экспортной цены российского газа для Украины, т.е. более чем к вдвое большему росту цены, чем произошедший на самом деле (рис. 9).

Замедление роста экспортных цен на газ для Украины при переходе к рыночно ориентированному ценообразованию стало возможным потому, что большая часть поставляемого на Украину газа – это газ среднеазиатского происхождения, на который экспортная цена по прежнему определялась по формуле «издержки-плюс-плюс» плюс стоимость транспортировки до российско-украинской границы. И лишь меньшая часть газа – это газ российского происхождения с ценовой формулой стоимость замещения на рынке ЕС минус стоимость транспортировки до этого рынка от российско-украинской границы. Таким образом, к российско-украинской границе подходили два потока газа (российского и среднеазиатского происхождения) с разными механизмами ценообразования и уровнями цен. Эти потоки смешивались в единую экспортную



смесь (именно для этого – с экономической точки зрения – и было нужно образование нового юридического лица, на балансе которого и происходило бы такое смешивание и формирование экспортной цены) со средневзвешенной ценой российского газа для Украины.

**Рисунок 9. ЦЕНЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РОССИЙСКИЙ ГАЗ ДЛЯ ЕС И СТРАН ПО ТРАССЕ ЭКСПОРТНОГО ТРУБОПРОВОДА – И РЕНТА ХОТЕЛЛИНГА**



Источник: «Цена энергии: Международные механизмы формирования на нефть и газ», СЭХ, 2007, с.194

Прямые экономические выгоды такой промежуточной схемы экспортного ценообразования на газ для страны-импортера очевидны: использование такой схемы смешивания газовых потоков с разными механизмами, а, значит, и уровнями ценообразования, давало в 2006-2008 гг. относительно более низкую экспортную цену российского газа для Украины и обеспечивало для этой страны более мягкий и менее болезненный переход к рыночным (рыночно ориентированным) схемам ценообразования на газ.

Предполагалось, что ежегодно по согласованному графику (например, раз в полгода) уровень цен на газ российского и среднеазиатского происхождения будет пересматриваться, что будет давать «на выходе» новый уровень экспортных цен на газ на российско-украинской границе, что в итоге обеспечит постепенное сближение цены импортируемого Украиной газа с ценами, рассчитанными по принципу нет-бэк от стоимости замещения газа на рынке ЕС.

Что означал применявшийся в 2006-2008 гг. механизм формирования цен на экспортируемый в Украину газ для стран-производителей-экспортеров? Кому доставалась ресурсная рента в этой ситуации? Кто

обеспечивал такой более мягкий переход Украины к рыночным ценам на разных этапах этого перехода?

По газу российского происхождения в 2006-2008 гг. и рента Риккардо, и рента Хотеллинга доставались стране-производителю.

По газу среднеазиатского происхождения рента Риккардо также доставалась стране-производителю (Туркменистану, Узбекистану, Казахстану). Но при таком механизме ценообразования, какой существовал в 2006-2008 гг. между Россией, Украиной и среднеазиатскими странами-экспортерами, часть ренты Хотеллинга по газу среднеазиатского происхождения распределялась между соответствующим государством Средней Азии, его производящим, и страной, его потребляющей, т.е. Украиной.

В период 2006-2008 гг. схема поставок была организована таким образом, что среднеазиатский газ замыкался на конечном рынке Украины, ибо был введен контрактный запрет на перепродажу импортируемого из России газа, то есть на его реэкспорт в страны ЕС (более подробно об организации контрактных поставок газа на Украину в этот период – см. в следующем разделе). Это создавало экономически обусловленные предпосылки Правительству Украины сдерживать рост цен на газ на внутреннем рынке – причем использовать получаемую льготу именно и только по этому направлению деятельности, – чтобы смягчить прямые негативные социально-экономические последствия перехода на рыночно ориентированные механизмы ценообразования и вызванного этим переходом повышения цен на газ для потребителей. В то же время, запрет на реэкспорт по «европейским» ценам российского газа среднеазиатского происхождения не давал возможности Украине монетизировать часть ренты Хотеллинга через механизмы внешней торговли, поскольку получаемые таким образом доходы поступали бы в бюджет, обезличивались и могли бы быть использованы на иные направления деятельности, не обязательно связанные со смягчением социально-экономических последствий для населения и иных категорий потребителей газа на Украине<sup>30</sup>.

Таким образом, до 2006 г. плавность перехода к рыночным ценам Украине обеспечивала Россия и среднеазиатские страны-экспортеры; в период 2006-2008 гг. плавность перехода к рыночным ценам для Украины обеспечили среднеазиатские страны-экспортеры газа (Туркменистан, Узбекистан, Казахстан). С 2009 г. эту плавность перехода для Украины снова стала обеспечивать Россия.

В случае с Белоруссией, после 30 декабря 2006 г. транзит и экспорт российского газа были контрактно разделены, оплата за экспорт и транзит стала производиться денежными средствами. Однако белорусская

---

<sup>30</sup> Более подробно о соглашении от 4 января 2006 г. и его последствиях см.: А.Конопляник. 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 (доступно на: [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)).

ситуация несколько отличается от украинской, во-первых, поскольку туда поступает газ только российского происхождения, во-вторых, поскольку переход на рыночно ориентированное ценообразование происходил с Белоруссией год спустя после «украинского перехода». Накопленный опыт учит, поэтому алгоритм выхода на европейский механизм ценообразования и на европейский уровень цен и способ смягчения этого выхода был выбран в случае с Белоруссией иной, чем для Украины.

Поскольку весь газ, поступающий в Белоруссию, – это газ российского происхождения, то обеспечить пониженный уровень экспортных цен за счет смешения потоков (как это было в случае с Украиной) в данном случае не представлялось возможным. В то же время Россия осознанно шла (это было ее суверенное решение) на предоставление Белоруссии, также как и Украине, переходного периода с пониженными экспортными ценами на газ.

Для Белоруссии была выбрана схема определения базисной «европейской» цены и системы изменяющихся (уменьшающихся со временем) понижающих коэффициентов к этой цене на переходный период. Базисная экспортная цена для Белоруссии определялась так же, как экспортная цена для газа российского происхождения при его поставках в другие страны (в том числе, и на Украину), то есть обратным счетом (методом «нэт-бэк» от кривой спроса) – как стоимость замещения газа на рынке ЕС минус стоимость транспортировки до этого рынка от российско-белорусской границы. Таким образом, базисная цена определялась как чисто рыночная цена российского газа при поставках в Европу, уровень которой должен был изменяться в соответствии с динамикой рыночной конъюнктуры.

Было установлено, что экспортная цена поставок российского газа в Белоруссию должна достичь уровня базовой цены лишь в 2011 г., а до этого времени в отношениях между двумя странами будет существовать переходный период с пониженными, относительно соответствующей базовой цены на этот год, уровнями экспортных цен на газ для Белоруссии. Были установлены фиксированные понижающие коэффициенты от уровня базовой цены на каждый год: 67% для 2008, 80% для 2009, 90% для 2010 и 100% для 2011 года (см. рис. 9). Цена на 2007 г. была согласована сторонами в размере 100 долл./тыс.куб.м. Это было вдвое выше экспортной цены 2006 г. (47 долл./тыс.куб.м), но почти в 2.5 раза ниже цены, рассчитанной по принципу нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС. При этом половина повышения экспортной цены будет оплачена Россией акциями Белтрансгаза равными ежегодными траншами, чтобы к 2011 г. был достигнут паритет 50:50 в создании российско-белорусского СП на его основе.

2011 г. в качестве даты вывода экспортной цены для Белоруссии на «базовый» рыночный уровень был выбран не случайно: именно в 2011 г., в

соответствии с ноябрьским 2006 г. Постановлением Правительства России, было намечено вывести цены на газ на внутреннем рынке России на принцип равнодоходности на устье скважины экспортных (за вычетом транспортных затрат и экспортной пошлины) и внутренних сделок. При этом темп вывода экспортных цен для Белоруссии на рыночный уровень определялся в соответствии с заложенным в этом Постановлении Правительства России темпом вывода к 2011 г. внутренних цен на газ для промышленных потребителей. Впоследствии, в связи с резким ростом мировых цен на нефть и привязанных к ним цен европейских газовых контрактов, правительственные прогнозы сроков перехода на принцип равнодоходности в определении цен на газ были отодвинуты на более позднюю перспективу, но это не отразилось на траектории повышения экспортных цен для Белоруссии до базового рыночного уровня.

Кому достается ресурсная рента в случае с Белоруссией при выбранной схеме вывода экспортных цен для нее на полностью рыночный уровень по данной схеме?

После 2007 г. рента Рикардо полностью достается стране-производителю (России). Рента Хотеллинга до 2011 г. распределяется между страной-производителем/экспортером (Россией) и импортером (Беларусью) во все увеличивающейся в пользу России пропорции. После 2011 г. вся ресурсная рента полностью должна доставаться России в случае, если условия соглашения сторон не будут пересмотрены.

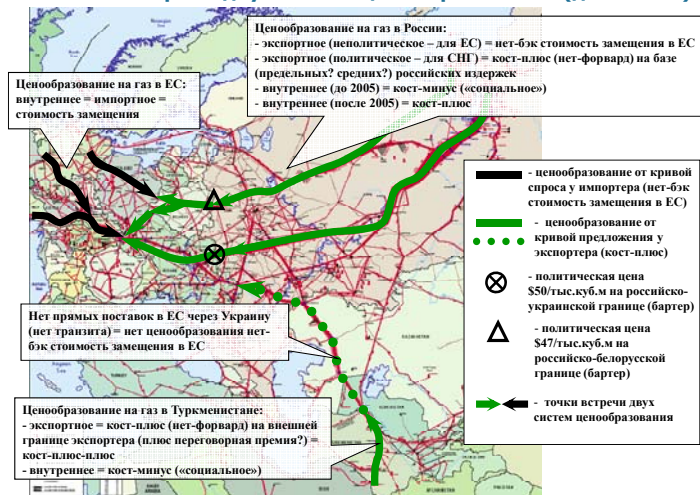
После распада СЭВ и СССР происходит «дрейф на восток» точки встречи двух систем ценообразования на газ в Европе.

Начиная с 1962 г., ценообразование на газ в ЕС, внутреннее и импортное, начинает перестраиваться на принцип расчета по стоимости замещения, и к 2006 г. этот принцип является доминирующим в Европе (незначительная часть сделок привязана к биржевому ценообразованию). С началом экспортных поставок советского газа в Европу в 1968 г., пункты сдачи-приемки советского газа по контрактам с компаниями ЕС находились на западной границе социалистического содружества. Основные пункты сдачи-приемки (Баумгартен, Вайтхаус) находились на западной границе страны-члена СЭВ Чехословакии. По западной границе СЭВ не только проходил водораздел между двумя политическими системами, но там же находились и точки встречи двух систем экспортного ценообразования на газ – политического (кост-плюс) и неполитического (нэт-бэк стоимость замещения) ценообразования. После распада системы СЭВ, а затем и Чехословакии, после заявленного стремления восточноевропейских стран вступить в состав ЕС и начала подготовки к этому вступлению (первые 10 стран – бывших членов СЭВ, в том числе теперь независимые от СССР/России и друг от друга суверенные Чехия и Словакия, стали членами ЕС 1 мая 2004 г.), в конце 1990-х годов произошел перевод контрактных отношений России с этими странами на

модернизированные Гронингенские ДСЭГК – и точки встречи двух систем ценообразования (политического кост-плюс и рыночного нет-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС) переместились с западных на восточные границы этих новых членов ЕС.

До 2006 г. (с Украиной) и 2007 г. (с Белоруссией) точка встречи двух систем экспортного ценообразования на российский газ (построенного прямым счетом – кост-плюс, и обратным счетом – нэт-бэк от стоимости замещения газа на рынке ЕС) находилась на западной границе этих стран (рис. 10).

**Рисунок 10. Российский газовый экспорт в Европу: «дрейф» точки встречи двух систем ценообразования (до 2006 г.)**



В России до и после 2006 г. был представлен широкий спектр механизмов ценообразования на внутреннем и экспортном рынке. Экспортное ценообразование на газ в России до 2006 г. существовало в двух вариантах:

- как экспортное неполитическое ценообразование на газ – для экспорта в страны ЕС на основе принципа нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС, который трансформировался в нэт-бэк от цены газа на границе Германии;
- экспортное политическое ценообразование на газ – для экспорта в страны СНГ на основе принципа кост-плюс (нэт-форвард) на базе российских издержек.

Внутреннее ценообразование на российском рынке до 2005 г. строилось по принципу кост-минус (его можно назвать «социальным»), после 2005 г. – по принципу кост-плюс (если исходить из сначала появившей-

ся, но потом неоднократно пересматриваемой информации о том, что именно в 2005 г. Газпром впервые перестал получать убытки от реализации газа на внутреннем рынке). Торги газом по свободным ценам на внутреннем российском рынке в рамках эксперимента "5+5" на площадке "Межрегионгаза" к 2006 г. еще не начались – они начнутся только через год, в 2007 г. (в связи с соответствующим Постановлением Правительства РФ от 2 сентября 2006 г. и приказом Минпромэнерго России от 31 октября 2006 г.).

Ценообразование на газ в странах-экспортерах Средней Азии (на карте (см. рис. 10) приведен пример Туркменистана, но то же самое в отношении экспортных цен можно говорить и про Казахстан и Узбекистан) также различалось:

- экспортное ценообразование в этих странах строилось по принципу *кост-плюс-плюс* (это значит *кост-плюс* (нэт-форвард) на внешней границе страны-экспортера плюс переговорная премия, что в итоге и дает искомую формулу «*кост-плюс-плюс*»), плюс стоимость транспортировки газа до российско-украинской границы,
- внутреннее ценообразование на газ (особенно в Туркмении, где цена газа определяется до настоящего времени даже не как *кост-плюс*, а как *кост-минус*) – как социальное.

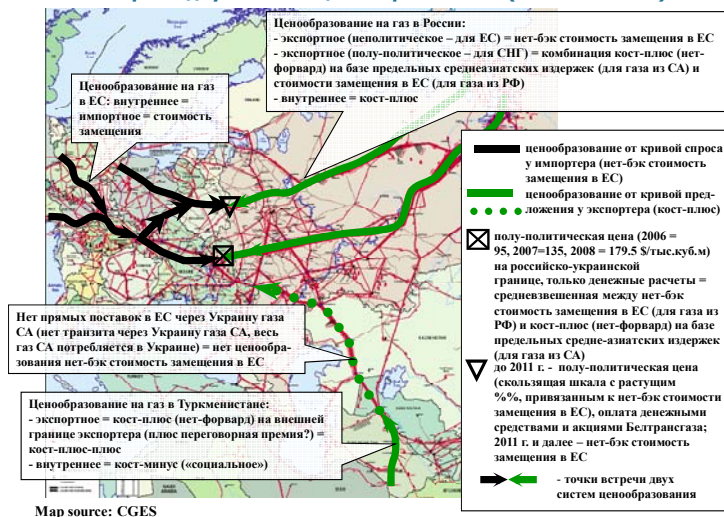
При этом отсутствовали поставки среднеазиатского газа в ЕС через Украину (запрет на реэкспорт и транзит через Украину – см. следующий раздел), поэтому технологическая цепочка для поставок газа из Средней Азии в Европу существовала, но была контрактно разомкнута. Альтернативных путей вывода среднеазиатского газа на европейский или иные рынки (кроме как продажа на своей внешней границе Газпрому) в то время не существовало. Поэтому оба этих фактора были основанием для неприменения на практике для газа среднеазиатского происхождения принципа ценообразования нэт-бэк к внешней границе среднеазиатской страны-экспортера от стоимости замещения на рынке ЕС.

Монополия Газпрома на закупки среднеазиатского газа продолжает оставаться предметом резкой критики многих отечественных и, особенно, зарубежных СМИ. Газпром обвиняют в том, что он, якобы, просто перепродает дешевый среднеазиатский газ на европейском рынке. Не вдаваясь в полемику, справедливости ради хочется отметить только один ни разу почему-то не встреченный мной в прессе аргумент экономического свойства: Газпром действительно до 2009 г. закупал на внешней границе среднеазиатских стран-экспортеров их газ по цене, привязанной не к стоимости замещения в Европе, а к (довольно низким) издержкам его производства в этих странах. Но ренту Хотеллинга в этой ситуации – при схеме поставок, организованной по соглашению от 4 января 2006 г. – получал не Газпром, а Украина. Именно среднеазиатские страны финансировали с 2006 г. до 2009 г. (путем передачи части ренты Хотеллинга стране-

потребителю среднеазиатского газа, то есть Украине) смягчение для Украины последствий перевода ценообразования на газ на постсоветском пространстве на рыночно ориентированные механизмы.

В 2006 г. точка встречи двух систем экспортного ценообразования на российский газ переместилась на российско-украинскую, и в 2007 г. – на российско-белорусскую границу, то есть с западной на восточную границы этих стран-импортеров и транзитных государств на пути в Европу российского газа. Отмеченные на предыдущем рис. механизмы ценообразования на газ в Европе и на постсоветском пространстве остались без изменений (рис. 11).

**Рисунок 11. Российский газовый экспорт в Европу: «дрейф на восток» точки встречи двух систем ценообразования (2006-2009 гг.)**



Таким образом, экспортное ценообразование для стран СНГ – основных импортеров и транзитеров российского газа – стало «полу-политическим», т.е. отражающим либо комбинацию принципов политического (кост-плюс) и рыночного (от стоимости замещения) ценообразования (Украина), либо рыночное ценообразование с уменьшающимся с течением времени дисконтом (Белоруссия). Полу-политическая цена для Украины растет (2006 г. – 95 долл./тыс. куб. м, 2007 г. – 135, 2008 г. – 179,5 долл./тыс. куб. м), при этом расчеты осуществляются только в денежной форме, а более низкая цена для Украины, чем рассчитанная от стоимости замещения российского газа в Европе, получается в результате применения механизма объединения двух потоков газа – среднеазиатского и российского происхождения – на ба-

лансовых счетах посредника (компания РосУкрЭнерго), о чем речь пойдет далее.

Дата и алгоритм выхода на полностью рыночную экспортную цену российского газа для Украины соглашением от 4 января 2006 г. не установлены, в то время как для Белоруссии установлены и время выхода (2011 г.) и алгоритм такого выхода (см. рис. 9). До этого момента экспортная цена для Белоруссии также может характеризоваться как полуполитическая.

Из данных рис. 9 очевидно, почему переход от политического на рыночное ценообразование со странами Восточной Европы прошел довольно гладко, без острых политических дискуссий и международного резонанса, в то время как сглаженный, смягченный вариант перехода от политического даже не к рыночному, а к полуполитическому ценообразованию на газ с Украиной (зимой 2005-2006 и 2008-2009 гг.) и Белоруссией (зимой 2006-2007 гг.) вызвал такие ожесточенные споры и такой острый международный резонанс.

1998 г. – это год второго в современной истории (после 1986 г.) «нефтяного анти-кризиса». После финансового кризиса в Азии в 1997 г. цены на мировом нефтяном рынке рухнули и на рынке розовых сделок доходили до 8 долл./баррель. Контрактная цена на газ привязана, обычно с 6-9-месячным лагом запаздывания, к цене на нефть и нефтепродукты, поэтому для потребителя (для импортера) это время было наиболее выигрышным для перехода от политических цен к ценам рыночным, потому что величина ренты Хотеллинга (величина этой дополнительной оплаты, которая вводилась в цену и возвращалась стране-экспортеру) была в данных рыночных условиях минимальна.

Так, в случае с Чехией и Словакией, разрыв между рыночными и политическими ценами накануне перехода составлял менее 10 долл./тыс.куб.м при тенденции к дальнейшему сокращению (см. рис. 9). К тому же у этих стран если и отсутствовали внутренние стимулы переходить на рыночные цены и ценообразование (правительство какой же страны хочет добровольно увеличить свои импортные расходы?), то у них существовали мощные внешние стимулы сделать это: подготовка к вступлению в ЕС требовала перевода национального законодательства и контрактной практики на нормы ЕС (а значит, требовала перехода к модернизированной Гронингенской модели ДСЭГК), но при этом открывала возможность перед этими странами рассчитывать на получение материальных компенсаций от ЕС в рамках программ помощи новым членам Организации. Поэтому сравнительная экономическая и политическая значимость перехода на рыночное ценообразование на импортируемый из России газ для этих стран была не очень велика по своим последствиям.

В случае с Украиной и Белоруссией ситуация была кардинально иной, поскольку эти страны переходили на новые механизмы ценообра-



зования и вызванные этим новые – более высокие – уровни импортных цен не только в другое время (соответственно зимой 2005-2006 гг. с Украиной и зимой 2006-2007 гг. с Белоруссией), но и – что более важно – при иной экономической конъюнктуре.

После 2003 г. на мировом рынке нефти начался резкий устойчивый рост цен<sup>31</sup>. Поэтому, в связи с привязкой контрактных цен на газ к ценам на нефть, пошли с временным лагом вверх и рыночные цены на газ. Масштаб единовременного перехода существовавших до того политических цен на рыночные во взаимоотношениях России с отдельными странами СНГ означает экономическую цену вопроса (размер ренты Хотеллинга, которую потребует вернуть стране-производителю). Для России сохранять экспортное политическое ценообразование на газ и еще дольше не переходить на рыночные (хотя бы и с дисконтом) цены, означало бы отдавать все большую и увеличивающуюся все более быстрыми темпами часть ресурсной ренты стране-импортеру в то время, когда новое политическое руководство Украины четко заявило о своей переориентации во внешней политике с России на Евросоюз. В этих условиях продолжать сохранять политическое ценообразование, не только не получая ответных преференций в настоящее время, но и не ожидая их и в перспективе, было бы, мягко скажем, экономически неразумным и требовало перевода экономических (внешнеторговых) отношений с Украиной из преференциальных в равноправные, то есть на такие же взаимоотношения, как и с другими третьими странами.

Понятно, что и для Украины, и для Белоруссии это был чрезвычайно болезненный переход. При этом этот переход был тем более болезненным для обоих импортеров, чем более он откладывался во времени. Скажем, будь этот переход осуществлен до 2003 г. (например, в то же время, что и с Чехией и Словакией, то есть в период минимальной ценовой конъюнктуры на рынке нефти), он, очевидно, прошел бы гораздо менее болезненно и вызвал бы менее острые политические дебаты, чем в реальное время перехода на новые – для стран СНГ, но традиционные для становящейся для них эталоном Европы – механизмы экспортного ценообразования на газ.

Так, если бы переход на рыночные экспортные цены для Украины был осуществлен в 1998 г., на минимуме нефтяных цен, то разрыв между рыночными и политическими ценами составил бы порядка 15 долл./тыс. куб. м, а во время фактического перехода, зимой 2005-2006 гг., этот разрыв составлял уже примерно 160 долл./тыс. куб. м и

---

<sup>31</sup> См. например: М.Белова, А.Конопляник. *Почем и почему? Некоторые причины роста цен на нефть и прогнозы дальнейшего развития событий.* – «Нефть России», август 2004, № 8, с. 106-109; Они же. *Неудержимые издержки. Мировые цены на нефть идут на поводу у научно-технического прогресса.* – «Нефть России», сентябрь 2004, № 9, с. 80-83 (доступно на: [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)).

имел тенденцию к дальнейшему росту. Для Белоруссии «цена вопроса» (разница между политическими и рыночными ценами) была еще выше, чем для Украины, из-за более позднего времени перехода к рыночно ориентированному ценообразованию на экспортируемый в Белоруссию Россией газ: если бы этот переход был осуществлен в 1998 г., цена вопроса была бы примерно 25 долл./тыс. куб. м, а ко времени фактического перехода (к концу 2006 г.) этот разрыв вырос до более чем 170 долл./тыс.куб.м и также сохранял тенденцию к росту (см. рис. 9). При этом дополнительную остроту обсуждению вопроса перехода на европейскую формулу цены и европейские цены с Белоруссией придавал тот факт, что Россия и Белоруссия являются членами единого Союзного государства.

Поэтому понятно, что даже облегченный вариант перехода к новым механизмам ценообразования и новым уровням экспортных цен на российский газ (не скачком, как с Чехией и Словакией, а с замедлением, с дисконтом) при таких накопленных разрывах между действовавшими политическими и вводимыми рыночно ориентированными, но пока что полу-политическими ценами, означал существенное дополнительное экономическое бремя для стран-импортеров. При этом принудительной внешней мотивации к такому переходу, как в случае со странами-кандидатами в ЕС, ни у Украины, ни у Белоруссии не наблюдалось. Именно в этом заключается, на мой взгляд, экономическое объяснение, почему и тот, и другой переход сопровождались довольно жесткими политическими комментариями и дебатами в СМИ и на межгосударственном уровне – экономическая цена вопроса была слишком высока.

#### **Россия-Украина: контрактная структура газовых поставок и ее влияние на ценообразование и цены**

Разработанная и подписанная сторонами 4 января 2006 г. контрактная схема поставок российского газа российского и среднеазиатского происхождения на Украину по полу-политическим пониженным ценам, требовала введения в цепочку поставок газа между Россией и Украиной промежуточных (посреднических) структур. Такие структуры появились – их было две: РосУкрЭнерго (РУЭ) и УкрГазЭнерго (УГЭ)<sup>32</sup>. Каждая из них решала определенную экономическую задачу, необходимую для того, чтобы схема обеспечения пониженных экспортных цен на газ для Украины и постепенного выведения их на европейский (нэт-бэк от стоимости замещения газа на рынке ЕС) уровень могла работать.

Задача первого посредника – компании РУЭ – собрать на своем балансе два потока газа разного происхождения, с разными механизмами ценообра-

---

<sup>32</sup> С февраля 2008 года вместо УГЭ с теми же целями и задачами на рынке Украины работает компания Газпром-Сбыт-Украина.

зования и уровнями цен, смешать их с тем, чтобы давать на выходе пониженную, относительно европейской, экспортную цену для Украины.

Компания РосУкрЭнерго – это совместное предприятие, где 50% принадлежит российской компании Газпром, а вторые 50% – стали в итоге принадлежать компании Центрагаз холдинг, контролируемой украинскими предпринимателями Д.Фирташом и И.Фурсиным (в пропорции 90:10).

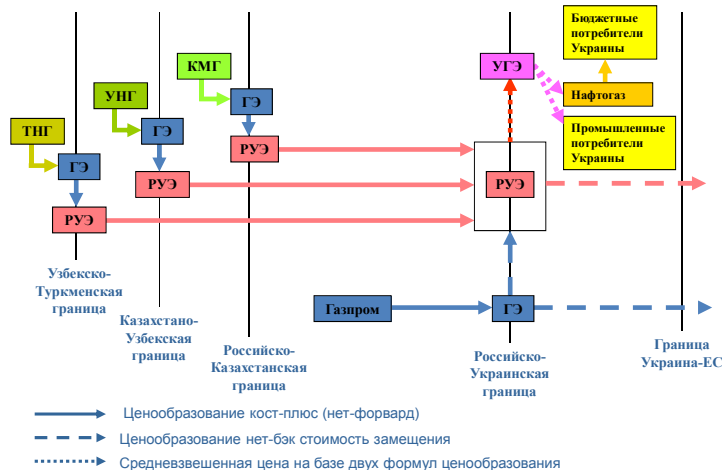
Компания УкрГазЭнерго – это совместное предприятие, учрежденное 1 февраля 2006 г., где 50% принадлежит компании РУЭ, а другие 50% – компании Нафтогаз Украины. Уставной целью УГЭ является реализация, и только на внутреннем украинском рынке, промышленным (то есть более платежеспособным, чем бытовые) потребителям закупаемого у РУЭ газа. Таким образом, компания УкрГазЭнерго являлась иной институциональной (корпоративной) формой защиты экономически согласованных интересов сторон – аналогом «оговорок о пунктах конечного назначения» в ДСЭГК. УГЭ предотвращает возможность ре-экспорта более дешевого импортного газа Украиной в страны ЕС и своими уставными задачами, по сути, нацелена именно на смягчение финансового (ценового) бремени для украинских потребителей от роста цен на импортный газ.

Согласованная сторонами 4 января 2006 г. схема поставок российского газа российского и среднеазиатского происхождения на Украину в период 2006-2008 гг. работала следующим образом.

На внешней границе соответствующей страны-экспортера Средней Азии (то есть на туркменско-узбекской, узбекско-казахской или казахско-российской границе) соответствующая национальная компания-производитель газа (Туркменнефтегаз, Узбекнефтегаз или Казмунайгаз) продавала экспортные объемы газа по ценам «кост-плюс-плюс» компании Газпромэкспорт (100%-ному внешнеторговому подразделению Газпрома), которая здесь же перепродавала эти объемы компании РУЭ. РУЭ обеспечивала (номинально или фактически) транспортировку этого газа до российско-украинской границы, где дополнительно получала необходимые для сведения баланса экспортных поставок на Украину объемы газа российского происхождения. Если газ среднеазиатского происхождения на российско-украинской границе оказывался на балансе РУЭ по цене кост-плюс-плюс (фоб соответствующая среднеазиатская граница) и плюс стоимость транспортировки до Украины, то газ российского происхождения – по цене нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС (де факто – нэт-бэк от экспортной цены газа на границе Германии) (рис. 12).

На российско-украинской границе эти два потока объединялись на балансе РУЭ и экспортный российский газ российского и среднеазиатского происхождения по усредненной цене продавался компании УГЭ для реализации на внутреннем (и только на внутреннем) рынке Украины.

**Рисунок 12. Организация российско-украинской газовой торговли после 4 января 2006 г.: роль посредников РУЭ и УГЭ**



Итак, формирование такой схемы поставок российского газа среднеазиатского и российского происхождения на Украину через систему двух посредников (РУЭ и УГЭ с приведенной корпоративной структурой) позволяло, во-первых, избежать ценовой конкуренции российского и среднеазиатского газа на европейском рынке и транзита среднеазиатского газа (в контрактно-юридическом понимании термина «транзит») через территорию России в Европу. Во-вторых, смягчало для Украины последствия перехода к «европейским формулам» ценообразования и «европейской цене» газа (неизбежный результат заявленного Украиной стремления стать членом ЕС или, как минимум, членом Договора об энергетическом сотрудничестве ЕС со странами Юго-Восточной Европы) путем объединения потоков поставляемого на Украину газа российского и среднеазиатского происхождения, полученного от Газпрома/ГазпромЭкспорта, и расчета пониженной средневзвешенной импортной цены этого газа для Украины. Избежать ценовой конкуренции российского и среднеазиатского газа на европейском рынке в рамках данной схемы позволило формирование УГЭ, обеспечившее возможность избежать угрозы перепродажи более дешевого, чем европейская цена, импортного газа Украиной по более высоким европейским (стоимость замещения на рынке ЕС) ценам.

И тем более не в интересах Газпрома/России было предоставлять Нафтогазу (или какой угодно иной компании) возможность прямых закупок по ценам кост-плюс среднеазиатского газа с правом его прокачки по газотранспортной системе Газпрома в направлении Украины и далее

в Европу для продажи по европейским (стоимость замещения на рынке ЕС) ценам. В этом случае более низкие издержки добычи среднеазиатского газа и более короткое плечо его транспортировки до границы ЕС по сравнению с российским делали бы возможным использование ценового арбитража к ущербу для монопольного российского экспортера.

В 2008 г. в схему поставок с РУЭ и УГЭ были внесены корректировки. В марте 2008 г. Газпром и Нафтогаз Украины подписали соглашение о развитии отношений в газовой сфере. В 2008 г. на Украину поставлялся газ центрально- и среднеазиатского происхождения объемом не менее 55 млрд. куб. м по цене 179,5 долл./тыс. куб. м. Покупателем газа на границе с Украиной являлся "Нафтогаз Украины" (см. рис. 13). В соответствии с соглашением, с 1 мая 2008 г. прямые поставки газа промышленным потребителям Украины в объеме 7,5 млрд.куб.м./год осуществляет 100-процентное дочернее общество ОАО "Газпром" – ООО "Газпром сбыт Украина". Цена поставки газа в Украину в 2008 г. выросла до 179,5 долл./тыс.куб.м по сравнению со 130 долл./тыс.куб.м в 2007 г. и 95 долл./тыс.куб.м газа в 2006 г. При этом ставка транзита была увеличена в 2008 г. с 1,6 до 1,7 долл./тыс. куб. м газа на 100 километров.

**Рисунок 13. Схема организации поставок газа на Украину – до и после 1 января 2009 г.**



С января 2009 г. в схему поставок газа на Украину были внесены дальнейшие экономически обусловленные структурные изменения, вызванные продолжающимся развитием механизма ценообразования в направлении приближения его к «европейскому» (механизму ценообразования в рамках ДСЭГК Гронингского типа).

В соответствии с Меморандумом, подписанным Ю.Тимошенко и В.Путиным 2 октября 2008 г., с 1 января 2009 г. РУЭ должно было, вслед за УГЭ, уйти из цепочки поставок российского газа на Украину – поставки с января должны были осуществляться напрямую Газпромом Нафтогазу Украины (см. рис. 13).

Многие говорят (особенно в украинском политическом истеблишменте), что то, что убрали посредников – это большая политическая победа нынешнего украинского правительства (об этом больше и чаще других говорит сама Ю.Тимошенко). Однако должен заметить, что после перевода экспортного ценообразования на среднеазиатский газ, закупаемый Россией, на такой же механизм ценообразования, что и на российский экспортный газ, просто отпала экономическая надобность иметь в цепочке экспортных поставок газа от Средней Азии до Украины посредника, основной целью которого являлось выравнивать экспортную цену и обеспечивать ее пониженный уровень при поставках газа на Украину за счет смешивания на своем балансе двух потоков газа, российского и среднеазиатского происхождения, с разными механизмами ценообразования и уровнями цен. Так что уход РУЭ из цепочки газоснабжения – это не столько политическая победа украинского правительства, сколько победа экономической целесообразности.

#### **Россия-Украина-Средняя Азия: новые явления в ценообразовании на газ с 2009 г.**

Знаковым событием в дальнейшем развитии ценообразования на газ на пост-советском пространстве должен был стать российско-украинский Меморандум о сотрудничестве в газовой сфере от 2 октября. Если бы не российско-украинский газовый кризис января 2009 г., то контракт, подписанный сторонами 19 января 2009 г., был бы подписан раньше и на других условиях – на условиях именно октябрьского Меморандума сторон. Принципиальная разница была бы в одном пункте: Меморандум 2 октября 2009 г. предусматривал трехлетний переходный период для Украины на полностью рыночные цены, в то время как подписанный 19 января 2009 г. контракт установил лишь однолетний такой переходный срок.

Но по порядку. В соответствии с российско-украинским Меморандумом от 02.10.2009, подписанным Премьерами двух стран, предполагалось с января 2009 г., сохранив контрактное разделение транзита и экспорта, а также оплаты денежными средствами экспортных поставок и услуг по транзиту, перевести все экспортное ценообразование на поставки газа на Украину на одинаковый механизм ценообразования для газа российского и среднеазиатского происхождения – обратным счетом (методом нэт-бэк) от кривой спроса, то есть на принцип стоимость за-

мещения газа на рынке ЕС минус стоимость транспортировки до пунктов сдачи-приемки газа на рынке ЕС от:

- российско-украинской границы – для газа российского происхождения,
- туркменско-узбекской (узбекско-казахской, казахско-российской) границы – для газа среднеазиатского происхождения.

При этом весь среднеазиатский газ, поставляемый на Украину, продолжал бы закупаться Газпромом/ГазпромЭкспортом на соответствующей внешней границе страны-экспортера Средней Азии, что продолжало бы исключать его транзит (в контрактно-юридическом понимании этого термина) через Россию.

В отношении экспортной цены газа на российско-украинской границе в Меморандуме говорилось о переходе к «рыночной цене» для Украины в течение трех лет (2009-2011), но в нем не содержалось ни ценовой формулы базовой рыночной цены, ни системы понижающих коэффициентов. Поскольку Меморандум был обнародован за два месяца до конца года (именно к этой дате обычно, хотя и не совсем удачно для наших климатических условий, приурочено перезаключение российских газовых контрактов), то за это время и должны были быть определены конкретные параметры переходного периода с неким подобием «белорусской дисконтной формулы». Меморандум предполагал перевод экспортного ценообразования с Украиной на механизм, подобный тому, который был использован в конце 2006 г. в соглашении с Белоруссией и представлял бы систему понижающих коэффициентов, которые, уменьшаясь с течением времени, к концу 3-го года (в 2011 г.) выводили бы российские экспортные цены для Украины на уровень европейских рыночных цен.

Кому достается ресурсная рента, начиная с 2009 г.?

Рента Риккардо – стране-экспортеру для газа российского и среднеазиатского происхождения.

Рента Хотеллинга для газа среднеазиатского происхождения достается стране-экспортеру, а для газа российского происхождения – делится между страной-экспортером (Россия) и страной-импортером (Украина) в объемах, обеспечивающих льготную цену на весь импортируемый Украиной газ. Поскольку ценовых скидок при закупках среднеазиатского газа не предполагалось, это означает, что весь объем предоставляемых Украине скидок с экспортной цены на весь объем поставляемого ей газа шли бы за счет газа российского. Фактически это означает, то для газа российского происхождения ценовой дисконт был бы существенно повышенным, поскольку он должен был бы покрыть объем льгот по всему объему поставок газа российского и среднеазиатского происхождения при том, что на Украину поставляется преимущественно газ, добываемый в Средней Азии.

Меморандум 2 октября 2008 г. не был воплощен в договорную практику, поскольку случился российско-украинский газовый кризис января 2009 г. Поэтому 19 января 2009 г., по завершении этого кризиса, сторонами был подписан 10-летний экспортный контракт по схеме модифицированного Гронингенского ДСЭГК, в основу которого была положена скорректированная версия октябрьского меморандума сторон.

Истоки январского кризиса 2009 г. отчасти уходят корнями в январь 2006 г., когда был сделан большой, но не полномасштабный шаг вперед в переводе экспортного ценообразования на газ от политического к рыночно ориентированному. Оставшиеся не до конца проясненными в январе 2006 г. детали (результат действия двух различных систем ценообразования на газ российского и среднеазиатского происхождения для Украины) дали о себе знать в начале 2008 г.

В начале зимы 2008 г. на Украине возник дополнительный спрос на газ. Но при этом уменьшились поставки среднеазиатского газа. Возросший неудовлетворенный спрос был покрыт газом российского происхождения, что вызвало вопрос – по какой цене Украина должна оплачивать сверхнормативные (в дополнение к законтрактованным) экспортные поставки ей российского газа: по льготной цене 179,5 долл./тыс.куб.м (средневзвешенная цена газа российского и среднеазиатского происхождения в 2008 г. для Украины) или по экспортной цене российского газа 320 долл./тыс.куб.м? Возникшая дискуссия (позиции сторон понятны) привела к тому, что за время обсуждения проблемы к концу года накопились в виде штрафных санкций оспариваемые Украиной пени в размере 614 млн. долл.

Меморандум 2 октября 2008 г. однозначно заявлял, что новый экспортный контракт и новая система ценообразования вступят в действие с 1 января 2009 г., включая трехлетний льготный период, только если задолженность Украины будет погашена полностью до подписания контракта. Но две страны понимали понятие «задолженность» по-разному: Украина – только как сумму основного долга, рассчитанную к тому же по более низким ценам, Россия – как сумму основного долга, рассчитанную к тому же по более высоким ценам, плюс проценты и пени. Основная сумма долга была погашена Украиной 31 декабря 2008 г., пени (оспариваемые страной) не были погашены. В итоге новый (10-летний) экспортный контракт на условиях Меморандума от 02.10.2008 не был подписан до 1 января, то есть до того, как старый (предыдущий годовой контракт) истек. Как результат – экспорт на Украину был прекращен 1 января 2009 г. в 10-00.

О событийной канве российско-украинского газового кризиса в январе 2009 г. написано довольно много – еще раз излагать череду событий не является целью этой работы. Поэтому отметим кратко основные вехи. После прекращения экспортных поставок российского газа на Украину сразу же встал вопрос об источниках покрытия потребности в компрессорном газе



(топливный газ, использующийся для привода компрессоров, обеспечивающих функционирование украинской газотранспортной системы, в том числе, прокачку транзитных объемов). Украина ранее поставляла этот газ на свои компрессорные станции из импортируемых из России объемов, однако, уже в декабре 2008 г. поставила вопрос об источниках его поставок (что этот газ должен входить в транзитные объемы), а после остановки российского экспорта в январе стала забирать необходимые объемы компрессорного газа (21 млн. куб. м/сутки) из потоков транзитного газа. В ответ Россия стала уменьшать ежедневные транзитные объемы на величину этого несанкционированного отбора газа. Уже в конце декабря было понятно, что вопрос об источниках поставок компрессорного газа будет Украиной оспариваться (это следовало из заявлений как политического руководства Украина, так и руководства компании Нафтогаз Украины), и понятно было, что в случае остановки экспорта, приоритет будет ей отдан снабжению газом внутреннего рынка за счет собственной добычи (примерно 20 млрд.куб.м/год) и накопленного в подземных газохранилищах газа (примерно 26 млрд.куб.м к началу отопительного сезона в конце 2008 г.). Тем не менее, вместо использования «мягких» схем урегулирования спорных вопросов с Украиной, Россия пошла на «жесткие», но, тем не менее, находящиеся в правовом поле механизмы обеспечения контрактных соглашений.

После прекращения экспорта российского газа на Украину основной дефицит газа образовался на промышленном востоке страны, где потребляется, в основном, поступающий из России газ. Это привело к реверсу основных газовых потоков внутри украинской ГТС, поскольку основные объемы подземных газовых хранилищ Украины сосредоточены на западе страны. При этом было неясно, как поведет себя гидродинамика украинской ГТС при таких объемах реверсирования довольно изношенной системы (тренинги на такие объемы переключения потоков, насколько мне известно, не проводились ни на Востоке, ни на Западе) и поэтому существовали риски полномасштабного коллапса системы.

Имеется стойкое предположение, что без физического наличия внутри украинской ГТС экспортных (предназначенных для рынка Украины) объемов российского газа (а это почти 30% общего объема газа на рынке страны, включая транзитный, импортный и газ собственной добычи), то есть газовых потоков, идущих по украинской системе с востока на запад, эта газотранспортная система – при ее интегрированном характере (будучи не разделенной на транзитную и обслуживающую внутренний рынок) – просто не может функционировать в режиме обеспечения и внутреннего рынка (из имеющихся внутренних источников – собственной добычи и накопленных товарных запасов принадлежащего Украине газа в ПХГ) и транзитных поставок. При отсутствии экспортных поставок в страну и невозможности одновременно обеспечить в таких ус-

ловиях транзитные потоки и удовлетворять потребности внутреннего рынка, приоритет обеспечения внутренних потребностей Украины выходит на первый план, из чего вытекает неизбежная необходимость реверсирования газовых потоков с неясными гидродинамическими последствиями от их ширококомасштабного переключения для ГТС Украины.

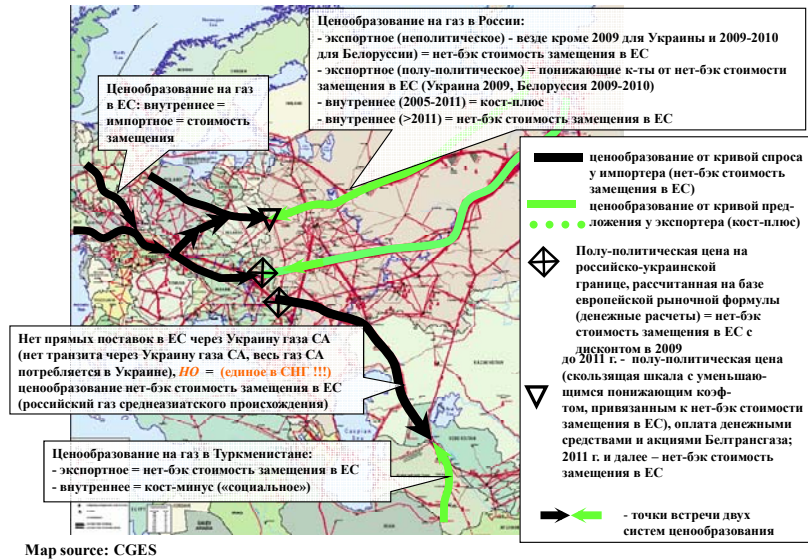
Несанкционированные отборы компрессорного газа Украиной из транзитных потоков и последовательное сокращение транзитных поставок Россией привели к «эффекту домино», и 7 января произошла полная остановка транзитных поставок. Для восстановления транзита потребовалось решение вопроса о (заполняющем трубу) технологическом газе, было выдвинуто предложение о создании международного консорциума для организации финансирования закупки необходимых объемов технологического газа (17.01.09 в Москве была проведена соответствующая международная конференция). 19 января новый экспортный контракт был подписан с датой вступления в силу 01.01.2009; транзит и экспорт были восстановлены в полном объеме.

Итоговое отличие условий нового контракта от предусмотренных Меморандумом от 02.10.2008, с моей точки зрения, заключается лишь в том, что вместо трехлетнего (2009-2011 гг.) в нем сохранился лишь годичный (2009 г.) переходный период с существованием льготных цен для Украины. То есть в результате январского газового конфликта Украина получила, в итоге, худшие, но все-таки полу-политические условия контракта, чем предполагалось тремя месяцами ранее. То есть Украина все-таки получила льготную цену (скидку с рыночной цены), но на меньший срок и меньшую по величине (накопленной за весь льготный период передаваемой ей Россией ренты Хотеллинга), чем она имела бы по условиям октябрьского Меморандума.

На самом деле, подготовка нового контракта, подписанного 19 января 2009 г., началась не в январе этого года, и даже не в октябре 2008 г., когда основные положения нового долгосрочного экспортного контракта между Россией и Украиной были приведены в октябрьском Меморандуме сторон, а много раньше, по-видимому, сразу после заключения 4 января 2006 г. сторонами новых газовых соглашений, разъединяющих контрактно экспорт и транзит и знаменующих начало движения в направлении «европейских» контрактов на экспорт и на транзит.

Итак, если вернуться к карте, отслеживающей дрейф на восток точки встречи двух систем экспортного ценообразования на российский газ (рис. 14), то с 1 января 2009 г. ценообразование на газ в ЕС осталось без изменений.

**Рисунок 14. Российский газовый экспорт в Европу: «дрейф на восток» точки встречи двух систем ценообразования (с 1 января 2009 г.)**



Экспортное ценообразование на газ в России стало неполитическим по всем экспортным направлениям в Европу и определяется по формуле нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС, кроме экспорта на Украину в 2009 г. и в Белоруссию в 2009-2010 гг. Для этих двух стран сохраняется экспортное полу-политическое ценообразование, но теперь организованное по единой методике – с понижающими коэффициентами от базисной рыночной цены, рассчитанной как нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС. Понижающий коэффициент для Украины на 2009 г. установлен в 20%, для Белоруссии – 20% и 10% на 2009 и 2010 гг. соответственно. Ценообразование на внутреннем российском рынке сохраняется в период 2005-2011 гг. на принципе кост-плюс, с 2011 г. (но скорее, уже позже) должно быть переведено для промышленных потребителей на принцип нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС.

Ценообразование на газ в Туркменистане на внутреннем рынке осталось социальным (кост-минус), а экспортное, также как и в Узбекистане и Казахстане, переведено на нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС. Весь среднеазиатский газ замыкается на рынке Украины через контрактную структуру с участием Газпром-Сбыт-Украина (см. рис. 13). Однако, следует помнить, что газ среднеазиатского происхождения поступает на Украину уже как российский газ, ибо он меняет титул собственника при продаже его структурам Газпрома на соответствующей внешней границе страны-экспортера Средней Азии.

Кто-то может выдвинуть соображение, что, поскольку транзита среднеазиатского газа через территорию Украины в страны ЕС не существует, то следовательно, экспортная цена, которую получают среднеазиатские экспортеры на своей внешней границе (рассчитанная от стоимости замещения на рынке ЕС), является более высокой, чем если бы она определялась по классической Гронингенской формуле, в соответствии с которой стоимость замещения газа определяется на рынке страны-потребителя (то есть Украины)<sup>33</sup>. Однако на это следует отметить, что запрет на ре-экспорт газа среднеазиатского происхождения Украиной (через уставные задачи сначала УкрГазЭнерго, а затем Газпром-Сбыт-Украина) в страны ЕС будет действовать, скорее всего, лишь в течение периода сохранения льготных цен для Украины. С момента введения для Украины экспортных цен, рассчитываемых по полномасштабной рыночной формуле (нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС), экономические стимулы для сохранения запрета на реэкспорт импортируемого страной газа просто перестанут существовать, так же как перестали с 2009 г. существовать стимулы для сохранения РУЭ в цепочке поставок газа на Украину после перехода в ценообразовании на газ российского и среднеазиатского происхождения на единую методологию формирования экспортной цены.

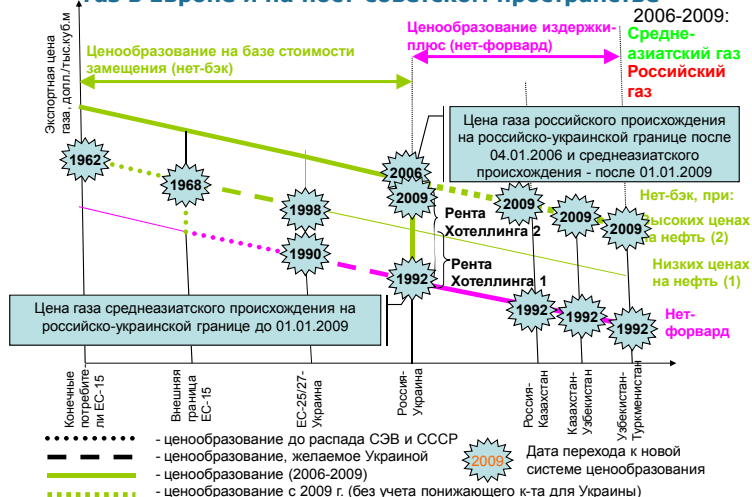
### **Выводы**

На европейском пространстве в 1962 г. началось формирование механизмов ценообразования на газ, построенных на принципе стоимости замещения в рамках Гронингенской модели ДСЭГК и ее последующих модификаций. Понадобилось почти 50 лет, чтобы этот универсальный механизм ценообразования (нэт-бэк от стоимости замещения газа на рынке конечного потребления) в рамках столь же универсальной контрактной структуры (ДСЭГК Гронингенского типа) шаг за шагом распространился не только на всю Европу, но и на все постсоветское пространство. Распространение этого механизма ценообразования шло от конечных потребителей – стран ЕС в направлении на восток. Эволюция экспортного ценообразования на газ в Европе и на постсоветском пространстве показана на рис. 15. На этом слайде представлены в сжатом виде все те эволюционные процессы в ценообразовании на газ, о которых говорилось в течение нашего семинара.

---

<sup>33</sup> *Элементы дискуссии на эту тему, в частности, – полемика автора с тогдашним помощником Президента РФ по экономическим вопросам А.Илларионовым, содержится в следующей работе автора: 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.*

**Рисунок 15. Эволюция экспортного ценообразования на газ в Европе и на пост-советском пространстве**



По оси абсцисс указаны страны, расположенные в рамках единой технологической производственно-сбытовой газовой цепи на пространстве от стран ЕС (потребители/импортеры – слева на оси) до государств России и Средней Азии (производители/поставщики/экспортеры – справа на оси):

- конечные потребители стран ЕС (страны «старого» ЕС – ЕС-15),
- внешняя граница ЕС-15 (пункты сдачи-приемки российского газа при поставках в страны-члены «старого» ЕС),
- внешняя граница нового ЕС (на которой расположены пункты сдачи-приемки газа при его поставках в «новые» страны-члены ЕС – ЕС-25/27) – западная граница Украины и Белоруссии,
- восточная граница России с Украиной и Белоруссией, на которой расположены пункты сдачи-приемки российского газа в эти страны, являющиеся также транзитными государствами для российского газа в Европу,
- границы соответствующих среднеазиатских поставщиков газа: Россия-Казахстан, Казахстан-Узбекистан, Узбекистан-Туркменистан.

Два принципа ценообразования показаны тремя параллельными линиями. Нижняя линия – это принцип ценообразования нэт-форвард. Средняя и верхняя линии – это принцип ценообразования нэт-бэк стоимость замещения для разных уровней цен на нефть. Более высоко расположенная линия – для более высоких цен на нефть, более низко расположенная линия – для более низких цен на нефть. Механизм переноса ценовых возмущений на рынке нефти на цену газа посредством фор-

мального расчета последней по принципу «нэт-бэк от стоимости замещения», приводящий к разным уровням цен на газ при разных уровнях цен на нефть, понятен. Цифры в много-конечных звездах соответствуют датам перехода на тот или другой принцип ценообразования в той или иной географической зоне. Из этого рисунка видно, где и когда этот переход был к большей выгоде для производителя (когда более высокие нефтяные цены обеспечивали экспортеру более высокую ценовую маржу от перехода), а где и когда он был к большей выгоде для потребителя (когда более низкие нефтяные цены обеспечивали экспортеру более низкую ценовую маржу от перехода), где он увеличивал риски перехода и напряженность перехода (в период более высоких нефтяных цен), а где он снижал напряженность перехода (в период более низких нефтяных цен).

Начальной точкой рассматриваемой на рис. 15 эволюции является 1962 г., когда фактически началась новая, можно говорить, эра в контрактных отношениях на газовом рынке – эра Гронингенского контракта. Это – период относительно низких и стабильных нефтяных цен (около 2 долл./барр.). Поэтому «стартовый» переход в ценообразовании на газ с кост-плюс на стоимость замещения, осуществленный внутри самого ЕС, начиная с 1962 г., произошел безболезненно.

В 1968 г. начались первые советские газовые поставки в Западную Европу в пункты сдачи-приемки на внешней границе ЕС-15. Это был все еще период низких и стабильных нефтяных цен со всеми вытекающими отсюда последствиями для ценообразования на газ.

После распада СЭВ и СССР произошел переход к ценообразованию кост-плюс для бывших стран СЭВ и бывших республик бывшего Советского Союза, который продержался большую часть 1990-х годов.

В конце 1990-х годов произошел переход на новый принцип экспортного ценообразования на газ для восточноевропейских стран бывшего СЭВ, готовящихся к вступлению в члены ЕС. Нефтяные цены тогда были минимально низкими, и поэтому этот переход был существенно менее болезненным, чем последовавший спустя несколько лет переход на новый механизм ценообразования во взаимоотношениях России с Украиной и Белоруссией в 2006-2007 гг. и в 2009 г. Перевод ценообразования на газ с Украиной и Белоруссией в середине-конце нынешнего десятилетия был сопряжен с переходом на более высоко расположенную кривую стоимости замещения, т.е. означал, что величина ренты Хотеллинга была в это время очень большой, а, значит, велик был и связанный с ее перераспределением накал страстей и эмоций сторон, всплескивавшихся в международные СМИ.

Переход в 2009 г. Россией на закупки газа среднеазиатского происхождения по ценам, рассчитываемым на основе стоимости замещения, также происходит при высоких ценах на нефть (с учетом лага запаздывания 6-9 месяцев, заложенного в формулу ценообразования), что озна-

чает высокие цены на газ для его экспортеров – государств Средней Азии. Это объясняет, почему эти страны с удовольствием приняли этот переход, и почему продажа газа в северном направлении Газпрому (по высокой стоимости замещения, привязанной к внутреннему европейскому рынку), а не напрямую Украине (по низкой стоимости замещения, привязанной к внутреннему украинскому рынку), является для них более (наиболее) выгодной при поставках в европейском направлении.

Цель Гронингенской модели ДСЭГК – максимизация ренты Хотеллинга для страны-экспортера; присущий этой контрактной модели принцип ценообразования – формула расчета средневзвешенной стоимости замещения газа у потребителя, приведенная к пункту сдачи-приемки газа. Эволюция этой модели в направлении усложнения структуры формулы ценообразования (повышения ее комплексности – в том числе, учет в составе ингредиентов формулы ценовой конкуренции «газ-газ» и большего числа конкурирующих с газом энергоресурсов) и дальнейшего повышения ее адаптационной способности является, по мнению автора, более эффективным и рациональным путем совершенствования механизмов ценообразования на рынке континентальной Европы, нежели перевод ценообразования в рамках контрактных структур на котировки (слаборазвитых пока) центров спотовой торговли газом.

С 2009 г. единая универсальная система экспортного ценообразования на газ на базе принципов ценообразования в континентальной Европе (Гронингенской модели ДСЭГК) распространилась на все пространство бывшего СССР. Экспортные поставки на Украину и в Белоруссию также переведены на этот принцип ценообразования, но для этих двух стран временно сохраняются скидки с рыночных цен. С 2010 г. Украина и с 2011 г. Белоруссия завершат переход на полностью рыночное ценообразование, и с этого момента политическое ценообразование на газ должно будет прекратить свое существование в рамках стран бывшего СССР. Правда, практическая адаптация к рыночному ценообразованию и ценам на пост-советском пространстве и отладка этих механизмов потребует дополнительного времени, дисциплины и прозрачности для наиболее эффективного разрешения споров и предотвращения новых газовых кризисов.

Вслед за эволюцией механизмов экспортного ценообразования на газ с некоторым лагом запаздывания последует адаптация на рыночные принципы механизмов формирования транзитных тарифов и тарифов на использование подземных хранилищ газа и их унификация (выработка единообразной методологии формирования) в континентальной Европе и на постсоветском пространстве.

Переход на единую – сквозную – методологию формирования экспортных цен на газ в континентальной «большой» Европе, включая страны постсоветского пространства, будет иметь различные системные

последствия (так называемый «эффект матрицы»: изменение одного показателя в матрице ведет к изменению сумм по горизонтали и вертикали, к изменению суммы самой матрицы и, в итоге, мы получаем новую матрицу). Например, эти изменения в ценообразовании будут иметь прямые последствия для (непосредственно влиять на/повлекут за собой смену) экспортных стратегий стран, расположенных вдоль ориентированных на Европу трансграничных цепочек газоснабжения. В частности, с 2009 г. меняется приоритетность поставок газа по различным направлениям для среднеазиатских стран-экспортеров, и в соответствии с этими имеющими объективный характер изменениями рынок ЕС, на мой взгляд, уходит резко вниз в иерархии приоритетных экспортных рынков для газодобывающих государств Средней Азии. Это значит, что резко меняется сравнительная конкурентоспособность различных перспективных газопроводов, которые, как предполагается, должны были бы начинаться из Средней Азии и заполняться газом из разрабатываемых здесь месторождений. Но это тема отдельного разговора.

Спасибо за внимание.



## ДИСКУССИЯ

### *Вопросы*

**ЭЙСМОНТ О.А., Институт системного анализа – РЭШ**

Не могли бы Вы сравнить европейский и американский газовые рынки?

**КОНОПЛЯНИК А.А.**

Мы имеем две основных группы газовых рынков с различающейся структурой их организации. С одной стороны – США, Канада и Великобритания: либеральные рынки, построенные по англо-саксонской модели. В основе – конкуренция и опора на «невидимую руку рынка» (А.Смит). С другой стороны – рынок континентальной Европы, рынок Дальнего Востока (Япония, Южная Корея), формирующийся Евроазиатский рынок, рынок СПГ, работающие на основе долгосрочных контрактов с формулами ценообразования на базе стоимости замещения. В основе – предсказуемость газоснабжения. Два ключевых параметра, характеризующих организацию рынка, – срочность контрактов и механизм ценообразования. Однако, если говорить о срочности контрактов, то все газовые рынки построены преимущественно по принципу долгосрочных контрактов. Но на рынках, организованных по англо-саксонской модели, ценами в рамках долгосрочных контрактов служат биржевые котировки, на евразийских рынках и на рынке СПГ – формулы привязки к стоимости замещения газа другими энергоресурсами, в основном, жидким топливом.

Главное различие в причинах (предпосылках) разной организации газовых рынков заключается в том, что американский и английский газовые рынки (либеральная модель) имеют под собой свою комбинацию геолого-экономических и юридических объяснений, совершенно отличных от комбинации геолого-экономических и юридических характеристик газоснабжения континентальной Европы. Рынок США и Великобритании строился на основе освоения большого числа сравнительно небольших месторождений, находящихся внутри юрисдикции этих стран, что изначально способствовало развитию конкуренции. Газоснабжение континентальной Европы строилось в значительной степени на базе освоения небольшого числа уникальных, огромных по запасам месторождений, мега-проектов, расположенных далеко за пределами этих стран, то есть вне юрисдикции стран-потребителей, на базе тысячекилометровых трубопроводных импортных поставок, которые в настоящее время пересекают множество границ. Отсюда вытекают все последующие различия. При этом, с моей точки зрения, у либеральной англо-саксонской (англо-американской) модели нет экономических

предпосылок для широкого распространения на рынке континентальной Европы. Она лишь может быть представлена отдельными очагами, которые будут дополнять базисную структуру, построенную на долгосрочных контрактах, обеспечивающих поставки газа извне ЕС на рынок ЕС. ДСЭГК – это, плюс ко всему, финансовые инструменты, необходимые для финансирования долгосрочных проектов по добыче и дальнейшей трансграничной транспортировке газа потребителю. Это финансирование для такого рода проектов осуществить в континентальной Европе, и даже в ЕС, в рамках либеральной модели, существующей в США и Великобритании, с моей точки зрения, невозможно. Именно поэтому все крупные инвестиционные газовые проекты сегодня в Европе (приемные терминалы СПГ, трубопроводы-интерконнекторы) – как в континентальной Европе, так и в Соединенном Королевстве – финансируются не на основе законодательства ЕС, а на базе «легализованных» изъятий из него (например, временный – на период окупаемости инвестиций – отказ от обязательного доступа третьих сторон, закрепленный в соответствующих статьях Газовых Директив ЕС, и т.п.).

Поэтому основное различие между американским и континентальным европейским газовым рынком, с моей точки зрения, заключается в следующем: мелкие месторождения в рамках собственной юрисдикции – это США, несколько огромных мега-проектов, находящиеся вне пределов юрисдикции ЕС – это континентальная Европа. Всё остальное, на мой взгляд, вещи производные от этих базовых различий. Иллюстрации по этому вопросу Вы можете найти в упоминавшейся мной книге Секретариата Энергетической Хартии «Цена энергии»<sup>34</sup>, в частности, предлагаю посмотреть в ней соответствующую обобщающую сопоставительную таблицу (на стр. 113 русского издания) по основным региональным рынкам газа.

***ПОНОМАРЕВ, профессор***

Меня интересует механизм использования ренты, первой и второй, в западных странах (например, Нидерланды) и в России. Есть ли какая-нибудь документация по использованию этой ренты, например в Хартии?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Собирание ренты и использование ренты находятся в разных руках, в ведении разных государственных органов, например, Министерства по налогам и сборам и/или Министерства финансов и Министерства экономического развития. Это – разные задачи. А формирование политики применения механизма собирания ренты (политика лицензирова-

---

<sup>34</sup> «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» (Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.) (<[www.encharter.org](http://www.encharter.org)>).

ния недропользования) находится в ведении Министерства природных ресурсов. Меня интересуют в первую очередь механизмы эффективного изъятия ренты государством-собственником недр, их формирование и применение, причем таким образом, чтобы государство побуждало бизнес к максимально эффективной разработке ресурсов недр, тем самым максимизируя рентные доходы государства за полный срок разработки месторождений, с одной стороны, но оставляя бизнесу возможность получения приемлемой нормы прибыли и платы за риск, с другой. Для этого государство должно иметь/создавать такой инвестиционный климат (включая налоговую его составляющую) в стране, чтобы принимались в учет индивидуальные особенности отдельных добывающих проектов, расположенных в различных природно-геологических условиях и имеющих разные объективные предпосылки формирования/генерирования ресурсной (а не только ценовой) ренты.

В ряде западных стран собранная рента аккумулируется в специальных национальных (государственных) фондах (стабилизационных, будущих поколений и т.п.). Наиболее широко известны фонды такого рода, существующие в Норвегии, на Аляске. Довольно активно их изучением, в частности – механизмами их использования (в том числе, механизмами защиты от инфляции, повышения их капитализации через механизмы финансового инвестирования и т.п.) занимался, насколько мне известно, В.Крюков (Новосибирск), в работах которого, в том числе, совместно с Ю.Шафраником (и, в частности, в диссертации последнего), рассматриваются вопросы использования изъятых ресурсной ренты через механизмы стабилизационных фондов и фондов будущих поколений и опыт Норвегии и Аляски. Я не слышал (но могу ошибаться), что в Нидерландах создавались такого рода специализированные фонды.

В нашей стране часть ренты до недавних пор через механизмы уравнительного (недифференцированного) налогообложения собиралась и поступала в бюджет, обезличивалась там и далее распределялась через бюджетные механизмы на различные текущие нужды. В начале этого десятилетия (по-моему, по инициативе тогдашнего помощника Президента РФ по экономическим вопросам А.Илларионова или, по крайней мере, при его деятельном участии) был создан Стабилизационный фонд. В Стабфонд зачислялись только налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в части нефти и вывозная пошлина на нефть. При этом и НДПИ, и экспортная пошлина, привязаны к мировой цене на нефть (пошлина – через введение «цены отсечения» и механизм изъятия доходов, полученных за счет превышения этой цены), то есть они ориентированы на изъятие исключительно «ценовой ренты». С февраля 2008 г., как Вы знаете, вместо Стабилизационного фонда был создан Нефтегазовый фонд, состоящий из двух частей – фонда будущих поколений и резервного фонда. Механизм использования нефтегазовой ценовой рен-

ты (причем как используемой на накопление – через механизмы двух составных частей Нефтегазового фонда, так и на текущие расходы бюджета – так называемый "нефтегазовый трансферт") подробно описан в бюджетном законодательстве.

Однако, на мой взгляд, «ценовая» рента и «ресурсная» рента – это не одно и то же. И если российское государство преуспело в изъятии ценовой ренты, то для эффективного изъятия ресурсной ренты – той самой первой («по плодородию») и второй («по местоположению») ренты, о которых Вы говорили в Вашем вопросе, – по-моему, сегодняшние механизмы налогообложения, особенно механизм НДС (налога на добычу полезных ископаемых) с плоской шкалой, совершенно непригодны. Механизм НДС не учитывает ни различие в условиях отдельных месторождений (проектов), ни различие между отдельными стадиями в рамках жизненного (инвестиционного) цикла месторождения (динамику формирования дисконтированного потока финансовых средств за полный срок его разработки). Существующие налоговые механизмы не собирают ренту, а отрезают у инвесторов-недропользователей часть их валовой выручки, оставляя тем самым недропользователям на лучших месторождениях избыточную норму прибыли, а на худших – зачастую недостаточную норму прибыли. Это ведет к дестимулированию освоения новых месторождений, побуждает компании к форсированному срабатыванию запасов (снятие сливок) и т.п. Я в прошлом довольно подробно и неоднократно излагал свою позицию в отношении эффективных и взаимоприемлемых для государств и инвестора механизмов изъятия ресурсной ренты в рамках создания привлекательного инвестиционного климата в стране. Моя позиция, полагаю, хорошо известна – я сторонник применения системы нескольких инвестиционных недропользовательских режимов в стране – лицензионного, концессионного, режима соглашений о разделе продукции (правда, не в том виде, в котором режим СРП существует в настоящее время в России и до которого его довели его противники по причинам, довольно подробно изложенным, в частности, в моих публикациях, доступных на сайте [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)). При этом для каждого из режимов предусмотрена своя конкурентная ниша, где именно его применение является оптимальным, то есть взаимоприемлемым для государства-собственника недр и инвестора-недропользователя.

### **ВОПРОС**

Насколько гарантируют конкурентоспособность политические цены, которые сейчас устанавливаются на газ на электростанциях? Каким образом конъюнктура рынка влияет на цены на газ на электростанциях? Я имею в виду Россию, конечно.

**КОНОПЛЯНИК А.А.**

Доклад я делаю не о России, и не о системе ценообразования в России. Но взаимосвязь, конечно есть. Всё, что недополучается поставщиком газа в сравнении с ценой, которая будет определяться по принципу «нэт-бэк от стоимости замещения», всё, что будет реализовываться по цене более низкой, – фактически это и есть льготы, дотации, называйте, как хотите, скидка с цены, которая не даёт возможность «Газпрому» и другим газовым компаниям получать эту максимальную экономически обоснованную конкурентную цену, и даёт возможность электроэнергетикам, если этот газ идёт на электростанции, на выходе получать цену электроэнергии, в которую заложена меньшая топливная составляющая – ибо цены на газ для них оказываются меньше. Это – элемент более высокой конкурентоспособности электроэнергетики, но только по одному элементу затрат (по эксплуатационным расходам). Экономия на эксплуатационных расходах может быть легко съедена более высокой капитальной составляющей издержек из-за более низкого, например, технического уровня оборудования. Или за счет более высокой составляющей по стоимости финансирования (если речь идет о новом объекте, строительство которых обычно финансируется не из собственных средств компаний-владельцев, а преимущественно за счет заемного финансирования), если показатели финансовой деятельности предприятия выводят его в зону повышенных финансовых рисков. Затем, на европейском рынке, например, произведенная электроэнергия даже с более низкой предлагаемой ценой реализации может не найти свою рыночную нишу, поскольку может попасть, например, под запреты и ограничения как «грязная» электроэнергия (правда, к газу это не относится – это относится, в первую очередь, к электроэнергии угольной и/или ядерной генерации). Поэтому одна лишь пониженная цена газа для электроэнергетики не гарантирует ее конкурентоспособности.

**ВОПРОС**

Сейчас идёт речь о том, что будет минимальная ставка при понижении рыночных цен. Вкладывается ли это в вышеупомянутую модель?

**КОНОПЛЯНИК А.А.**

Вопрос понятен. Ограничения по цене верхней или нижней вкладывается в эту модель. Мы в исследовании «Цена энергии» рассматривали конкретный пример с Японией, где это ограничение широко практиковалось. Там даже были, если Вы слышали, так называемые «s-curve», когда вводилось нижнее и верхнее ограничение по цене. Плюсы и минусы от введения этих ограничений в случае той или иной страны могут быть оценены, они известны (часть из них мы привели в этой же книге). А какие решения будут приниматься в отношении введения этих огра-

ничений – это выбор соответствующего руководства соответствующей страны. Могу сказать одно – такие ограничения существуют!

***СИНЯК Ю.В., ИНП РАН***

Каковы прогнозные цены на природный газ в Западной Европе (примерно на ближайшие 5-10 лет)?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Я не занимаюсь прогнозированием уровней цен, меня интересует выработка механизмов ценообразования, обеспечивающих сбалансированные интересы сторон. Мы в Секретариате Энергетической Хартии также не занимались прогнозированием – у этой организации другие уставные задачи. Она не является научно-исследовательской организацией, изучение механизмов ценообразования было нам необходимо для упреждающего анализа возможных рисков инвестиций, торговли, транзита в условиях изменяющейся институциональной структуры энергетических рынков и выработки единых (общих) правил игры, минимизирующих эти риски. Я могу сказать, каким образом при схеме организации газового рынка, построенной на базе описанных мной механизмов ценообразования, будет определяться цена, и какова, соответственно, она будет в рамках горизонта действия этого механизма ценообразования. А моделирование возможных уровней газовых цен в рамках тех или иных допущений по уровням производства-потребления газа и других энергоресурсов и т.п. в тех или иных странах и регионах – это, скорее, задача уважаемых НИИ, аналогичных Вашему, и других исследовательских центров, а не международных межправительственных организаций, предназначенных для выработки юридически обязательных многосторонних «правил игры» в международной энергетике, каковыми являются Конференция по Энергетической хартии (таково официальное название этой международной организации) и ее исполнительный орган – Секретариат Энергетической Хартии, в котором я имел честь работать последние 6 лет.

***СИНЯК Ю.В.***

Скажите, как можно принимать решения и делать прогнозы, не имея основополагающего прогноза цен? Ведь решения принимаются не просто сиюминутно, а с упреждением. Как можно это делать, не имея базового компонента расчетов – прогнозных цен на рынке, на каком-то центральном рынке?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Вы имеете в виду решения о чём? И о каких прогнозах идет речь?

**СИНЯК Ю.В.**

Решения о политике и о стратегии...

**КОНОПЛЯНИК А.А.**

Это означает – для страны-производителя и экспортера, – что речь идет о решениях о финансировании и вводе в разработку новых месторождений. В такой ситуации необходимо говорить, в первую очередь, о предельных издержках. Если цена будет покрывать предельные издержки, плюс стоимость финансирования и т.д., нам не обязательно знать уровень цены, который будет: нам важно иметь нижний уровень цен – цену отсечения, то есть минимально приемлемую цену финансирования данного инвестиционного проекта по добыче газа (в конкретном районе) и его транспорту (из этого района на конкретный рынок). С этой точки зрения, прогнозирование «основополагающего» уровня цен на газ, тем более «на каком-то центральном рынке», выходит за сферу моих интересов и, более того, не совсем для меня понятно. Пока у нас не сформирован единый мировой рынок газа, не может быть неких «основополагающих» (единых, общих) цен на газ – слишком велики будут их региональные различия, определяемые, в том числе, применением разных механизмов ценообразования в том или ином регионе, на том или ином конкретном рынке.

Например, даже при применении единой методологии ценообразования на газ в ЕС и Китае (традиционный и перспективный рынки для российского газа), скажем, по стоимости его замещения, уровни экспортных цен на газ на эти рынки будут объективно различными. Это нужно знать и понимать (хотя бы для того, чтобы не пытаться в рамках соответствующих переговорных процессов ставить нереализуемые по определению задачи), и именно эти вопросы меня интересуют в первую очередь.

Понимание конкретных механизмов ценообразования на конкретном рынке как неотъемлемого элемента контрактной структуры газовых поставок важно не только для того, чтобы знать (предвидеть) перспективную цену газа, которая будет определяться – с большей или меньшей степенью надежности – в рамках того или иного механизма ценообразования (например, по независимым от покупателя и продавца газа быстро меняющимся форвардным кривым в рамках биржевого ценообразования, или по зависимым от покупателя и продавца газа, и потому довольно стабильным, формулам ценообразования в рамках ДСЭГК). В рамках моей сферы профессиональных интересов понимание механизмов ценообразования необходимо для того, чтобы выявить/предвидеть возможные некоммерческие риски организации финансирования инвестиционных проектов с целью последующей их минимизации соответствующими законодательными механизмами, с одной стороны, и способствовать выработке оптимальных (взаимоприемлемых – для производителей/поставщиков и потребителей/покупателей) конкурентных

механизмов ценообразования, соответствующих данной стадии развития рынков, с другой.

Хорошо известно, что минимально приемлемая конкурентная цена реализации того или иного инвестиционного проекта складывается из его «технических» и «финансовых» издержек. Поэтому даже если тот или иной инвестпроект имеет низкий уровень технических издержек (скажем, в силу благоприятных природных факторов), но высокие некоммерческие риски реализации, то его конкурентные преимущества (по техническим издержкам) могут быть частично или полностью «съедены» за счет более высоких финансовых издержек его реализации, ибо чем выше риски – тем выше финансовые издержки.

Именно поэтому в моей системе профессиональных интересов прогноз абсолютных уровней цен на энергоресурсы (будь то нефть или газ) имеет второстепенное значение и не является «базовым компонентом».

***СИНЯК Ю.В.***

У Вас на некоторых слайдах «кост-плюс» эквивалентно «нэт-бэк». Написано «кост-плюс», а в скобках – «нэт-бэк». Значит ли это, что этот «плюс» равняется «нэт-бэк» минус «форвард»?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Либо я не совсем понял Ваш вопрос, либо ответу на него так, как я его понял. Во-первых, у меня везде на слайдах было написано, что «кост-плюс» эквивалентно «нэт-форвард», а не «нэт-бэк», как Вы только что предположили. Во-вторых, я везде употреблял слова «нэт-бэк» в связке со «стоимостью замещения» в рамках единого термина – как «нэт-бэк от стоимости замещения». Поэтому у меня в презентации «кост-плюс» и «нэт-бэк» – это всегда разные вещи.

Что такое «кост-плюс»? Вы берёте все свои издержки и суммируете их прямым счетом (что и называется «нэт-форвард»): эксплуатационные, инвестиционные, приемлемая норма рентабельности, ставки процента и т.д. Складывая их и определяя по ним минимально приемлемый для Вас как для производителя уровень цен, вы получаете довольно монотонные цены с течением времени, относительно постоянные на уровне издержек. В итоге и получается тот самый «кост-плюс», то есть та продисконтированная сумма всех компонентов удельных затрат, которые должны обеспечить рентабельность Вашего проекта.

Когда мы говорим о «нэт-бэк» – это значит, что мы говорим о механизме, который приводит к какой-то точке поставки Вашу цену, и чаще всего эта цена построена по принципу стоимости замещения у потребителя. То есть принцип «нэт-бэк» – это определение в точке поставки (обычно промежуточной – на полпути к потребителю) такого уровня цены, чтобы после доставки его конечному потребителю Ваш энергоре-



сурс оставался конкурентоспособен с другими энергоресурсами. И эта стоимость замещения (определяемая всегда у конечного потребителя) не имеет никакого отношения к Вашим издержкам как производителя. Это абсолютно разные понятия, потому что стоимость замещения привязана к ценам альтернативных энергоресурсов у конечного потребителя. И эти энергоресурсы в большинстве своем котируются на довольно ликвидном нефтяном рынке. А на ликвидных рынках разброс и интенсивность колебаний цен на альтернативные газу энергоресурсы довольно большой, особенно если это биржевые товары. Отсюда возникают механизмы сглаживания цен и т.п.

Таким образом, у меня в презентации «кост-плюс» (он же «нэт-форвард») всегда означает расчет «прямым ходом», калькулирование, в движении вперед по производственно-сбытовой цепи от производителя к потребителю, суммирование (складывание) элементов издержек. Только таким образом можно рассчитать минимально приемлемую цену реализации газа в рамках реализуемого инвестиционного проекта по его добыче и транспортировке. А «нэт-бэк» всегда связан с движением назад, обратным счетом по производственно-сбытовой цепи от конечного потребителя (поэтому в качестве точки отсчета и берутся цены у потребителя, рассчитанные как стоимость замещения – как стоимость альтернативных газу энергоресурсов в конечном потреблении) в сторону производителя до пункта сдачи-приемки газа (где происходит смена титула собственности на газ и где формируется контрактная цена газа). Поэтому «нэт-бэк от стоимости замещения» означает стоимость замещения минус соответствующие транспортные расходы (от пункта сдачи-приемки до конечного потребителя). Только таким образом можно рассчитать контрактную цену газа в пункте сдачи-приемки, обеспечивающую его конкурентоспособность у конкретного (законтракованного) конечного потребителя.

#### ***СИНЯК Ю.В.***

У нас сейчас конфликт с Украиной по поводу транзитного и технологического газа. Неужели заранее нельзя было предугадать, что встанет такой вопрос – кто, как и по какой цене будет оплачивать этот газ? Для меня не ясно, как рассчитывается стоимость транзита, ведь если Россия предоставляет транзитный газ, его цена должна вычитаться из платы за транзит. Может ли Россия быть хозяйкой технологического газа, сдавая его в аренду? Почему, когда заключались контракты, такой квалифицированной организацией как Газпром не были предусмотрены эти моменты?

#### ***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Вопрос попал в самую сердцевину. Моя позиция (которая, надеюсь, была услышана, но не оказалась преобладающей) заключалась в сле-

дующем. Уже до января 2009 г. было ясно, что компрессорный газ станет предметом российско-украинской дискуссии. Об этом официально заявляли руководители Украины и Нафтогаза Украины в декабре 2008 г. Этому способствовали переданные украинской стороне материалы Еврокомиссии в отношении существующей контрактной практики забора компрессорного газа из транзитных объемов (а это – не единственная практика, но лишь один из существующих вариантов решения проблемы компрессорного газа), которые подталкивали Украину к пересмотру существовавшей между Россией и Украиной практики, в соответствии с которой Украина поставляла компрессорный газ из импортируемых из России объемов. Поэтому было ясно, что если мы прекратим поставки нашего экспортного газа, то, скорее всего, Украина начнет забирать этот компрессорный газ из транзитного газа. Маловероятно, чтобы в условиях ограниченных наличных ресурсов на внутреннем газовом рынке страны (после прекращения экспортных поставок из России), Украина пожертвовала бы нуждами внутреннего энергоснабжения и продолжала бы обеспечивать выполнение экспортных контрактов другой страны, которая (по мнению Украины) недружеским образом повела себя по отношению к ней. Понятно было, что эти 21 млн.куб.м/сутки компрессорного газа, необходимого для обеспечения транзитной прокачки российских поставок в Европу, будут забираться из транзитного потока. Для меня это было ясно, и я об этом говорил и писал в преддверие и в самом начале январского кризиса.

Поэтому моё предложение было совершенно другим, отличным от предпринятых руководством страны действий, и двухшаговым: (а) по возможности, не останавливать экспорт и (б) сделать все необходимое для сохранения транзита газа в Европу, в том числе, даже увеличив транзитные объемы на величину потребления компрессорного газа:

(а) экспорт, на мой взгляд, можно было бы не останавливать даже при отсутствии экспортного контракта к 1 января. По крайней мере, не стоило останавливать его «залпом», одномоментно. Можно было бы призвать иностранных наблюдателей, разместить их на российско-украинской границе (хотя бы с российской стороны) для того, чтобы они фиксировали – в качестве независимых наблюдателей – ежедневные объемы экспортных поставок на Украину. Можно было продолжать вести переговоры с Украиной в отношении экспортной цены газа на 2009 г., зафиксировав (что является общепринятой мировой практикой), что на несвоевременную оплату начисляются проценты и пени. Впоследствии можно было бы передавать дело в международный арбитраж и продолжать мирное сосуществование с Украиной в газовой сфере. Такой путь поиска «мягких» развязок был бы более долгим, но был бы мирным и неконфронтационным, и симпатии мирового сообщества были бы на стороне России;

(б) в условиях финансового кризиса, естественно, у нас в стране упал спрос на газ, и эти дополнительные 21 млн.куб.м/сутки (объемы потребления компрессорного газа Украиной) у нас в наличии были. Мы могли бы этот спорный газ поставлять на Украину для обеспечения транзита, даже если бы прекратили экспортные поставки самой Украине, увеличив тем самым объемы транзитного газа, чтобы избежать российско-украинских споров, ведущих к прерыванию/сокращению/прекращению транзита. Но при этом можно (нужно) было заблаговременно (в этом, кстати, заключался один из основных промахов политического руководства Секретариата Энергохартии: оно упустило возможность правильно сработать по предотвращению январского газового кризиса и слишком поздно и слишком формально отреагировало на его возникновение) призвать международных наблюдателей, поставить их на пунктах входа и выхода украинской ГТС, сразу же обратиться в Секретариат Энергетической Хартии, чтобы начать процедуру мирового посредника по разрешению транзитных споров, и/или в международный арбитраж в связи с тем, что мы поставляем газ в дополнение к объемам, оговоренным в транзитном контракте, чтобы обеспечить бесперебойность транзита, бесперебойность газоснабжения Европы, и требуем учитывать этот газ в качестве дополнительных «авансовых» экспортных поставок Украине, исходя из понимания, что этот газ должен быть оплачен по той же цене экспортного газа и тогда, когда мы возобновим наш экспорт на Украину по новой согласованной сторонами цене экспортного газа. В этом случае не сработал бы тот негативный маховик/«эффект домино»: Украина забрала 21 млн.куб.м сегодня «для обеспечения транзита российского газа в Европу», в ответ Россия поставила завтра на 21 млн.куб.м транзитного газа меньше, потребовав, чтобы Украина компенсировала незаконно взятое (обвинение, на мой взгляд, справедливое, но не выполнимое в условиях образовавшегося резкого дефицита газа на украинском рынке в результате, по доминировавшему на Украине мнению, «недружественных действий России»), Украина ещё забрала 21 млн. куб. м с той же целью – мы ей ещё меньше на столько же... В итоге мы к 7 января ушли в ноль и с транзитными поставками. Сокращение/прекращение поставок газа в Европу привело к утрате Россией симпатий со стороны европейских потребителей по формально-юридическим признакам (в конечном итоге, ответственность за доставку газа в оговоренные объемы и сроки на пункты сдачи-приемки газа внутри ЕС лежит на российской стороне).

Это был мой ответ на вопрос: «можно ли было избежать такой ситуации?» Мой ответ – «можно». Хотя, как известно, история не терпит сослагательных наклонений. К тому же я только «советник» и могу только советовать. К тому же я и не единственный советник. Поэтому развитие событий пошло по иному сценарию, иному пути.

В отношении технологического газа. Газ, который находится в трубе и предназначен для поставок в Европу – это российский газ. До пунктов сдачи-приемки газа, расположенных ныне далеко в глубине ЕС, титул собственности на газ, поставляемый в Европу в рамках российских ДСЭГК, принадлежит России (Газпрому). Поэтому в трубах, которые идут в Европу, есть газ, который принадлежит России (Газпрому), и есть газ, который принадлежит Украине. Система единая, технологически они не разделены, но контрактно объемы газа, находящегося в украинской трубе, разделены на объемы, принадлежащие Украине, и объемы, принадлежащие России. После остановки транзита российского газа в Европу Украина пошла на реверсирование потоков внутри своей ГТС, в результате реверса из системы стали забирать на нужды внутреннего украинского рынка находящийся в ней российский транзитный (технологический) газ. В итоге, к моменту возобновления транзита в трубе оказалось меньше технологического газа, чем требовалось для того, чтобы незамедлительно начать транзит – нужно было этот газ у кого-то одолжить, пока пройдут разбирательства – кто взял и куда дел этот газ. Отсюда идея с конференцией 17 января 2009 г. с предложением российского Президента создать «инвестиционный» консорциум из числа европейских компаний-покупателей российского газа с целью профинансировать опережающие закупки газа, который мог бы быть использован в качестве технологического для заполнения «транзитной трубы». Конечно, использовав российский (технологический) газ «не по назначению» (забрав его из транзитных объемов), и не имея его более в наличии (хотя у Украины в тот момент были накоплены значительные объемы газа в подземных газохранилищах, но потребовалось бы время, чтобы разобраться с передачей прав собственности для компенсации использованных объемов российского технологического газа), наиболее простым решением могло бы оказаться следующее: Украина могла бы одолжить (Вы сказали «арендовать», что по сути то же самое) или купить в кредит этот газ у той же России. Повторю: соответствующие объемы газа у России были. Однако, видимо, эмоции настолько вышли в это время на первый план, что ни Россия не захотела идти по «мягкому» пути разрешения конфликта, ни Украина не захотела затем прибегать к помощи России и/или получать помощь из рук нашей страны для быстрого разрешения последствия январского конфликта.

Российско-украинский газовый конфликт января 2009 г. вызвал реакцию резкого осуждения/отторжения нашей страны в международном сообществе, иногда с выходом этого отторжения за грань здравого смысла. Ответьте мне на вопрос, как можно было не пригласить российскую делегацию в качестве равноправного участника на «инвестиционную» конференцию, состоявшуюся 23 марта в Брюсселе, на которую были приглашены страны ЕС, Украина, три международных финансо-

вых института – Всемирный Банк, Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР), Европейский Инвестиционный Банк (ЕИБ) и др., где речь шла об организации финансирования модернизации газотранспортной системы Украины?! Сама газотранспортная система Украины в качестве залога (обеспечения) для привлечения финансирования использована быть не может – она никоим образом не может быть отчуждена ни в чью пользу по действующему в стране законодательству (в феврале 2007 г. Верховная Рада Украины практически консенсусом приняла закон, которым запрещалось отчуждение имущества НАК "Нафтогаз Украины" и газотранспортной системы Украины – "за" соответствующий закон "О внесении изменений в некоторые законы Украины о предприятиях магистрального трубопроводного транспорта" проголосовали 430 народных депутатов из 439, зарегистрированных в сессионном зале). Единственным ликвидным ресурсом, который может выступать в качестве обеспечения финансирования модернизации ГТС Украины может быть только российский газ, находящийся в этой трубе, – или будущие транзитные доходы Украины, которые страна получит в случае осуществления транзитных поставок российского газа по этим трубам. Таким образом, с точки зрения финансирования, ликвидными могут быть только два ресурса – материальный сегодняшний и финансовый завтрашний: либо это сегодняшний российский газ в трубе (материальный ресурс), либо это завтрашние финансовые ресурсы – транзитные доходы, которые Украина получит за прокачку этого газа (сегодняшнего материального ресурса, принадлежащего России). Отсутствие России на этой конференции – это был политический выбор остальных ее участников, в первую очередь, Украины и ЕС. Поэтому, по моему мнению, на данный момент правительство Украины просто не хочет из рук России ничего принимать. Поэтому технически можно было обеспечить поставки технологического газа в украинскую ГТС из России – но принимать от нас не хотели.

И, наконец, Ваш вопрос о стоимости транзита. Это вопрос о методологии расчета и величине транзитных тарифов. После того, как Россия и Украина в 2006 г. разделили контрактно, в соответствии с общепринятой практикой, экспортные и транзитные поставки, между сторонами началась дискуссия по экспортным ценам (методология и уровни) и транзитным тарифам (также методология и уровни). По транзитным тарифам есть взаимоприемлемые и согласованные, по крайней мере, на рабочем многостороннем уровне, методологические решения. Все страны-члены ДЭХ (числом 51) в процессе многосторонних переговоров по незавершённому пока т.н. «Транзитному протоколу» (Протоколу к Энергетической Хартии по транзиту) среди прочих согласованных статей согласовали статью, которая говорит о принципах формирования тарифов на транзит газа. Страны согласовали, что принцип формирова-

ния транзитных тарифов – это принцип “кост-плюс”, то есть оплата за выполненную работу по транспортировке газа, включающая инвестиционные и эксплуатационные издержки и разумную норму прибыли. В исследовании, которое было нами выполнено в Секретариате Энергохартии по транзитным тарифам<sup>35</sup>, приводятся оценки тарифов в странах ДЭХ в рамках четырех существующих типов транзитных систем. Исследование показало, что разброс фактических значений транзитных тарифов в Европе довольно велик, но принцип «один тариф для всех транзитных систем» не подходит. Величина тарифа, согласованная Россией и Украиной на уровне 1,7 долл./1000 куб.м/100 км, находится в нижней зоне такого спектра. На различных конференциях мне неоднократно приходилось слышать от некоторых украинских коллег (чаще политиков), что этот уровень транзитных тарифов является заниженным, и в подтверждение – ссылки на величины от 6 до 11 долл./1000 куб.м/100 км, якобы «средние» для Европы уровни, которым должны соответствовать и украинские транзитные тарифы. Обоснований под эти цифры я не видел, но видел получившее широкое хождение, в том числе в Брюсселе, обоснование под уровень тарифа 9.32 долл./1000 куб.м/100 км (посчитал человек по фамилии Витренко, который два года назад был консультантом в Нафтогазе). Расчеты были опубликованы в украинской газете «Зеркало Недели». Я их посмотрел и заметил (не знаю, заметили ли это другие, поскольку эта цифра широко пропагандировалась), что при расчете транзитного тарифа инвестиционные расходы были посчитаны как минимум дважды: первый раз – когда прошлые капитальные затраты в ГТС Украины (уже полностью амортизированную по тем же расчетам – в них срок ее физической службы был указан 30 лет) были оценены по полной восстановительной стоимости, второй раз – когда к этой полной восстановительной стоимости были приплюсованы посчитанные на ее основе стоимости всех будущих капитальных ремонтов. Таким образом, как мне представляется, когда страны согласовали принцип – нужно было сесть вместе и спокойно вместе считать, что и делают в настоящее время специалисты Газпрома и Нафтогаза. Я знаю, что на рабочем уровне в Газпроме и Нафтогазе Украины существует гораздо более тесное понимание и взаимодействие (позволяющее сторонам договариваться и обеспечивать бесперебойное – за редкими «политическими» исключениями – газоснабжение), чем то, что мы видим на уровне политиков двух стран, в том числе – в отношении формирования транзитных тарифов.

Разделили мы контрактно экспорт и транзит – получили методологию расчета транзитных тарифов, опирающуюся на стоимость выполненной работы по перекачке транзитных объемов газа. Эти тарифы

---

<sup>35</sup> «Тарифы за транзит газа в отдельных странах ДЭХ» (Секретариат Энергетической Хартии, 2006).

имеют более монотонную динамику во времени, чем цены на газ, зависящие от конъюнктурных колебаний котировок на ликвидных рынках цен на альтернативные газу энергоресурсы, используемые при расчетах стоимости его замещения в конечном потреблении.

В рамках Гронингенской модели эти колебания сглаживаются, даже если в основе формулы лежит ценовая привязка к биржевым котировкам. Англо-саксонская модель ликвидных рынков дает, на мой взгляд, неоправданно широкий для производителя и потребителя размах ценовых колебаний. Это касается и нефти, и газа. На мой взгляд (мне приходилось писать об этом), взлет нефтяных цен до 147 долл./баррель летом 2008 г. с дальнейшим их обрушением до 35 – что является «нормальной» динамикой в рамках англо-саксонской модели ликвидных, конкурентных, биржевых рынков/рыночных площадок – объясняется высокой ролью нефтяных и, особенно, не-нефтяных спекулянтов, надувающих и схлопывающих ценовые пузыри. Имеются аналогичные примеры и по газу: в 2007 г., когда средние контрактные цены на газ в континентальной Европе были порядка 350 долл./тыс.куб.м, на рынке Соединенного Королевства спотовые цены взлетали до уровней выше 1000, и падали в зону отрицательных величин (то есть когда не покупатель платил за покупаемый газ, а продавец – за продаваемый). Меня такой рынок, например, не устраивает.

***КУЗОВКИН А.И., профессор***

Сколько всё-таки Европа потребляет газа по контрактам, в том числе, российским, долгосрочным? Можно уточнить, на сколько лет оно рассчитано? И сколько она потребляет газа по спотовым контрактам – в целом и СПГ?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Мы постарались (еще в бытность мою в Секретариате) посчитать и дать разбивку по составляющим (см. рис. 6). Мы посчитали всю международную торговлю – здесь есть и Европа, и другие, неевропейские, страны. Основа сегодняшнего газоснабжения Европы – это все же долгосрочные газовые контракты, спот-контрактов всего около 5%, правда, сейчас, в условиях финансового кризиса, их доля резко растет. Средняя продолжительность заключаемых импортных контрактов в Европу (в среднем по сетевому газу и по СПГ) сократилась с 1980 по 2004 гг. примерно вдвое – с 30 до 15 лет. Подчеркну, это – продолжительность вновь заключаемых контрактов. Продолжительность действующих сегодня контрактов, как правило, длиннее, чем вновь заключаемых.

На рынке СПГ спот доходит теперь до 20%. Это в основном арбитражные сделки на Атлантическом побережье – т.е. в большей степени это поставки, ориентированные на рынки США, Испании, Великобритании. Рост доли СПГ носит, с одной стороны, структурно-долгосрочный характер – начинают давать эффект (вводятся в эксплуатацию)

проекты СПГ, заложенные в период высоких цен на нефть и на (не оправдавшихся) ожиданиях дальнейшего их роста. С другой стороны, сработал эффект финансового кризиса, приведший к снижению спроса на газ в Европе. В этой ситуации проекты СПГ, особенно спотовые, ориентированные на арбитражные сделки, оказались более мобильными по механизму ценообразования, чем ДСЭГК с сетевым газом, и СПГ стал потихоньку вытеснять трубопроводный газ, используя разрешенную в рамках ДСЭГК недобырку законтрактованных объемов газа. Наконец, усугубило избыток предложения СПГ на европейском рынке начало широкомасштабного освоения в США (с 2007 г.) ресурсов сланцевого газа, что привело к наращиванию его внутренней добычи в стране, резкому снижению спроса на импортный СПГ и переориентации потоков последнего в рамках Атлантического бассейна с американского на европейский рынок.

Континентальная Европа – это все же привязка преимущественно к долгосрочным контрактам, как на рынке трубопроводного газа, так и на рынках СПГ. Рынок СПГ начал развиваться позже, чем трубопроводный, но его развитие идет по той же схеме последовательного освоения инвестиционных проектов, которые в случае СПГ являются не менее капиталоемкими, чем в случае трубопроводного газа. Обычно проект СПГ предусматривает освоение месторождения, трубопровод до завода по сжижению, сам завод и экспортный терминал, связку танкерометановозов (минимум два на один завод), приемный терминал и завод по регазификации. Однако, чтобы профинансировать эти огромные капиталовложения, пока ничего другого, кроме долгосрочного контракта и его производных, финансовым сообществом, как правило, принято не будет. Для производителя проект СПГ может закончиться на борту танкера-метановоза. Остальная часть производственно-сбытовой цепи СПГ может быть инвестиционным проектом потребителя. Все новые крупные проекты строительства приемных терминалов СПГ и заводов по регазификации в ЕС осуществляются на основе долгосрочных контрактов. К тому же, чтобы обеспечить финансируемость этих проектов, в ЕС разрешены изъятия (в установленном порядке) из Газовых директив в отношении обязательного доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре, под которую попадают указанные объекты СПГ, на срок окупаемости инвестиций в эти объекты – то есть предоставляется возможность законодательной защиты инвестиций в СПГ, предполагающих долгосрочные контракты. Поэтому, когда Вы видите проект, который предусматривает изъятие из законодательства ЕС по обязательному доступу третьих сторон, значит там – долгосрочный контракт, хотя, может быть, об этом впрямую нигде не сказано. Мне известен всего один случай в Европе, когда освоение месторождения и строительство для него транспортной инфраструктуры не предусматривает долгосрочного контракта на поставку. Это – весьма специфический случай с



норвежским месторождением Ормен Ланге, которое привязано трубопроводом к рынку Соединенного Королевства.

***КУЗОВКИН А.И.***

В этой связи второй вопрос: во всех этих контрактах принцип «бери или плати» или не во всех?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Я не знаю случаев, когда в долгосрочных контрактах не было бы принципа «бери или плати». Этот принцип дает обоснованные гарантии поставщику по минимальному уровню экспортных доходов.

***КУЗОВКИН А.И.***

Что тогда делать Газпрому в этой ситуации? Значит надо предвидеть ситуацию с замещающим газом – спотовым и СПГ?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Если исходить из практики контрактов, существующих в Европе, то долгосрочный контракт, заключенный, скажем, на 30 лет вперед, не содержит (и не должен содержать) фиксированные конечные контрактные условия на годы вперед, а содержит согласованный алгоритм их получения сторонами в виде формулы цены и механизма ее работы и ее пересмотра, то есть адаптации формулы цены к изменяющимся внешним условиям. То есть в ДСЭГК зафиксирована как формула цены, так и возможность и механизм пересмотра этой формулы. Предусмотрены переговорные раунды, позволяющие через определенное количество времени на регулярной основе (а при появлении определенных условий – и вне этого регулярного цикла) пересматривать формулу цены. Например, первый раз – не раньше чем через три года после заключения контракта, а затем один раз каждые последующие три года в течение всего срока действия контракта. Такой рутинный регулярный пересмотр формулы контрактной цены дополнен пересмотром формулы по обстоятельствам, при возникновении на рынке неких критических условий, которые дают одной стороне контракта аргументационно-доказательную базу требовать от второй стороны пересмотра условий контракта.

Поэтому любой долгосрочный контракт можно пересматривать, уточнять в течение хода его реализации, причем это не приводит к нарушению поставок. Я знаю случаи с поставками норвежского газа (с месторождения Тролл), когда такие переговоры по пересмотру цены длились 5 лет, в течение которых продолжались бесперебойные поставки. Потом пересчитали финансовые потоки. То есть адаптация формулы цены к новым условиям может быть долгим процессом, ибо любые пе-

реговоры требуют доказательной базы, а значит времени, особенно если они строятся не на аргументе силы, а на силе аргумента.

Последствия мирового экономического кризиса на рынке газа Европы создали объективные экономические предпосылки для того, чтобы более активно вести адаптацию российских ДСЭГК к меняющимся рыночным условиям, к усилению конкуренции на европейском газовом рынке. В выигрыше будет тот, кто продемонстрирует более высокую адаптационную способность, в том числе формируя более гибкие контрактные структуры поставок. При этом у Газпрома на европейском рынке есть неоспоримое (по крайней мере, пока) преимущество, в дополнение к его ресурсной базе. Почему, скажем, США предпочитают двусторонние инвестиционные соглашения с другими странами многосторонним соглашениям? Одна из причин заключается в том, что в любой паре формально равноправных сторон такого соглашения, в случае, если одной из них выступают США, то эта сторона оказывается «равнее» другой. Поэтому Газпром сегодня пока еще оказывается в чем-то «равнее» других поставщиков на европейском рынке (немаловажный фактор здесь – 40-летняя история обеспечения компанией бесперебойных поставок на европейский рынок), но усиление конкуренции российскому трубопроводному газу со стороны других экспортеров (сегодняшних и будущих) и других видов газа требует от Газпрома интенсивной адаптации к меняющимся условиям на этом рынке.

За почти 50 лет существования Гронингенской модели ДСЭГК накоплены практически механизмы ее адаптации, направления дальнейшей модернизации контрактных структур понятны (о них говорится в выступлении), звучат призывы европейских партнеров Газпрома к коррекции ключевых контрактных положений (например, в отношении смягчения оговорок «бери и/или плати», отвязки газовых цен от нефтяных цен и т.п.). Тот факт, что многие комментаторы не видят изменений внутри контрактов Газпрома, не означает, что такие изменения не обсуждаются в профессиональном сообществе и не происходят. Видимо, частично эти изменения происходят постфактум, в реактивном ключе, а надо бы в режиме опережения событий, что, правда, не всегда удается в рамках громоздких институциональных структур.

#### ***КУЗОВКИН А.И.***

В этой связи последний вопрос: с учетом неопределенности будущих цен, неопределенности замещающих видов газа для Газпрома, не думали ли Вы (или в Газпроме может кто-нибудь этим занимается) об оптимальных сроках контрактов, когда нельзя менять цену по контракту?

#### ***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Есть жёсткая экономическая закономерность в срочности контрактов. Долгосрочный контракт - это, в первую очередь, финансовый инст-

румент. Если мы говорим о России – он выдуман не Газпромом, если мы говорим о рынке – он выдуман не газовыми или нефтяными компаниями. Требования долгосрочности контракта – это требования финансово-банковских институтов, которые требуют гарантии возврата тех инвестиций, которые в значительной степени получены на рынке заемного (долгового) финансирования. В среднем 70% инвестиций в любой капиталоемкий проект – это инвестиции, которые приходят с рынка долгового финансирования, то есть предоставляются финансово-банковскими институтами нефтегазовым компаниям на срочной и заемной основе, на жестко оговоренных условиях. Международные и/или национальные финансовые институты, любые финансовые институты требуют максимальной гарантии возврата выданных средств. Для этого им нужны гарантированные товарные и финансовые потоки, предсказуемость цен, для этого им нужны ценовые формулы и другие контрактные условия, чтобы сгладить ценовые колебания и повысить предсказуемость и гарантии возврата выданных кредитных ресурсов.

Если Вы начинаете осваивать новые месторождения, то в соответствии с закономерностями освоения тех или иных нефтегазоносных провинций (ресурсных баз), Вы можете оценить ожидаемую продолжительность инвестиционных проектов по их освоению и то, какой продолжительности должны быть для этого долгосрочные контракты. Если мы выходим в новые районы, то начинаем обычно сначала осваивать крупные месторождения, а потом постепенно переходим к освоению более мелких месторождений. На первые (крупные) месторождения ложится формирование базисной – в первую очередь, транспортной – инфраструктуры (до, как правило, удаленных центров потребления – скажем, от Пур-Тазовского региона до Москвы), на последующие месторождения ложится формирование уже только приращений этой базисной инфраструктуры (в рамках географии Пур-Тазовского региона). Плюс на первые пионерные проекты в новых районах обычно ложится и формирование макроэкономической инфраструктуры (дороги, линии электропередачи), которая затем используется для экономического развития всего региона. Поэтому капитальные издержки в первых проектах будет больше, т.к. и месторождения крупнее, и на них ложится большая по масштабу инфраструктура. Последующие месторождения будут, как правило, мельче и на них ложится издержками другая, более мелкая инфраструктура. Необходимая (для окупаемости инвестиций в проекты) долгосрочность контрактов, в итоге, уменьшается. Таким образом, сокращение срочности контрактов есть объективная экономическая закономерность, поскольку ни производителю, ни потребителю экономически нецелесообразно брать на себя дополнительные риски. Я только что приводил пример, что продолжительность европейских газовых контрактов сократилась вдвое за 25-летний срок – с 30 до 15 лет.

Особенно заметна эволюция срочности контрактов на рынке нефти. Переход к краткосрочным контрактам, а потом к разовым сделкам – есть объективная закономерность. После нефтяных кризисов 1970-х годов, возникла тенденция к уходу от нефти ОПЕК. Начали осваиваться альтернативные нефтяные провинции, появились множественные новые поставщики. В условиях резких скачков цен, с одной стороны, и появления альтернативных источников поставок, с другой стороны, риски сохранения долгосрочных контрактов (гарантированные физические поставки с высокой непредсказуемостью цен) стали превышать риски контрактов меньшей продолжительности с более коротким горизонтом ценового прогнозирования. Гарантии физических поставок стали обеспечиваться за счет разветвленной нефтяной инфраструктуры и множества поставщиков, накопленных товарных запасов, что и позволяет уменьшать срочность контрактов.

***ПРОТАСОВ В., Институт энергетики и финансов***

Стоимость замещения предполагает возможность перехода потребителей газа на альтернативные виды топлива. Какие существуют оценки доли потребителей газа, которые могли бы в краткосрочной перспективе быстро перейти на альтернативное топливо? И какие объемы газа могли бы потреблять те, кто сегодня потребляют, скажем, мазут или уголь, но могут быстро перейти на природный газ?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Когда мы говорим о ценовой формуле (см. рис. 3), то при обсуждении доли того или иного энергоресурса из этой формулы на рынке (газойля – 60%, мазута – 40% в формуле, приведенной на рис. 3), определении этих параметров, речь идет о том, какие есть возможности – не когда-то в перспективе, не в принципе, а уже сегодня – технологического замещения газа другими энергоносителями. Именно поэтому – «на горелке», то есть там, где Вы уже сегодня можете предложить другие энергоносители вместо газа (наряду с газом) в конкретных отраслях/сферах конечного использования газа – в домашних хозяйствах, электроэнергетике, отраслях промышленности.

***ПРОТАСОВ В.***

Это понятно. Но только ведь небольшая доля конечных потребителей может в краткосрочной перспективе быстро перейти на альтернативное топливо. Какова должна быть доля таких потребителей?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Когда Вы смотрите, что у Вас является альтернативным по цене, речь не идет о том, чтобы весь объем сегмента спроса, в котором суще-

ствует возможность технологического замещения газа альтернативным топливом (или, наоборот, замещения газом альтернативного ему топлива) – например, в домашних хозяйствах, где газ конкурирует с газойлем – перевести на газ. Когда вы определяете/вырабатываете контрактные формулы, Вам важно знать, каково на данном конкретном рынке соотношение цен альтернативных энергоносителей – тех, которые могут, наряду с газом, использоваться в данной сфере конечного потребления газа, и (хотя бы отчасти) используются в ней, но не обязаны полностью заместить газ в этой сфере. Обеспечение сегодня ценовой конкурентоспособности газа с альтернативным ему топливом за счет правильного формирования формулы его цены дает возможность расширить в данном сегменте спроса зону применения газа, а не альтернативного ему топлива, то есть обеспечивать газу долгосрочную конкурентоспособность и подвижное соотношение долей применения газа с конкурирующими энергоносителями в данном секторе спроса. То есть доля тех потребителей, кто может быстро переходить на альтернативные виды топлива, может быть и довольно маленькой.

Доли таких потребителей будут/могут различаться в разных контрактах – это зависит от конкретного контракта: от его объема, от характера покупателя/конечного потребителя. Крупномасштабный контракт, рассчитанный на крупного потребителя (скажем завод, где технологическое производство завязано на использование бойлеров с большими единичными мощностями, где нельзя пол-бойлера перевести на газ, а пол-бойлера оставить на угле или мазуте), отличается от контракта, который может быть и менее масштабным, и рассчитанным на множество более мелких потребителей (например, муниципальный район с индивидуальными домашними хозяйствами, у каждого из которых есть быстрореализуемый индивидуальный технологический выбор, помимо газа: газойль и электроэнергия). Масштаб единичного потребителя играет важную роль.

***ПРОТАСОВ В.***

Есть ли усредненные показатели, например, по Европе?

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Я думаю, мы не получим среднюю картину по Европе – это будет средняя температура по больнице. Контракты не дают (в принципе не должны давать) единую цифровую картинку в среднем по Европе: Вы выходите на отдельную страну, на отдельный регион в этой стране (если страна большая) – и получаете уже другую картинку. Например, Северо-Западная Европа и Южная Европа (Средиземноморский рынок): и то, и другое – зоны входа импортных энергоресурсов в Европу. Но цены

их поставки в эти регионы различаются. На внутренний рынок той или иной страны могут идти энергоресурсы из разных стран: в разных объемах, с разными ценами, конкурируя на рынке этой страны с разными альтернативными – свойственными для рынка этой страны – наборами конкурентных энергоресурсов. Например, в ходе российско-украинских переговоров всплывал вопрос: «Почему нельзя взять для Украины ту же цену, что и для соседних стран, скажем, для Словакии или Венгрии»? Потому, что для каждой отдельной страны существует, как правило, свой «коктейль» конкурирующих энергоресурсов, причем с разными ценами и поступающими из разных источников. Поэтому принцип ценообразования на основе «замещающих энергоресурсов» и механизм формирования формулы цены – один, но контрактные формулы, номенклатура и соотношения цен конкурирующих энергоресурсов для разных стран – разные.

***БЕЛОВА М., Институт энергетики и финансов***

Вы говорили о возможности проведения раундов по пересмотру цен. Как вы оцениваете вероятность того, что европейские компании инициируют пересмотр контрактных условий с Газэкспортом касательно пересмотра точек поставки? Если могут – то инициируют ли, если не могут – то почему? Насколько велика вероятность переноса пунктов сдачи-приёмки контрактов Газэкспорта с европейскими компаниями на границу России с Украиной? Вы говорили об инвестиционной конференции в Брюсселе (23.03.09) по модернизации ГТС Украины и о том, что непонятно, почему в итоговой декларации этой конференции нет России как единственного, кто может обеспечить ликвидность (финансируемость) схемы этой модернизации. Но ведь в случае переноса пунктов сдачи-приёмки на российско-украинскую границу речь будет идти уже о европейском газе, проходящем через украинскую ГТС по территории Украины, вступающей в обозримой перспективе в Договор об Энергетическом сообществе с ЕС, распространяющем энергетическое законодательство ЕС на территорию Украины, то есть о регулировании по ЕС-овским правилам транспортировки газа, не относящегося более к России.

***КОНОПЛЯНИК А.А.***

В Декларации было записано явно про «газ, поставляемый на восточную и на западную границу Украины», поэтому я понимаю, что эта идея (переноса пунктов сдачи-приёмки российского газа по контрактам поставки в ЕС) вынашивается/обсуждается, в том числе, и некоторыми нашими украинскими коллегами. Я исхожу из того, что «ставить» вопрос можно о чем угодно. Но любой коммерческий контракт является двусторонним. При этом «ставят» вопрос чаще всего политики, а сторонами коммерческих контрактов являются компании. Поэтому, как для

пересмотра цен в рамках оговоренных в ДСЭГК процедур, так и для переноса пунктов сдачи-приёмки российского газа изнутри ЕС на восточную границу Украины (то есть на восточную границу зоны действия энергетического законодательства ЕС – в случае вступления Украины в Договор об Энергетическом Сообществе с ЕС) должна быть мощная доказательная база, желание одной стороны контрактов ее использовать и готовность второй стороны с ней согласиться.

**БЕЛОВА М.А.**

Но destination clauses были же удалены из контрактов ГазпромЭкспорта с европейскими компаниями ...

**КОНОПЛЯНИК А.А.**

Что касается destination clauses, то моя точка зрения известна – я писал об этом<sup>36</sup>. Оговорки о пунктах конечного назначения защищают обоснованные экономические интересы производителя-экспортера и страны-собственника данного экспортируемого невозобновляемого природного ресурса от ценового арбитража импортером/оптовым покупателем – перепродавцом, получающим за счет этой перепродажи (от которой и защищают указанные оговорки) часть принадлежащей экспортеру ренты Хотеллинга. Я считаю, что в вопросе с этими оговорками нас (Россию/Газпром), грубо говоря, «кинули», по крайней мере, в рамках тройственного соглашения Еврокомиссия-Газпром-ЭНИ. Газпром проиграл в этом вопросе – свои обещания он выполнил, но обещанного взамен не получил, хотя встречные обязательства сторон были задокументированы и обнародованы в материалах соответствующего очередного раунда ЭнергодIALOG Россия-ЕС (ссылка есть в вышеуказанной моей работе). Суть обещаний сторон сводилась к тому, что Газпром отказывается сегодня от оговорок о пунктах конечного назначения в своих действующих контрактах, а взамен он получает впоследствии дополнительный выход на рынок Италии за счет расширения мощностей трансальпийского транзитного газопровода, по которому в Италию поставляется весь потребляемый ею российский газ, и что в этих дополнительных мощностях Газпром получает адекватную долю. Однако, организация двух аукционов на расширение мощностей по трансальпийскому газопроводу TAG (первая очередь – в декабре 2005 г. и вторая очередь – в мае 2008 г.) показали, что обещание Еврокомиссии, данное в октябре 2003 г., не было выполнено. Механизм невыполнения

---

<sup>36</sup> 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.

Еврокомиссией своих обещаний я показал в одной из недавних своих презентаций<sup>37</sup>.

В январе этого года я был в Австрии, разговаривал с Генеральным Директором компании TAG, и он мне подтвердил, что Директорат по конкуренции Еврокомиссии навязал им такую процедуру аукциона по расширению мощностей, которая фактически запретила Газпрому получить адекватный выход на рынок Италии. Но это – отдельная тема.

Поэтому, можно «ставить» вопросы. Но для данной ситуации – в отношении насильственного (ибо Газпром этого не хочет) переноса пунктов сдачи-приемки газа по контрактам Газпром Экспорта с газовыми компаниями стран ЕС на восточную границу Украины – существует международный арбитраж, и заставить поменять контрактные условия (а местоположение пунктов сдачи-приемки – одно из ключевых условий, от которого многое зависит в контракте) до истечения срока действия контракта невозможно. Поэтому можно говорить о прозорливости или о разумности, но факт продления (пролонгации) ДСЭГК Газпром-экспорта с ЕС-овскими компаниями-покупателями дополнительно защищает российскую сторону от попыток перенести пункты сдачи-приемки на восточную границу Украины. Хотя об этом мечтают, наверное, многие сегодняшние политики на Украине.

К тому же можно спросить западноевропейские компании-покупатели российского газа, хотят ли они переноса пунктов сдачи-приемки газа по действующим контрактам на восточную границу Украины, чтобы транспортировку по территории Украины осуществлял Нафтогаз и был бы ответственным за доставку газа на пункты сдачи-приемки в Европе? Ответ, я думаю, будет однозначно «нет». Как не хотели многие западноевропейские компании, с кем мне приходилось общаться, брать на себя риски и издержки транспортировки газа, поставляемого из Средней Азии через территорию России в европейском направлении, так не захотят они брать на себя аналогичные риски и издержки в отношении Украины. Правда, пока существовала высокая рента Хотеллинга по среднеазиатскому газу – это был весомый лакомый кусок потенциальной дополнительной прибыли, который мог бы компенсировать эти риски. Брать же на себя дополнительные новые риски сейчас (когда, во-первых, с января 2009 г. рента Хотеллинга по среднеазиатскому газу остается у его среднеазиатских производителей-экспортеров и, во-вторых, в украинскую ГТС надо сначала много вложить, чтобы обеспечить надежные поставки) – думаю, европейские

---

<sup>37</sup> А.Конопляник. «Правовые аспекты процедуры недискриминационного конкурентного доступа к свободным мощностям транспортировки (ДЭХ, TAG и ЕСГ)» – Выступление на Международном форуме «ПравоТЭК-2008» (8-й международной конференции «Нефть, Газ и Право»), 20 ноября 2008 г., Москва, гостиница «Татьяна».



компании этого не захотят, а предпочтут продолжать получать газ уже внутри Европы, оставляя украинские риски на России/Газпроме.

В Брюссельском меморандуме от 23.03.2009 столкнулись два неразрешимых противоречия, которые ни Украина, ни ЕС не смогли разрешить. Убрав из меморандума Россию, они замедлили путь выхода на разумное компромиссное решение задачи обеспечения надежного транзита через Украину и эффективной модернизации украинской ГТС. Но на Западе, в том числе и в ЕС, есть много людей, которые считают, что только тройственное решение может обеспечить надежный транзит, причем без переноса пунктов сдачи-приемки газа на восточную границу Украины. В феврале этого года я был в Киеве, где выступал по вопросу возможной организации транзитного консорциума.<sup>38</sup> Там выступал г-н Майкл Эмерссон (бывший представитель/Посол ЕС в России в 1990-е годы, а ныне сотрудник CEPS – авторитетного брюссельского мозгового центра). Он вышел с аналогичной идеей тройственного консорциума. Главное, есть очень большая группа игроков в ЕС, в частности – в околоставных структурах, которые понимают, что транзит – это многосторонняя задача, и решить проблему транзита двумя игроками невозможно.

В период моей работы в Секретариате Энергохартии, пытаясь найти развязки по вопросам проекта Транзитного протокола, остававшиеся несогласованными между Россией и ЕС, мы поняли, что невозможно это сделать без участия третьего и главного транзитного игрока, Украины. Тогда Ваш покорный слуга начал пытаться «втаскивать» Украину в процесс двусторонних консультаций, чтобы сделать их многосторонними, чтобы все три заинтересованные стороны находили взаимоприемлемые варианты развязок. Поэтому сейчас попытка решить без России транзитные вопросы, как это следует из Брюссельской декларации от 23.03.2009, – это шаг назад.

Украина хочет перенести на восточную границу пункты сдачи-приемки российского газа по «европейским» контрактам, идущим транзитом через Украину? Да, хочет. Сможет ли она? Мой ответ – «нет». Если ЕС (Еврокомиссия) хочет это сделать, могут ли поднять такой вопрос? Да, могут. Могут даже заставить компании этот вопрос поднять (в ЕС, как и в любой стране, существует достаточно методов побуждения государственной властью собственных компаний к тем или иным действиям). Смогут это сделать (перенести пункты)? Говорю – нет. Потому что в данной ситуации международный арбитраж будет защитой того, что изменения условий контракта в одностороннем контракте нереали-

---

<sup>38</sup> А. Конопляник. «Российско-украинский газовый кризис января 2009 г.: перспективы повторения и возможные решения по предотвращению». – Выступление на III Форуме «Европа – Украина» СЛЕДУЮЩИЙ ШАГ К ОБЪЕДИНЕННОЙ ЕВРОПЕ?, Дискуссионный семинар 3: Энергетическая безопасность в регионе Центральной и Восточной Европы и европейская энергетическая политика, 25 – 27 февраля 2009 г., Киев, Украина.

зумы. Либо неустойки будут настолько значительными, что цена вопроса будет слишком высока, чтобы на это пойти.

### ***Вопрос***

Почему сегодня Украина не хочет участия России в модернизации своей ГТС и организации газотранспортного консорциума с участием России, и хочет решать эти вопросы в двустороннем порядке с ЕС – понятно. Но почему ЕС пошёл навстречу Украине, но проигнорировал интересы РФ в этом вопросе?

### ***КОНОПЛЯНИК А.А.***

Поведение любых институциональных (бюрократических) структур заключается в стремлении расширить сферу своей юрисдикции. Структуры Евросоюза не являются исключением. Одной из задач ЕС, которая последовательно осуществляется в течение многих лет и представляет собой ключевой элемент внешней политики ЕС, является расширение зоны применения законодательства ЕС в Евразии вдоль производственно-сбытовых цепочек поставок энергоресурсов. Это – политики «экспорта» законодательства ЕС, в разных формах, в первую очередь – на сопредельные территории. В частности, существует Договор об Энергетическом Сообществе между ЕС и странами Юго-Восточной Европы, который распространяет энергетическое законодательство ЕС на государства-члены этого Договора. Украина является наблюдателем в этом Договоре и намерена как можно быстрее стать его полноправным членом. Есть еще т.н. «Политика Добрососедства ЕС», есть программа «Восточное партнерство», имеющие целью более мягкое внедрение/проникновение норм и правил ЕС на территории участвующих в них государств. Украина является участником обеих указанных программ ЕС, а нынешнее руководство Украины – сторонником активного (опережающего) сближения с ЕС.

Поэтому основной изначальной целью конференции Украина–ЕС, состоявшейся 23.03.2009 в Брюсселе, и Меморандума по ее итогам было, на мой взгляд (при их подготовке, начавшейся до январского российско-украинского газового кризиса), – ускорить вступление Украины в Договор об Энергетическом Сообществе ЕС-ЮВЕ, обсудить связанные с этим двусторонние (Украина – ЕС) вопросы. Для этого Россия на такой конференции была не нужна.

Но проводить конференцию Украина – ЕС после январских событий и не затронуть вопросы только что состоявшегося газового кризиса было невозможно ни для той, ни для другой стороны. Поэтому, по-видимому, в оставшееся между 19 января и 23 марта время формат конференции был подправлен с акцентом на организацию финансирования модернизации украинской ГТС. И обе стороны постарались в

этой ситуации, по-видимому, «спасти лицо», добавив, что смогли, по новым пунктам повестки дня. Еврокомиссия обеспечила присутствие представителей международных финансовых институтов (Всемирный Банк, ЕБРР, Европейский Инвестиционный Банк), Украина обеспечила «техничко-экономические обоснования проектов для финансирования». Однако, как говорится, видимо, шибко быстро делали. Поэтому столь неубедительных, поверхностных финансово-экономических обоснований инвестиционных проектов я давно уже не видел. Надеюсь, что просто не хватило времени лучше подготовить...

Таким образом, эта конференция была изначально двусторонним мероприятием, которое должно было форсировать вхождение Украины в зону энергетического законодательства ЕС. Поэтому там Россия была не нужна. Почему они пошли на дополнительное обсуждение транзитных вопросов без участия России – непонятно. Эта конференция готовилась до января и никто не ждал январских событий. Не захотели – после событий января? Может просто не успели перестроиться?

### ***Вопрос***

Речь идет об игровом взаимодействии в ходе переговоров. Переговоры, по большому счету, есть игра. Зачем Газпром пошел на эту игру?

### ***КОНОПЛЯНИК А.А.***

На мой взгляд, речь идет, скорее, об издержках адаптационного периода. Знать в общем виде, как работают контракты – недостаточно. Надо научиться в них «жить» и видеть подводные камни за теми или иными контрактными положениями. Мне приходится работать с инвестиционными соглашениями довольно долго – где-то с середины 1980-х годов, со времени участия в Гос.Экспертизе Госплана СССР. И я, тем не менее, понимаю, что всех подводных камней увидеть невозможно. Поэтому, полагаю, что многого ни Нафтогаз, ни Газпром просто не увидели в этих соглашениях. Не потому, что они специально что-то друг от друга скрыли, а потому, что просто не наработали еще ту критическую массу понимания, предвидения основных подводных камней, кроющихся за контрактными положениями в случае развития событий по тому или иному сценарию, защищающих стороны от возникновения непредвиденных конфликтных ситуаций. Накопление такого опыта идет медленно, пока – между нашими странами – медленнее, чем хотелось бы. Поэтому возникают ситуации типа февральской 2008 г., когда возникли непредусмотренные контрактом разногласия в отношении того, какой газ дополнительно поставлялся на Украину по ее просьбе – российского или среднеазиатского происхождения – и по какой цене он должен оплачиваться: 179,5 или 320 долл./тыс.куб.м. Эта контрактная непроясненность имела критические последствия. Разногласия сторон по этому

вопросу привели к накоплению долга, плюс набежали пени почти за год, факт и величина которых оспаривались Украиной, поэтому они не были погашены до конца года, что явилось основанием для неподписания нового экспортного контракта (принципиально согласованного Премьерами двух стран в октябре 2008 г. при условии погашения задолженностей) и стало фактически причиной январского газового кризиса 2009 г. Не был прописан этот вопрос в действующем соглашении сторон, а цена вопроса оказалась велика.

Украина – страна, находящаяся в предбанкротном состоянии. Поэтому в районе 7-го числа каждого месяца мы стоим на пороге системного кризиса неплатежей Нафтогаза. Поэтому ежемесячно на пороге 7-го числа у нас есть риск повторения январских событий.

На мой взгляд, это не было игрой. Думаю, что высококвалифицированные люди просто не смогли просчитать все варианты развития событий и не смогли заложить их в юридические формулы. Как это часто бывает в бюрократических структурах, работали в рамках жестких сроков и могли просмотреть, не учесть, не успеть. Вопрос с пенями – это, скорее, вопрос непрописанности соглашения.

#### **Вопрос**

Почему Газпром пошел на такой путь разрешения конфликта? Ваша оценка подписанных соглашений?

#### **КОНОПЛЯНИК А.А.**

На Руси есть поговорка, что ответ наверняка знает тот, кто стоял рядом и держал свечку. Я не стоял и не держал. Могу только предположить. Выбрали жесткий силовой вариант решения проблемы в рамках правового поля. Я предлагал мягкий вариант в рамках правового поля. Наверняка были и другие предложения. В рамках спектра вариантов (не знаю, насколько широк был спектр) был выбран именно этот. Почему именно этот – не знаю. Мне представляется, что выбранный вариант оказался для нас (России/Газпрома), к сожалению, связан с большими потерями (хотел бы сказать: с большими, чем альтернативные варианты, но история не терпит сослагательных наклонений). Основной минус, на мой взгляд, даже не в том, что мы потеряли деньги, а в том, что мы потеряли репутацию – в том, что 40 лет стеланий, что-де Россия ненадежный поставщик, которые не подтверждались все эти 40 лет, наконец, увы, приобрели под собой материальную основу. Три дня перерыва в поставках в январе 2006 г. еще можно было списать на исключение из правила. Однако, после января 2009 г. – это мое утверждение – мы живем в новом газовом мире. И в значительной степени благодаря тому, что противники России, а их у нас очень много, получили фактически прецедент, что мы можем быть ненадежным поставщиком, что мы мо-

жем прекратить поставки. На тех ли, других ли основаниях – но факт перерыва поставок быть может. Вот это для меня здесь самая большая потеря и утрата. Возможно, коллеги из Газпрома и те, кто с ними/над ними непосредственно принимал участие в выработке и принятии решения, считали и оценивали издержки и выгоды того или иного сценария по-другому. Всегда легче делать оценки, не находясь внутри системы принятия решений, не испытывая цейтнота и массы других факторов, оказывающих влияние на выработку и выбор того единственного (единственно правильного?) решения.

Я с глубоким уважением отношусь к тем коллегам из Нафтогаза и Газпрома, которые готовили соглашения и 4 января 2006 г., и 19 января 2009 г. Что такое работать в цейтноте – многие из нас знают. А принимать в цейтноте оптимальные решения – очень тяжело. Они приняли решения, близкие к оптимальным – в рамках заданных ограничений.

### ***Вопрос***

Часто пишут о запаздывании между ценой нефти и ценой газа. Говорят о 6 месяцах, иногда о 9 месяцах. Какова всё-таки основная цифра в контрактах Газпром-Европа?

### ***КОНОПЛЯНИК А.А.***

С Европой – обычно 9 месяцев. С Украиной, по контракту от 19.01.2009 – тоже 9 месяцев. Но эта цифра – не догма, и это не единственная цифра, характеризующаяся связь между ценами на газ и замещающими энергоресурсами. Продолжительность периода оценки (периода усреднения), частота пересчета цен и лага запаздывания (между окончанием периода усреднения и датой вступления новых цен в силу) имеют под собой явную экономическую логику. Чем более монотонно поведение цен на рынке нефти (к которым привязываются контрактные цены газа), тем больше аргументов для удлинения периода усреднения, уменьшения частоты пересчета и тем меньше необходимость к сокращению лага запаздывания. Основной мотив – снизить издержки, связанные с регулярными пересмотрами цен. Основной критерий – принцип разумной достаточности. При входе в зону более интенсивных возмущений цен появляется больше оснований для того, чтобы сжимать продолжительность периода оценки и лага запаздывания и интенсифицировать частоту пересмотра цен. С появлением более совершенных информационных технологий и базы статистического учета конъюнктурных показателей энергетических рынков (цены и т.п.) появляется возможность для сокращения до нуля (как, например, в случае с последним российско-украинским контрактом от 19 января 2009 г.) лага запаздывания между окончанием периода усреднения и датой вступления новых цен в силу.

## **Выступления**

### **ЭЙСМОНТ О.А., Институт системного анализа – Российская экономическая школа**

Первое. То, что Вы называете рентой Хотеллинга (см. рис. 1-Б), не имеет никакого отношения к Хотеллингу, равно как и Хотеллинг не имеет отношения к тому, что здесь происходит. Теория Хотеллинга – это экономическая теория истощения природных ресурсов. Истощения! Поэтому она – принципиально динамическая теория. То о чем Вы говорите, не имеет отношения к динамической теории, это – статическая задача.

И второе. В литературе экономической даже слова «рента Хотеллинга» практически не употребляются, употребляется «рента на истощение». Поэтому точка, которая соответствует «ренте Хотеллинга» на Вашем рисунке, никакого отношения к ренте Хотеллинга не имеет.

### **КУЗОВКИН А.И., профессор**

Я с большим интересом выслушал доклад. Считаю, что многие его положения очень актуальны. Понимание системы организации контрактов Газпрома со всеми странами-потребителями – вопрос важный, особенно в условиях, когда на рынке возникают новые конкурирующие с российским газом источники поставок (СПГ, спотовый газ) и по некоторым контрактам в Европу Газпром несет убытки за счет вот этих альтернативных источников поставок газа. Поэтому детальное определение всех условий контрактов, в том числе, может быть, и параметров S-образной кривой (нижние и верхние границы допустимых колебаний цен), действительно очень актуально.

Далее. Докладчик очень правильно говорил о трехстороннем соглашении в отношении поставок газа через Украину в Европу. Я переводил в свое время, года два-три назад, одну публикацию европейских авторов о том, какова должна быть оптимальная модель газоснабжения Европы, учитывающая интересы всех трех сторон: России как поставщика, Украины как транзитера и ЕС как потребителя. С построением функции спроса и так далее. И оптимальное решение состоит в нахождении суммарной максимальной прибыли для всех трех участников. Это так называемая «кооперативная игра». И, соответственно, случай, когда разделены участники, не кооперативная игра, когда каждый стремится максимизировать свою прибыль, имея в качестве исходных данных задаваемые другими сторонами параметры (например, цену транзита, которую задает Украина, данные спроса, которые задает Европа). Это, конечно, проблема актуальная и надо ею заниматься.

### **ЧЕРНАВСКИЙ, ЦЭМИ**

Мне кажется, что когда мы обсуждаем Европейский рынок газа, необходимо иметь в виду основную тенденцию. Основная тенденция – это его либерализация. И в этом смысле у нас есть достаточно хороший образец конкурентного рынка газа – это американский рынок газа. Что там происходит? Там, во-первых, сокращаются сроки контрактов. Во-вторых, появляется конкуренция не только среди поставщиков, но и среди транспортных компаний, причем на всех уровнях. В-третьих, конечно, транспортные компании отделяются от поставщиков. Поэтому следует иметь в виду, что долгосрочные контракты неизбежно будут уступать свое место, особенно тем, где есть СПГ, доля которого в Европе уже сегодня достигает 29%. Это было первое замечание.

А второе замечание вот какое. Мне кажется, у нас есть недопонимание, что вообще-то принцип «нэт-бэк» не имеет отношения к рыночным реалиям. Цена «нэт-бэк» – это, конечно, хорошая цена, которая говорит о том, сколько нужно взять, чтобы можно было газ далее транспортировать. Но при определении цены газа на Украину надо брать в качестве рыночной цены не цену, определенную по Европе минус затраты на транспортировку, а надо посмотреть, каков спрос на Украине. И исходя из кривой спроса и, соответственно, предложения Газпрома и определяется рыночная цена – рыночная цена! – на Украине. То есть превышение этого принципа «нэт-бэк» над понятием «рыночная цена», который как бы оправдывает применение этого термина и устанавливаемой им более высокой экспортной цены для Украины, при наличии рыночной цены на Украине, является, на мой взгляд, неправильным. Без анализа того, что происходит на Украине, в Белоруссии в части спроса на газ, конечно, рыночную цену определить невозможно. А вообще-то она так и должна определяться во всех переговорах. А она как-то экономически неправильно определяется.

### **КОНОПЛЯНИК А.А.**

Благодарю всех выступивших за комментарии.

В отношении первого комментария (г-на Эйсмонта). Как Вы понимаете, можно рисовать на одном графике несколько кривых, в том числе, кривую спроса так, как обычно ее рисуют в классических учебниках при наличии предела добывающих мощностей в стране: по мере приближения к этому пределу кривая спроса начинает загибаться вверх и при приближении к нему уходит вверх практически вертикально, асимптотически приближаясь к своему пределу. А можно, как я говорил в начале своего выступления, комментируя этот график, который мне нужен исключительно в иллюстративных целях, показать предел, к которому стремится кривая предложения на графике, а о характере поведения самой кривой предложения при переходе с графика 1-А к графику

1-Б сказать на словах, чтобы не загромождать график дополнительными линиями и не делать его менее читаемым. Если для чистого «кабинетного» академического ученого этот нюанс может оказаться важным, если не главным, в рамках нашей сегодняшней дискуссии, то для меня и для профессионалов-практиков, в среде которых мне приходится работать, и на формирование обоснованной аргументированной позиции которых нацелены мои работы, разумно-допустимое облегчение рис.1-А является фактором, способствующим лучшему пониманию разницы между двумя механизмами ценообразования на физические невозобновляемые энергоресурсы – построенными на философии «издержки-плюс» и философии «стоимость замещения». А также лучшему пониманию отличия этих двух основных механизмов ценообразования на физическую энергию от философии ценообразования в рамках колебаний спроса-предложения на финансовые рыночные инструменты в рамках ликвидных торговых (биржевых) площадок (хабов).

Теперь о соотношении статического и динамического. Нормальный долгосрочный контракт с формулой ценообразования, построенной на стоимости замещения, предполагает, как я уже говорил, наличие механизма регулярного пересмотра как стоимости замещения альтернативных газу энергоресурсов (и это может быть изменяющийся со временем набор таких альтернативных энергоресурсов), так и самой формулы. Таким образом, «статическая картинка» на рис. 1-А, приобретает, для тех, кто знаком с контрактной практикой в нефтегазовой отрасли, вполне «динамические» очертания, то есть делает понятным изменение с течением времени параметра, обозначенного на этом рис. как «Цена, опирающаяся на стоимость замещения (ст-ть потребления альтернативных ЭР)».

Теперь в отношении научного наследства Гарольда Хотеллинга и «ренты Хотеллинга». Его наследство не сводится только лишь к одной его работе «Экономика исчерпаемых ресурсов (The Economics of Exhaustible Resources)», опубликованной в 1931 г. в «Journal of Political Economy», на которую Вы, по-видимому, ссылались. Важно ведь не только то, что в той или иной работе написано, а и то, какие выводы из написанного можно сделать читателям, в том числе – последующих поколений. Вот мы с коллегами, когда в Секретариате Энергетической Хартии в рамках международного коллектива авторов готовили исследование «Цена энергии» (на которое я уже неоднократно ссылался в ходе сегодняшнего семинара<sup>39</sup>) и, в частности, его соответствующий теоретической раздел – главу 2, то пришли к выводу о правомочности применения термина «рента Хотеллинга» для целей нашего исследования (на основе положений которого, как я говорил в начале, построено и

---

<sup>39</sup> «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» (Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.).



мой настоящее выступление). Рукопись этой книги довольно широко обсуждалась странами-участницами Договора. Среди комментариев в адрес теоретического раздела исследования были, конечно, замечания, но никто из представителей 51-й страны, представляя обобщенные комментарии своих экспертов, не указал на отмеченную г-ном Эйсмонтом проблему – о правомочности применения термина «рента Хотеллинга». Так что существует довольно большая часть профессионального сообщества, для которой отмеченной г-ном Эйсмонтом проблемы просто не существует. В конце концов, и я занимаюсь не чистой академической «кабинетной» теорией, а вполне практическими вопросами ее применения на практике. И с практической точки зрения (не входя в противоречие с академической теорией) не считаю убедительными приведенные г-ном Эйсмонтом возражения.

Может быть, мы с Вами разную литературу читаем, но достаточно зайти в интернете в поисковую систему что на «ренту по истощению», что на «ренту Хотеллинга», и Вам выдадут довольно много научных работ, где эти термины используются в качестве синонимов (то есть в рамках одной работы употребляются оба, в одной связке), и означают они, с незначительными вариациями, разницу между ценой и предельными издержками (добычи и доставки) невозобновляемого природного ресурса. Это, кстати, к вопросу о том, употребляется ли вообще в экономической литературе термин «рента Хотеллинга» или нет, и к Вашему замечанию о том, что не употребляется. Если Вам лично не нравится этот термин, и более подходит употребление термина «рента на истощение» – хорошо, главное, что мы с Вами, на мой взгляд, говорим об одном и том же явлении по сути. А дальше – как у Шекспира: «...ведь роза пахнет розой, хоть розой назови ее, хоть нет...». Поэтому, еще раз: у нас с Вами, быть может, и есть терминологическая разница и вкусовые пристрастия, но, на мой взгляд, отсутствует разница по сути, что, согласитесь, более важно.

Комментарий по замечанию г-на Чернавского. Европейский Союз и либерализация. Я считаю, что есть либерализация, и есть сверхлиберализация. Так вот, ЕС, с моей точки зрения, своей Второй Газовой Директивой превысил разумные пределы либерализации газового рынка – и я являюсь противником такой либерализации. Готов это доказывать и в отношении обязательного доступа третьих сторон (абсолютизация этого принципа является одним из фетишей либерализации) – это не лучший вариант, в частности, в отношении финансирования новых проектов. Более того, обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) является фактически запретом на финансирование новых капиталоемких инвестиционных проектов по добыче и доставке газа потребителю. Поэтому статьи 21 и 22 Второй Газовой Директивы ЕС дают возможности в определенных случаях не применять ОДТС при реализации новых инфраструктур-

турных проектов. Фактически это привело к тому, что все новое финансирование капиталоемких инфраструктурных проектов в ЕС (трубопроводы-интерконнекторы, приемные терминалы СПГ и связанные с ними заводы по регазификации СПГ) осуществляется не на основе самого законодательства ЕС, а на базе изъятий из него, хоть и разрешенных законодательно.

Либерализация нацелена на формирование единого внутреннего рынка ЕС. Для каких целей хороша либерализация? Для целей, когда на зрелом рынке (именно на этой стадии развития находятся рынки отдельных «старых» членов ЕС, однако, преждевременно говорить о выходе на эту стадию развития единого рынка ЕС в целом, который пока только формируется), Вы повышаете эффективность его функционирования. Для этого у Вас должна быть сформирована разветвленная инфраструктура, которая обеспечивала бы уже сегодня множественности поставщиков и потребителей технологически обеспеченную возможность свободного выбора своего контрагента, то есть возможность конкурентного доступа одних к другим. И Вы начинаете формировать единый конкурентный рынок. Вот здесь правила либерализации (могут оказаться) хороши.

Но когда вы прикладываете правила ЕС к необходимости наращивания новых поставок извне ЕС, правила либерального (или пока только либерализуемого) рынка ЕС препятствуют доступу новых поставщиков и новых поставок на этот рынок, что фактически убивает саму идею конкуренции. Идея конкуренции – это не увеличение количества игроков, перепродавцов на рынке, а это увеличение числа новых инвестиционных проектов, которые обеспечивают новые объемы поставок на рынок ЕС. И все большая часть этих поставок будет продолжать приходиться из-за пределов ЕС. Вот сегодняшняя либерализация рынка ЕС этому препятствует. Готов продолжать эту дискуссию.

Дальше. Для Европы рынок США – не образец. Рынок США – это особый случай, который, с моей точки зрения, для континентальной Европы не подходит. Почему – мы писали об этом в нашей книжке «Цена энергии». Готов еще раз об этом говорить. Я пытался на это вопрос ответить – видимо, невнятно ответил.

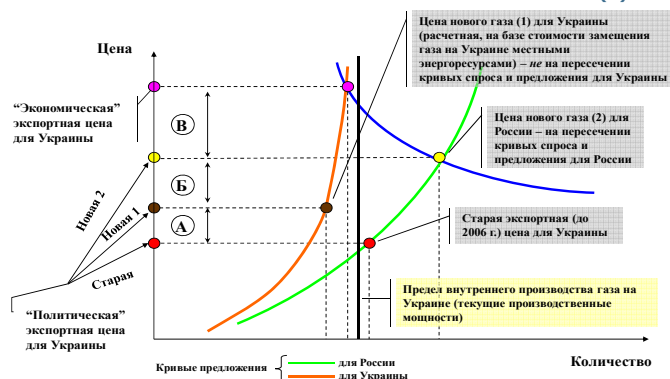
Если континентальная Европа продолжает быть зависимой и останется зависимой от поставок извне, то ее действующая на рынке США англо-саксонская модель организации рыночного пространства (конкурентный, ликвидный и т.п. рынок) не устроит. Будут ли долгосрочные газовые контракты уступать свое место? Да, безусловно, будут. И когда я говорю, что я сторонник долгосрочных контрактов, то я сторонник того, чтобы они присутствовали в разумных пределах. А что такое «разумные пределы»? Чтобы у них была своя конкурентная ниша. Если мы посмотрим на эволюцию нефтяных и газовых рынков, то увидим, что начинается развитие организованной международной торговли с ситуации, при которой 100% контрактов на рынке газа – это долгосрочные

контракты, подписываемые между двумя игроками (производителем-поставщиком и потребителем), когда вводятся новые долгосрочные газовые проекты. Потом постепенно добавляются в эту «контрактную смесь» контракты краткосрочные, потом идут спотовые сделки, потом форвардные сделки, и контрактная структура сделок на любом рынке у нас представляет из себя смесь из различных видов контрактов. И, как правило, чем более у Вас капиталоемкие проекты, чем больше у Вас протяженность транспортировки, чем больше Вы зависимы от импортных поставок, тем, при прочих равных условиях, – я так думаю, – у Вас доля долгосрочных контрактов будет больше. Как в случае, например, с Европой, которая зависит от поставок из Норвегии, из Алжира, от нас (России). Потом среднеазиатский, иранский газ пойдет в Европу и т.д. Ну куда они не денутся, поскольку не будут осваиваться новые месторождения, не будут прокладываться новые трубы, ибо не дадут финансовые институты под это деньги, если не будет долгосрочных контрактов.

Далее. «Цена нэт-бэк». Нет такого понятия «цена нэт-бэк». Я не говорил о «цене нэт-бэк». Я говорил, цена «нэт-бэк от стоимости замещения в ЕС». «Нэт-бэк» для меня (впрочем, не только для меня) – это не более чем механизм вычитания транспортных издержек из стоимости замещения у конечного потребителя до пункта сдачи-приемки газа по (экспортному) контракту.

Рассмотрим пример Россия-Украина. Обратимся для этого к паре резервных слайдов, которые я не использовал в ходе выступления, а вот сейчас они пригодились. Кстати (к замечанию г-на Эйсмонта о якобы «неправильном» поведении кривой предложения на моем рис. 1-А), может быть расположение кривой предложения для Украины на рис. 1б вполне соответствует тому «классическому» характеру ее поведения, за который ратовал Олег Андреевич Эйсмонт.

Рисунок 16. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В РОССИЙСКО-УКРАИНСКИХ ГАЗОВЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ (1)



В случае России с Украиной у нас есть как минимум четыре вида цены (рис. 17).

Рисунок 17. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В РОССИЙСКО-УКРАИНСКИХ ГАЗОВЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ (2)

**“Политическая” экспортная цена для Украины =**

- **Старая** – текущая внутренняя российская цена плюс стоимость транспортировки до российско-украинской границы (*российская экспортная субсидия Украине = A+B+V*)
- **Новая 1** – приравненная к цене замещения газа или цене производства («затраты плюс») замещающих энергоресурсов, исходя исключительно из возможностей их производства на внутреннем рынке Украины (*российская экспортная субсидия Украине = B+V*)
- **Новая 2** – приравненная к внутренней российской цене нового российского газа (*российская экспортная субсидия Украине = V*)

**“Экономическая” экспортная цена для Украины =**

цена замещения газа на внутреннем рынке ЕС (рассчитанная по контрактным «формулам привязки») приведенная (методом «нэт-бэк») к пунктам сдачи-приемки на российско-украинской границе;

Основание: избыточный импортный спрос на российский газ на рынке ЕС => экономически и юридически обоснованная возможность получения Россией максимальной ренты Хотеллинга

Я знаю, что есть довольно много сторонников такой точки зрения. Андрей Илларионов, например, об этом говорил. Однако, я расхожусь в этих взглядах и с Вами, и с ним. Можно стоимость замещения газа на рынке Украины называть рыночной ценой - пожалуйста. Но хочет ли Россия продавать газ Украине по такой цене, если у России (то есть у нас) есть альтернативные рынки, которые предлагают нам гораздо более высокую цену? Есть такие рынки – это рынки Западной Европы. И это

суверенное право России выбирать поставки на тот рынок, где предлагают максимальную ренту Хотеллинга, максимальную цену, максимальную стоимость замещения – называйте как хотите, но максимальную ресурсную ренту. И поэтому, если мы говорим о странах, расположенных по трассе экспортного трубопровода из России в Европу, а это, в частности, и Украина, и Белоруссия, для нас выбор цены означает следующее.

Украина нам предлагает пониженную импортную цену? Да, предлагает. Предлагает привязать ее к стоимости замещения на украинском рынке, где в качестве одного из замещающих газ энергоресурсов предлагалось и солому учитывать, которую сжигают в деревнях, и другие продукты жизнедеятельности, используемые в сельскохозяйственных местностях. То есть те некоммерческие топливные ресурсы, которые можно даже считать как «бесплатные», и учет которых в корзине замещающих энергоресурсов, безусловно, окажет понижающее влияние на предлагаемую нам Украиной импортную цену газа. Очень хорошо – получаем некую итоговую цену.

Но если при этом у нас есть неудовлетворенный спрос на газ в Европе, которая с удовольствием примет те 55 млрд. куб. м/год, которые мы на Украину поставляли, или те 40, которые мы на Украину будем поставлять, или те 33 млрд. куб. м/год, которые Украина теперь от нас просит, и где у нас этот газ с удовольствием примут, «с руками оторвут» по более высокой цене на рынке европейском, то вот именно эта цена для нас и является рыночной.

Если Украина не хочет брать по этой цене, то одно дело, когда мы были в рамках единого государства советского или в рамках единого дружеского политического пространства. А теперь, когда «дружба – дружбой, а табачок – врозь», и когда мы строим нормальные, спокойные, рыночные отношения как между независимыми субъектами, у нас есть право и возможность выбора: не хотите по этой цене – предлагают цену другую. Значит, соглашайтесь на ту цену, которая есть стоимостью замещения в ЕС минус транспортные издержки.

Поэтому я не являюсь сторонником точки зрения, что Украине нужно платить ту цену, которая определяется исходя из стоимости замещения местными энергоресурсами импортного газа на рынке Украины. Я придерживаюсь другой точки зрения. Я не считаю, что есть такая цена под названием «нэт-бэк». «Нэт-бэк» для меня – это не более чем технический механизм. А вот комбинация – стоимость замещения на рынке ЕС плюс «нэт-бэк», то есть вычет транспортных расходов до российско-украинской границы, дает нам ту цену, которую Украина либо принимает, либо мы, как суверенное государство, говорим тогда: если не по этой цене, тогда извините, будем поставлять на другой рынок. И возможность у нас для этого есть. Не хотите, чтобы мы продолжали поставлять через территорию Украины – извините, но тогда будут строиться другие трубопроводы

или другие рынки будут выбираться, для доступа на которые не требуется пересекать транзитом территорию Украины.

И это при всем моем уважении к Украине (у меня жена наполовину украинка, я езжу в Киев и обожаю ходить по Крещатику не меньше, чем по Минску и по Москве), коль скоро мы строим такую экономику, когда мы все пытаемся считать с точки зрения рыночных цен и максимальной ресурсной ренты.

***НЕКРАСОВ А.С., председатель***

Спасибо. Я думаю, на этом мы можем закончить и позвольте поблагодарить автора за очень интересный доклад.

Компьютерный набор и верстка  
оригинал-макета выполнены  
в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16  
Объем 6,5 п.л.  
Тираж 100 экз.