

Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе:

Часть 3. Формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок

(Окончание. Начало в №1, 2)



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

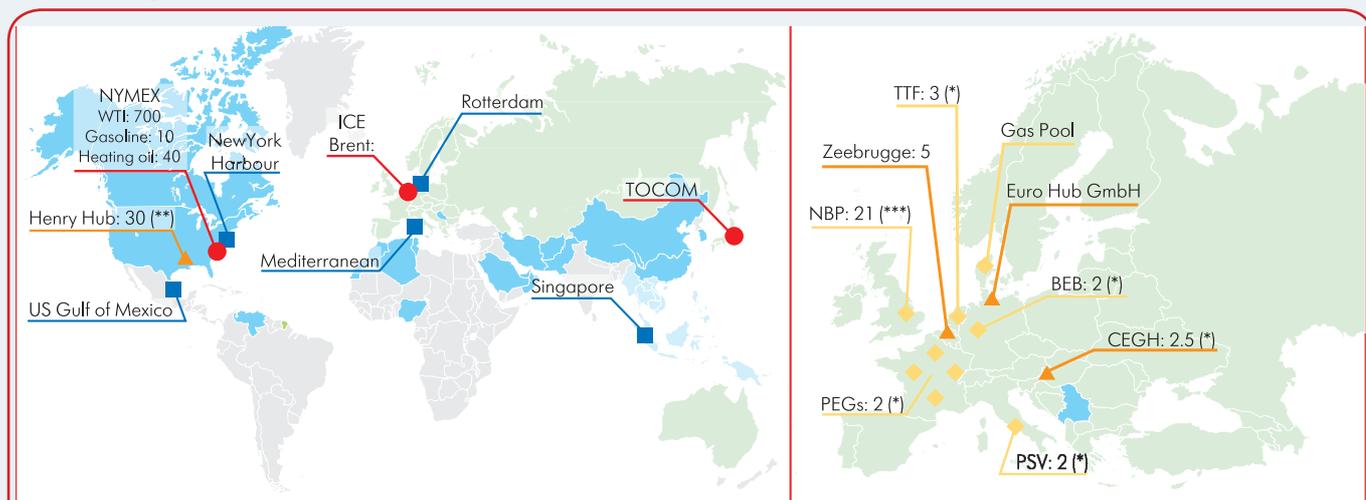
Ликвидность рынков и цены

Итак, на вопрос: насколько представительный сегмент рынка представляют спотовые цены, насколько устойчив этот сегмент рынка в Европе (особенно в континентальной Европе, газовый рынок которой развивается, в отличие от газового рынка Соединенного Королевства, по своим закономерностям), выкристаллизовывается отрицательный ответ. Но ратующие за разовые сделки как за основу уже сегодняшнего ценообразования на рынке газа говорят обычно о высокой ликвидности рынка Соединенного Королевства и спотовой торговли вообще – в сравнении с долгосрочными контрактами. Высокая ликвидность, по их мнению, это

основная характеристика конкурентного рынка, залог низких и/или снижающихся цен на газ. Так ли это?

То что спотовый и тем более биржевой рынок являются более ликвидными, чем ДСЭГК, – не вызывает никакого сомнения. Однако это сравнение методологически некорректно, ибо сравнивать можно только однородные понятия и явления. А долгосрочные контракты, с одной стороны, и спотовая и/или биржевая торговля, с другой, представляют принципиально разные формы организации рыночного пространства (наряду с третьей его разновидностью – вертикальной интеграцией). Долгосрочный контракт по определению предусматривает долгосрочную привязку одного покупателя к одному по-

Рис. 1. Сравнительная ликвидность рынков: нефть (мировой) и газ (европейский)



● Нефтяные биржи
■ Центры спотовой торговли нефтью

▲ Физические центры спотовой торговли газом (хабы)
◆ Виртуальные центры спотовой торговли газом (хабы)

Цифры показывают уровень «чёрна»

(*) Хаб BEB = Бундэ (Германия) на германо-голландской границе, CEGH = Центрально-европейский газовый хаб (Баумгартен, Австрия), NBP = Национальная точка балансирования (хаб Соединенного Королевства), PEGs = Французские хабы (компания Газ де Франс), PSV = Виртуальный пункт товарообмена (хаб Италии), TTF = Пункт передачи прав собственности (голландский хаб);

(**) среднее за 2004 – 2006;

(***) максимальный уровень достигнутый в 3-м кв. 2007; 8-11 в среднем за 2004 – 2008



NBP churning factor



ставщику, где сглаженное перераспределение ценовых рисков между сторонами ДСЭГК происходит посредством специальных ценовых формул и предусмотренных контрактом механизмов по пересмотру цен и формул ценообразования. Поэтому сравнивать показатели ликвидности спотовой и биржевой торговли газом в Европе, в том числе в континентальной Европе, нужно не с ДСЭГК (ликвидность которых всегда равна единице), а с другими рынками – товарными и/или региональными, где доминирует спотовая и/или биржевая торговля.

Показателем ликвидности является параметр под названием «чёрн» (churn). Он характерен для биржевой торговли и отражает соотношение между объемом заключенных контрактов (открытых позиций) и стоимостью физических объемов поставленных по ним товаров с данной торговой площадки. Поэтому его «точечные» значения могут колебаться в весьма значительном диапазоне. Общепринято считать, что ликвидные рынки начинаются со средневзвешенного уровня «чёрна», равного 15 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 (см. рис. 1).

В лучшем случае, газовый рынок Соединенного Королевства можно расценивать лишь как приближающийся к рубежу, устойчивое превышение которого позволит формально отнести его к ликвидным рынкам. Это устойчивое превышение уровня «чёрна», равного 15, по-видимому, может произойти в некоторой перспективе. Но пока не произошло (см. рис. 2).

Основные спотовые рынки или, скорее, торговые площадки для торговли сырой нефтью рас-

полагаются в Роттердаме для Европы, Сингапуре для Азии и Нью-Йорке для США. На спотовых нефтяных рынках сформировался полный набор инструментов биржевого ценообразования, а именно производных финансовых инструментов (деривативов), включая фьючерсы и опционы. Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) и Межконтинентальная фьючерсная биржа в Лондоне (Intercontinental Exchange Futures – ICE Futures, более известная по своему предыдущему названию как Международная нефтяная биржа – International Petroleum Exchange – IPE)¹ являются двумя основными финансовыми рынками (рыночными площадками) для нефти. Мировые цены на нефть по двум ключевым сортам – WTI (западно-техасская усредненная) и Brent (Брент) – определяются именно на этих двух рыночных площадках².

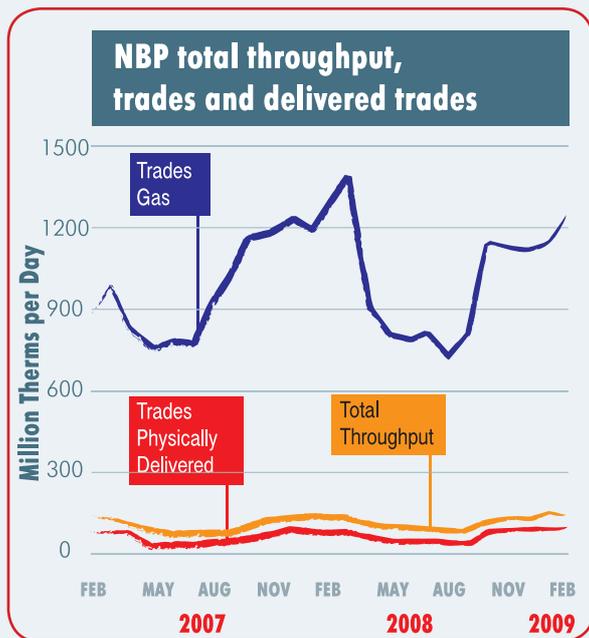
Самым ликвидным среди товаров углеводородной группы является рынок смеси нефти «Западно-техасская усредненная» (West Texas Intermediate – WTI), цены на которую котируются на Нью-Йоркской товарной бирже. Показатель «чёрн» для западно-техасской нефти измеряется трехзначными величинами и в конце 2007 г. составлял примерно 700. Трехзначными величинами, но меньшими, чем для западно-техасской смеси, измеряется также 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

Рис. 2. Динамика параметра «чёрн» на NBP Соединенного Королевства. Источник: Gas Matters



Рис.3. Соотношение объемов «физической» и «бумажной» торговли газом на NBP Соединенного Королевства: что влияет на уровень ликвидности. Источник: Gas Matters, April 2009, p.32



«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 нефти 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 примерно 30, достигая в отдельные «точечные» моменты уровня 100. Механизм всплесков уровня «чёрн» на Хенри-Хаб (как, впрочем, и на любом центре спотовой торговли) аналогичен описанному ниже механизму колебания «чёрн» на NBP, показанному на рис. 3. Для Национальной Точки Балансирования (NBP) 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 – см. рис. 2). Таким образом, за время статисти-

ческих наблюдений устойчивого превышения на NBP уровня «чёрн», равного 15, необходимого для отнесения газового рынка Соединенного Королевства хотя бы формально к категории ликвидных, не наблюдалось.

Следует отметить и еще один момент. Числитель дроби, формирующей параметр «чёрн», подвержен значительно более резким колебаниям, чем его знаменатель (см. рис. 3). Колебания 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 последнего года составляет примерно плюс-минус одна треть от рубежной величины 15. Поэтому колебания параметра «чёрн» на NBP Соединенного Королевства – на этом, самом ликвидном, как принято считать, европейском рынке, – свидетельствуют, на мой взгляд, о его неустойчивости на рубеже границы ликвидности.

Для центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие и объемы торговли, чем для NBP, и уровни «чёрна». Более того, разрыв в уровнях ликвидности между NBP и газовыми «хабами» континентальной Европы, похоже, увеличивается, но, заметим, сохраняя все европейские хабы в зоне неликвидных газовых рынков. По оценке Дж. Стерна на базе данных Heren Energy, в начале 2007 г. объем торгов в NBP более чем в 10 раз превышал объем торгов в Зеебрюге (Бельгия) – крупнейшем тогда узле спотовой торговли газом континентальной Европы. В свою очередь, «хаб» в Зеебрюге (физический центр торговли газом, сформированный самой газовой отраслью) более чем вдвое превышал по объемам торгов следовавший за ним «хаб» TTF в Нидерландах (Центр передачи права собственности – Title Transfer Facility, условный узел для всей системы поставок голландского газа, созданный при регуляционной поддержке правительства страны), который, в свою очередь, в два раза

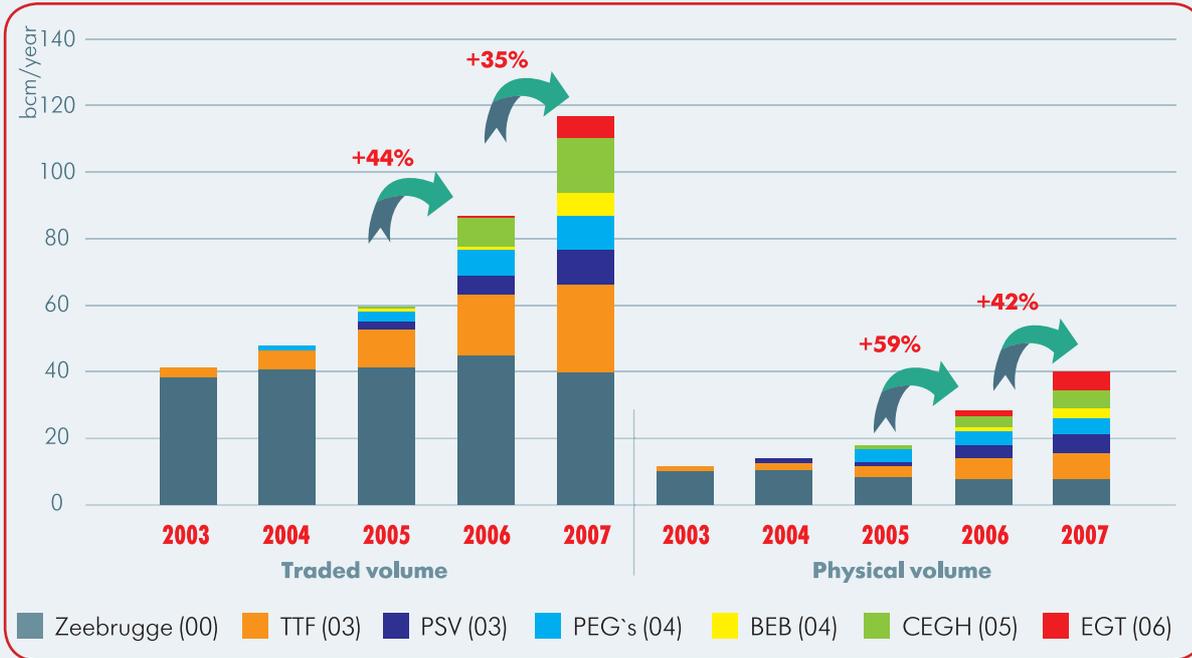


Рис. 4. Динамика объемов торговли и физических поставок газа с торговых площадок (хабов) континентальной Европы.
 Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2008, p.32

превосходил по объемам торговли следующие за ним французский и итальянский хабы³.

В настоящее время ситуация изменилась – и не в пользу хабов континентальной Европы. Вышедший там на первое место по объемам торгов хаб TTF составляет по этому показателю всего 4,6% от NBP (разница более чем в 22 раза – !). Объемы торгов на TTF в 1,2 раза превышают аналогичный показатель в Зеебрюге, который, в свою очередь, в 2,4 раза превышал объем торгов в немецком хабе EGT⁴, который в полтора-два раза превышает объем торгов в хабах BEB, PEGs, PSV⁵. И это при том, что NBP продолжает оставаться по формальным признакам неликвидным рынком.

Соотношение масштабов «бумажной» и «физической» торговли газом на хабах континентальной Европы представлено на рис. 4.

Уровни «чёрна» для газовых «хабов» континентальной Европы не превышают 5, где-то находятся на уровне ниже 2-3 (см. рис. 1)⁶, что в три-пять раз ниже предельного уровня «чёрна» для признания того или иного узла спотовой торговли хотя бы формально ликвидным. В целом по континентальной Европе этот показатель не превышает 3 (см. рис. 4). Поэтому 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, –

это означает привязать цены на газ к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной ликвидностью.

«Архитекторы» европейской газовой политики ожидали, что с внедрением либерализованных и конкурентных рынков страны континентальной Европы быстро перейдут к формированию цен на газ на базе их привязки не к ценам на нефтепродукты, а к ценам на газ, формируемым на базе торговли им в одном или нескольких центрах спотовой торговли (хабах) и котируемым на одной или нескольких биржах. Наиболее известные примеры, бравшиеся за основу, – это цены физического центра спотовой торговли Хенри-Хаб (США), котируемые на Нью-Йоркской товарной бирже, которая устанавливает цену на газ для всей Северной Америки, и цены виртуального центра спотовой торговли Национальная Точка Балансирования (Соединенное Королевство), котируемые на Лондонской межконтинентальной фьючерсной бирже. Однако этого не произошло и, по-видимому, не могло произойти в континентальной Европе. Да и насколько правомочно было бы переносить ценовые колебания на весьма специфическом рынке Соединенного Королевства на все энергетическое пространство «большой» Европы, которое включает в себя не только страны ЕС – потребители газа, но и все государства по трансграничным цепочкам газоснабжения вплоть до государств-экспортеров и месторождений газа в Европе, Азии, Африке,



соединенных трубопроводами и поставками СПГ с ЕС?

Отметим также, что лежащие в основе энергетической политики многих стран, особенно государств – импортеров энергоресурсов, представления, что чем выше ликвидность, тем выше конкуренция и тем ниже цены, не подтверждаются на практике в значительном числе случаев. Наиболее характерный пример – поведение цен на мировой нефтяном рынке. Этот рынок с конца 1980-х годов функционирует в режиме глобального рынка биржевых товаров. При этом, однако, цены на нем отнюдь не снижались, а устойчиво росли с конца 1990-х годов, особенно резко – с 2004 г., и тем более в 2007-2008 гг., а затем в одночасье обрушились до уровней, предшествовавших росту.

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

тенденций на финансовом рынке за пределами его нефтяного сегмента (поведение преимущественно ненефтяных финансовых инвесторов на глобальном финансовом рынке)⁷.

Другой пример – рынок газа Соединенного Королевства. До ликвидации монополии выделенной из British Gas сбытовой компании Centrica на снабжение газом населения в январе 1998 г. и урегулирования обязательств «бери или плати» между Centrica и производителями газа спотовые цены на газ, реализуемый независимым покупателям, оказались существенно ниже средневзвешенной стоимости газа, которую должна была уплачивать Centrica, унаследовавшая договоры British Gas с обязательствами «бери или плати». В начальный период либерализации газового рынка спотовые цены сохранялись на этом относительно низком уровне (конкуренция благодаря либерализации отрасли, но главным образом – результат наличия излишков газа ввиду значительного увеличения объемов добычи попутного газа в центральной части Северного моря в условиях их обязательной реализации). После достижения максимального объема экспорта на континент по газопроводу Interconnector в 2000 г. и последующего его снижения началось повышение спотовых цен. Эта их динамика сохраняется в текущем десятилетии и в последние несколько лет происходит уже на уровне, превышающем существовавшую до 1998 г. средневзвешенную стоимость газа по долгосрочным контрактам Centrica/British Gas⁸.

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



Механизм ценообразования: что и как делать?

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

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

- в 2004-2005 гг. четверть опрошенных считали, что цены на газ в европейских долгосрочных контрактах никогда не оторвутся от цен на нефтепродукты и не будут определяться спотовыми и/или фьючерсными котировками; 15-30% считали, что это произойдет после 2015 г., 23-36% – что после 2010 г. и только 17-24% считали, что до конца 2010 г. Таким образом, три четверти опрошенных в 2004-2005 гг. считали, что это произойдет до конца 2015 г. или не произойдет никогда;
- в 2006 г. лишь 4% опрошенных посчитали, что к 2010 г. спотовое ценообразование на газовом рынке заменит формулы привязки к нефтяным ценам в очень существенной степени, 28% – в существенной, 44% – в некоторой, 23% – в незначительной и 1% – что ни в какой?

Понятно, что процесс адаптации механизмов ценообразования на газ в Европе к меняющимся внешним условиям функционирования газовой отрасли будет неизбежно продолжаться. Это процесс является объективной закономерностью развития энергетических рынков и, в частности, рынков газа (см. вторую часть статьи, рис.1). Однако, учитывая инерционность отрасли и существующую систему долгосрочных правовых обязательств сторон договорных отношений на поставку газа, этот процесс (коррекция и/или пересмотр существующих механизмов ценообразования) не может быть быстрым. В рамках этого длительного процесса, по-видимому, не будет и не должно быть революционных переключений механизмов ценообразования на конкуренцию газ-газ в качестве повсеместно доминирующего.

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

- расширения номенклатуры замещающих газ энергоносителей, включая в том числе (там, где это будет целесообразно) конкуренцию газ-газ в качестве одного из ингредиентов формулы цены помимо угля, первичной электроэнергии и других энергоносителей в дополнение к доминирующим сегодня мазуту и газойлю/дизтопливу (см. первую часть статьи, рис. 3). Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся множественность товарной (продуктовой) конкуренции на рынке газа;
- сокращения всех временных интервалов, используемых в формуле цены газа при ее пересмотрах – частоты пересмотров цен, лага запаздывания (срока между датой пересмотра и учитываемым при расчете контрактной цены газа периодом учета цен замещаемых энергоносителей) и продолжительности периода учета. Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся интенсивность и диапазон колебаний цен на замещающие газ энергоносители в современных условиях, когда большая их часть является биржевыми товарами с фьючерсным/опционным ценообразованием, характеризующимся повышенной и продолжающей расти неустойчивостью цен.

Таким образом, ценовая корзина ДСЭГК основных экспортеров газа в Европу будет дрейфовать в направлении более сложной структуры формулы ценообразования, подобной, например, сегодняшней структуре ценообразования на газ на рынке Соединенного Королевства (см. первую часть статьи, рис. 4).

Такая постепенная трансформация механизмов ценообразования на газ уже происходит в различных странах и в различных сегментах их газовых рынков. Например, в сегменте газораспределения Германии, считающейся «оплотом» приверженности к традиционным формулам привязки газа в контрактах на внутреннем рынке страны, где традиционно цена на газ для коммунально-бытовых потребителей привязывалась к цене на газойль/дизтопливо, для крупных промышленных потребителей – на газойль/дизтопливо и мазут, а для электростанций – на газойль/дизтопливо, мазут и уголь. Контракты на внутреннем рынке по цепочке газоснабжения передавали механизм индексации газовых цен вплоть до пунктов сдачи-приемки газа в рамках долгосрочных импортных



контрактов и определяли конкурентный уровень газовых цен в ДСЭГК.

В настоящее время все более популярным для нужд ценообразования в рамках газораспределительных контрактов на внутреннем рынке страны становится механизм т.н. «управления номенклатурой продуктов» (portfolio management), при котором цена на газ начинает дополнительно привязываться к номенклатуре различных рыночных продуктов, включая продукты внебиржевой и биржевой торговли при весьма незначительных их объемах в рамках общих объемов поставок газа на рынке страны. Для ряда категорий немецких потребителей эта тенденция не является позитивной. Так, механизм ценообразования, построенный на базе стоимости замещения, гарантирует крупным промышленным потребителям и операторам электростанций Германии газовые цены на значительно более низком уровне, чем их рыночные котировки. Тем не менее считается, что это преимущество со временем исчезнет, и цены для различных категорий потребителей выравниваются. Промышленные потребители выражают по этому поводу свое сожаление, а крупные традиционные немецкие участники газового рынка продолжают

поддерживать «нефтяную» привязку газовых цен в долгосрочных импортных контрактах¹⁰. Видимо, как и на рынке нефти, привязка цен реальных поставок к котировкам различных финансовых инструментов (деривативов) выгодна в первую очередь трейдерам, а не производителям и потребителям реального товара.

Разнонаправленный эффект от трансформации механизма ценообразования на газ для различных категорий его потребителей является еще одним аргументом в пользу постепенной его адаптации к новым реалиям энергетических рынков. Адаптация эта тем более не должна осуществляться насильственными административными методами исходя только лишь из принципа «больше ликвидности, больше конкуренции, больше рынка». И, видимо, только сам газовый бизнес, умеющий адекватно оценивать риски и выгоды, может наиболее эффективно, постепенно и по необходимости адаптировать механизм ценообразования на газ в изменяющейся конкурентной среде своей повседневной практической деятельности к наиболее рациональной структуре формирования цены для всех участников процесса газоснабжения.



¹ Intercontinental Exchange Inc. (США) купила IPE в 2001 году и переименовала ее в ICE Futures в 2005 г.

² Более подробно см.: «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 3; А. Конопляник. Кто определяет цену нефти? – «Нефть России», 2009, № 3, с. 7-12, № 4, с. 7-11; он же. Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. – М.: «Нестор Академик Паблшерз», 2004, гл. 2.

³ Jonathan Stern. Is There a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? – OIES, NG 19, April 2007, p.19 по данным Heren Energy.

⁴ E.on Gas Transport – центр спотовой торговли газотранспортной системы Еон-Рургаз.

⁵ Рассчитано по: Gas Matters, June 2008, p.32.

⁶ При подготовке рисунка использовались данные Heren Energy, приведенные в указанной работе Дж. Стерна на с. 20; за основу рисунка взята карта европейских газовых хабов из «Gas Matters», May 2005, p.9, воспроизведенная также в указанной работе Дж. Стерна на с. 17.

⁷ Более подробно о закономерностях роста и падения нефтяных цен см. следующие публикации автора: Нефтяной рынок необходимо реформировать, «Время новостей», 12 декабря 2008 г.; О причинах взлета и падения нефтяных цен, «Нефть и газ» (Украина), 2009, № 2, с. 2-4, 6-8, 10-11; О ценах на нефть и нефтяных деривативах, «Экономические стратегии», 2009, № 2, с. 2-9; Кто определяет цену нефти?, «Нефть России», 2009, № 3, с. 7-12, № 4, с. 7-11; см. также: В. Фейгин. Конец эры «бумажной нефти», «Россия в глобальной политике», т.7, № 1, январь-февраль 2009, с. 135-146.

⁸ Более подробно см.: «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, гл. 4.3.4 и рис. 37-38.

⁹ См. таблицу 2 в: 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, № 4, с.47.

¹⁰ «Germany starts to move from oil-linked gas prices towards portfolio management», «Gas Matters», May 2008, p.14-15.