

ЦЕНА ГАЗА В ЕВРОПЕ: ПРОДОЛЖИТ РАВНЯТЬСЯ НА НЕФТЬ*



Как известно, в континентальной Европе доминирующим механизмом ценообразования в газовой отрасли является определение его контрактной цены на базе стоимости замещения газа в конечном потреблении. Это означает привязку контрактных цен на газ посредством специальных, зафиксированных в долгосрочных экспортных газовых контрактах (ДСЭГК), формул преимущественно к ценам на альтернативные мазут и газойль/дизтопливо.

В связи с ростом цен на нефть и нефтепродукты на мировом рынке в текущем десятилетии, особенно после 2004 года, стали быстро расти и цены на газ в ДСЭГК. Это стимулировало дискуссию о возможности перехода в континентальной Европе к новой структуре ценообразования на газ, оторванной от динамики цен на жидкое топливо.

Сторонники такого подхода предлагают привязать цены на газ в долгосрочных контрактах к биржевым котировкам газа на ликвидных европейских рыночных площадках.

Однако в рамках формирующегося единого европейского газового рынка даже наиболее ликвидные его национальные сегменты, такие как рынок Соединенного Королевства, не могут сегодня и в обозримой перспективе являться базой для устойчивого ценообразования на газ в Европе. Больше того, цены центров спотовой торговли (хабов) в Европе не являются адекватной альтернативой формулам привязки в ДСЭГК. В то же время формулы привязки в рамках ДСЭГК обладают высокой адаптивной способностью к изменяющимся реалиям газового рынка. Эти формулы будут продолжать эволюционировать и обеспечивать наибольшую плавность и наивысшую предсказуемость изменения уровней газовых цен. Что, в свою очередь, является важнейшим фактором устойчивого газоснабжения и стабильности взаимоотношений между всеми участниками газовых рынков.

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Консультант правления Газпромбанка,
экс-заместитель генерального
секретаря Секретариата
Энергетической Хартии (2002–2008)

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

Механизм ценообразования, оставлявший за потребителем выбор между газом и конкурирующими с ним энергоносителями и дающий возможность государству-соб-

ственнику ресурсов извлекать максимальную экономическую ренту, был впервые предложен на газовом рынке Европы правительством Нидерландов в 1962 году и получил известность как

Гронингенская (голландская) модель ДСЭГК (см. «Основные элементы Гронингенской модели ДСЭГК»).

Цель настоящей публикации состоит в том, чтобы показать невозможность

(экономическую необоснованность) от каза от ценообразования по «голландской модели» в обозримой перспективе по двум основным причинам.

Во-первых, потому что неоправданно возрастают риски и производителей, и потребителей газа. Во-вторых, потому что привязка континентальных европейских газовых цен к цене на газ, определяемой конкуренцией газ-газ и формируемой на базе европейских узлов спотовой торговли, не является надежной.

Риски

Развитие международных рынков газа происходит в направлении формирования все более разветвленной контрактной структуры сделок на них путем расширения числа все более ликвидных рыночных инструментов. Наиболее сложный вопрос связан с трудностями и рисками перехода от системы поставок газа с несколькими сильными участниками к системе одной или нескольких ликвидных рыночных площадок с большим числом игроков.

Эти риски относятся как к собственным рискам поставок на рынки, находящиеся в указанном «переходном» состоянии, так и к рискам инвестиций в проекты, ориентированные на такие «переходные» рынки, а именно на рынки, находящиеся в стадии перехода к наиболее либеральной их модели (как, например, рынок ЕС), где доминирующим может становиться принцип ценообразования «конкуренция газ-газ».

Переход на принцип ценообразования «конкуренция газ-газ» ведет к уравниванию рисков трейдеров и производителей/поставщиков. Однако риски поставок для вертикально интегрированных производственных компаний, осуществляющих добычу, являются частью более широкой номенклатуры торговых и инвестиционных рисков, чем для компаний, занимающихся исключительно торговыми операциями.

В свою очередь, повышенные торговые риски могут оказать решающее негативное влияние на перспективы окупаемости обычно крупномасштабных инвестиций в проекты по добыче и доставке газа потребителю и тем самым сделать невозможным для производителей привлечение на приемлемых условиях заемного финансирования.

Это положение справедливо вне зависимости от того, идет ли речь о трубопроводном газе или о СПГ. И это является од-

(а) В ее основе лежит долгосрочный контракт между производителем/поставщиком и потребителем/покупателем. Гарантии спроса необходимы, чтобы минимизировать некоммерческие риски инвестиций в освоение месторождения и строительство системы транспортировки газа от производителя до пункта сдачи-приемки. Длительность контракта предопределяется необходимостью: (i) сблизиť продолжительность периода гарантированного сбыта газа с оптимальными сроками разработки месторождения и (ii) обеспечить длительные, предсказуемые и устойчивые финансовые потоки от экспорта газа, необходимые для возврата инвестиций, вложенных в разработку месторождения и транспортную инфраструктуру;

(б) Цена газа (как на внутреннем рынке, так и экспортная) привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей) у конечного потребителя. Это дает возможность производителю-экспортеру извлекать при реализации своего газа максимальный эффект (как ренту Рикардо, так и ренту Хотеллинга), сохраняя при этом конкурентные позиции газа по отношению к альтернативным энергоресурсам.

Рыночная цена газа при этом рассчитывается по специальной формуле, являющейся неотъемлемой частью любого ДСЭГК. Базисная формула включает в себя два основных альтернативных газу энергоносителя. Это газойль/дизтопливо, отражающий конкуренцию с газом в коммунально-бытовом секторе, обычно с «весом» 60% в формуле цены. И это мазут, отражающий конкуренцию с газом в сфере промышленной тепло- и электроэнергетики, обычно с «весом» 40% в формуле цены;

(в) Предусмотрены регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы ценообразования и возможность адаптации формулы цены к изменяющимся внешним условиям (конкурентной среде газопотребления). Поэтому по мере развития энергетических рынков в базовую формулу стали включаться и другие конкурирующие с газом энергоносители, сокращая тем самым «веса» газойля/дизтоплива и мазута, но последние продолжают сохранять доминирующее положение в привязке цен на газ для таких ключевых поставщиков газа в Европу, как Россия, Норвегия, Нидерланды);

(г) Минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати), гарантирующие производителю минимально необходимый сбыт и минимально гарантированный уровень потока доходов от продажи газа, а покупателю – возможность разумного «закупочного маневра». Риски, таким образом, распределяются пропорционально компетенции участников производственно-сбытовой цепи;

(д) Нэт-бэк к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость его транспортировки от пункта сдачи-приемки до пункта конечного потребления);

(е) Оговорки о пунктах конечного назначения для исключения возможности реэкспорта более дешевого газа, закупаемого импортером по одному контракту для более отдаленного рынка, по более дорогой цене другого контракта для более близко расположенного рынка.

ной из характеристик понятия «(экономическая) надежность/безопасность спроса» (security of demand), с которой приходится иметь дело производителям/поставщикам.

Как заявил представитель одной из газодобывающих компаний, «производители заинтересованы в поставке своего газа либо на рынок с высокой ликвидностью, либо на рынок с низкой ликвидностью, но сильными участниками, и они знают, как это делать, но трудно поставлять газ на рынки с низкой ликвидностью и слабыми участниками».

По мнению авторитетной консалтинговой фирмы CERA, «инвестиции в инфраструктурные и крупные добывающие проекты очень тяжело обосновать схемами продаж на рынки, находящиеся в стадии перехода к либерализованной и высоколиквидной модели».

Но именно в таком переходном состоянии находится сегодня европейский рынок газа.

Необоснованность

Не останавливаясь подробно на рисках, перейдем к обоснованности формирования цены на базе европейских узлов спотовой торговли.

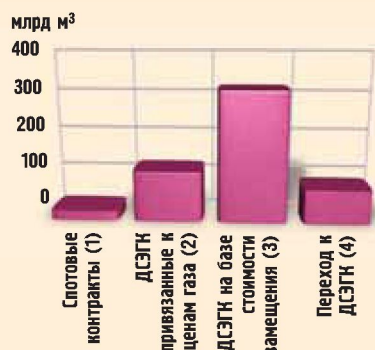
По оценке Секретариата Энергетической Хартии, из примерно 550–560

млрд м³ в год международной торговли газом лишь около 5% (порядка 25 млрд м³ в год) приходится на операции на спотовом рынке. Это разовые сделки на рынке СПГ при его поставках в США, Великобританию и другие страны, арбитражные операции на трубопроводе Interconnector, соединяющем Соединенное Королевство и Бельгию (см. «Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов»).

Таким образом, разовые сделки и биржевые операции, в ходе которых цена определяется на основе конкуренции газ-газ, занимают сегодня очень незначительную долю в объемах международной торговли газом. Занимая небольшую сегмент рынка газа, значительная часть которого приходится на США и меньшая на Соединенное Королевство, эти операции в международной торговле газом пока не являются представительными и подвержены поэтому серьезным случайным конъюнктурным колебаниям, вплоть до возможности искусственного манипулирования ценой.

Понятно, что переводить европейские ДСЭГК на цены такого объективно неустойчивого рынка, размах колебаний цен на котором превысил \$1000 за тыс. м³, значит создавать дополнительные риски и ставить под угрозу надеж-

МЕЖДУНАРОДНАЯ ТОРГОВЛЯ ГАЗОМ: МЕХАНИЗМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ РАЗНЫХ РЕГИОНОВ, 2005 Г.



(1) СПГ в США, Вел. вост. СПГ-спот; арбитраж на трубопр. Interconnector (Вел.-Бельгия)

(2) Трубопр. Канада-США, трубопр. в Вел. (BBL, Langeled) и новый голланд. экспорт

(3) Весь импорт в континент. Европу (вкл. новые страны ЕС) минус соотв. СПГ-спот в (1)

(4) Экспорт в СНГ — переход к ДСЭГК от квази-бартера, по данным за 2004 Рассчитано Секретариатом Энергетической Хартии по данным компании BP (2006)

ность энергоснабжения всей континентальной Европы.

Ликвидность рынков и цены

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 поставщику, где сглаженное перераспределение ценовых рисков между сторонами ДСЭГК происходит посредством специальных ценовых формул и предусмотренных контрактом механизмов по пересмотру цен и формул ценообразования. Поэтому сравнивать показатели ликвидности спотовой и биржевой торговли газом в Европе 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 физическими объемами поставленных по ним товаров с данной торговой площадки. Поэтому его «точные» 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 ликвидными не являются. Особенно, если их сравнивать с мировым рынком нефти.

Самым ликвидным среди товаров углеводородной группы является рынок смеси нефтей 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 года составлял порядка 700.

Также трехзначными величинами, но меньшими, чем для западно-техасской смеси, измеряется показатель «чёрн» для второго по значимости рынка нефти — смеси нефтей Brent, цены на которую котируются на Межконтинентальной фьючерсной бирже 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 ниже рубежного значения параметра «чёрн», равного 15, для отнесения того или иного рынка к категории ликвидных.

Таким образом, даже на самом ликвидном 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 (см. «Сравнительная ликвидность рынков»).

Средний уровень «чёрн» по Хенри-Хаб (центр спотовой торговли газом США) за 2004–2006 годы составлял порядка 30,

достигая в отдельные «точные» моменты уровня 100. Для Национальной Точки Балансирования (NBP) — виртуального центра спотовой торговли Соединенного Королевства — уровень «чёрн» колеблется в пределах 8–11, хотя и достиг одновременно уровня 21 в третьем квартале 2007 года. 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.

Для иных центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие и объемы торговли, чем для NBP, и уровни «чёрна», которые в 3–5 раз ниже его рубежного уровня.

Это означает, что даже если речь идет о самом ликвидном страновом сегменте европейского газового рынка, нам предлагается привязать европейские цены на газ к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной сегодняшней ликвидностью.

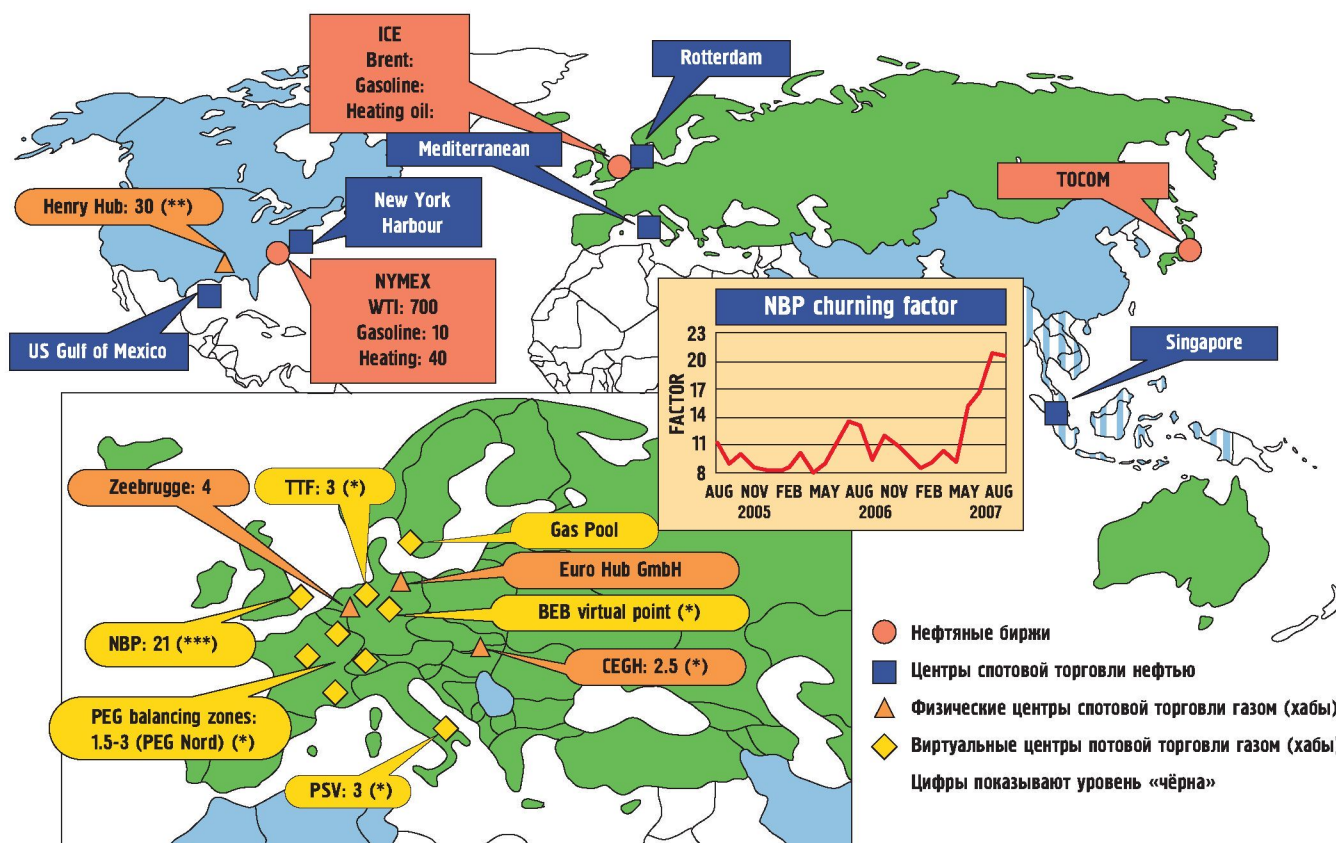
Больше того, не оправдались ожидания архитекторов европейской газовой политики на то, что переход к спотовой торговле снизит цены на газ. Тому пример рынок газа Соединенного Королевства.

До ликвидации монополии сбытовой компании Centrica в январе 1998 года и урегулирования обязательств «бери или плати» между Centrica и производителями газа, спотовые цены на газ 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 (как 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 году и последующего его снижения началось повышение спотовых цен.

Эта динамика сохраняется в текущем десятилетии и в последние несколько лет происходит уже на уровне, превышающем существовавшую до 1998 года средневзвешенную стоимость газа по долгосрочным контрактам Centrica/British Gas.

Более того, размах колебаний цен на спотовом рынке Соединенного Королев-



(*) Хаб BEB = Бундз (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 гг.

ства вышел за пределы разумных представлений и превысил \$1000 за тыс. м³ при средних уровнях контрактных цен на континенте в то же время порядка \$300-350. Максимальная цена газа была зафиксирована на уровне, превышающем \$1000, а минимальная цена несколько раз была зафиксирована отрицательной (специфика установленной английским правительством обязательной полной реализации попутного газа нефтяных месторождений Северного моря для получения возможности реализации жидких углеводородов, что приводило временами к принудительной продаже попутного газа по любой — даже отрицательной — цене).

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 экономически 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 газовых цен.

Будущее ценообразования

Процесс адаптации механизмов ценообразования на газ в Европе к меняющимся внешним условиям функционирования газовой отрасли будет неизбежно продолжать происходить. Однако, учитывая инерционность отрасли и существующую систему долгосрочных правовых обязательств сторон договорных отношений на поставку газа, этот процесс не может быть быстрым и тем более радикальным.

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:

(1) Расширения номенклатуры замещающих газ энергоносителей, включая в том числе конкуренцию газ-газ в качестве одного из ингредиентов формулы цены, помимо угля, первичной электроэнергии и других энергоносителей. Этот

элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся множественность товарной (продуктовой) конкуренции на рынке газа;

(2) Сокращения всех временных интервалов, используемых в формуле цены газа при ее пересмотрах. 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.

И такая постепенная трансформация механизмов ценообразования на газ уже происходит в различных странах и в различных сегментах их газовых 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 к наиболее рациональной структуре для всех участников процесса газоснабжения.