

К НОВОМУ УРОВНЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ДИАЛОГА

Изменения в газовой сфере требуют от производителей и потребителей «голубого топлива» усовершенствования условий сотрудничества

Недавно в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М.Губкина состоялся семинар на тему «Проблемы развития рынков газа: барьеры и стимулы развития». Данное мероприятие, ставшее уже традиционным, проводится РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина совместно с Бизнес-школой «Энерджи Дельта» и Университетом г. Гронинген при поддержке компании Gasunie (Нидерланды). Научный руководитель семинара с российской стороны — заведующий кафедрой «Международный нефтегазовый бизнес» профессор К.Н.Миловидов, с голландской стороны — вице-президент Energy Delta Роберт Бадо.

Семинар привлёк широкий круг участников — профессорско-преподавательский состав и научных работников университета, представителей академических кругов, нефтегазовых компаний, консалтинговых организаций. С приветственным словом к собравшимся обратился ректор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, профессор А.В.Муралов. По просьбе журнала «Нефть России» участники семинара поделились своим видением перспектив развития мирового рынка «голубого топлива».

Кризис затормозил «газовые» реформы

Алексей МАКАРОВ,
директор Института энергетических исследований РАН, академик РАН



Экономика и энергетика России после тяжёлого спада в 1990-е годы к 2008 г. восстановились почти до предреформенного уровня. Однако мировой кризис принёс новые тяжёлые потери и существенно изменил перспективы энергетики РФ. Рассмотренные в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (ЭС-2030, одобрена правительством в ноябре 2009 г.) посткризисные сценарии развития ТЭК с 2014–2015 гг. исходят из достаточно высоких темпов инновационного развития экономики с увеличением ВВП к 2030 г. по сравнению с 2005 г. в 3,3–3,5 раза.

Воздействие кризиса на перспективы отечественной энергетики отнюдь не сводится к сокращению энергопотребления из-за замедления экономического роста. Он заметно уменьшил как текущие значения, так и прогнозы мировых цен углеводородов. Аналогично снизились прогнозы цен на российский газ, а опасения по поводу роста инфляции, возникновения социальной напряжённости и неплатежей потребителей за энергоносители побудили власти замедлить вывод внутренних цен газа на равную эффективность с его (даже упавшими) экспортными значениями. В результате вопиющее положение, когда наиболее чистое и технологичное топливо оказывается дешевле угля, закончилось в 2008 г., но неадекватность цен качеству энергоносителя грозит затянуться ещё на четыре – пять лет.

Спад экономики и цен не просто затормозил, но и на два – три года повернул вспять процесс снижения энергоём-

кости ВВП (в 2000–2008 гг. она уменьшилась на одну треть), вернув её последующую динамику в диапазон прогнозов ЭС-2020. В итоге при восстановлении экономики будет предъявлен повышенный спрос на энергоресурсы, потребление которых к 2030 г. увеличится в полтора раза, в основном за счёт роста их расхода электростанциями, транспортом и химическими предприятиями. При этом существенно замедлится перестройка внутреннего спроса с газа на другие энергоресурсы, поскольку он по-прежнему будет самым дешёвым топливом. Только затем, при продолжающемся росте расхода газа, его доля в энергопотреблении страны начнёт уменьшаться – с 53% в 2005 г. до 47–48% в 2030 г. – главным образом за счёт увеличения использования неуглеродных энергоресурсов с 13 до 16–17%.

В отличие от внушительного роста внутреннего рынка энергоресурсов к 2030 г. во всех сценариях их экспорт увеличится относительно 2005 г. только на 12–17%. При этом будет происходить замещение нефтяного экспорта (его доля сократится с 59% до 50–52%) природным газом, поставляемым по трубопроводам (рост с 34 до 36–37%) и в сжиженном виде (до 3–4%). Экспорт газа в зависимости от мировых цен возрастёт на 35–41%. Начнут интенсивно осваиваться азиатские энергетические рынки с доведением их доли в общем экспорте до 25% при уменьшении поставок энергоресурсов в ближнее зарубежье.

Основной прирост производства энергоресурсов будет обеспечен за счёт увеличения добычи природного газа – с 641 млрд м³ в 2005 г. до 870–890 млрд в 2030 г. – в основном на Ямале и Штокмановском месторождении, а также в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Поставленную прежней Энергостратегией задачу диверсификации энергобаланса выполнить не удастся: доля газа не сократится, а повысится с 42,5% в 2005 г. до 44–45% в 2020–2030 гг. При этом в более далёкой перспективе, после 2050 г., окажется неизбежным быстрое снижение производства «голубого топлива» даже при успешном освоении ресурсов газовых гидратов.

Наряду с этими традиционными сценариями в ЭС-2030 рассмотрен энергоэффективный вариант развития энергетики России. Он предполагает координацию усилий стран по сдерживанию эмиссии парниковых газов, что замедлит рост мирового энергопотребления и сформирует умеренные цены на топливо. Согласно этому сценарию, добыча угля и нефти после 2020 г. практически стабилизируется. В результате к 2030 г. российская газовая отрасль выйдет на

уровень ежегодной добычи в 800–820 млрд м³, обеспеченный ресурсами традиционного газа (без газовых гидратов), и будет удерживаться на нём вплоть до конца XXI века.

Объявленный правительством РФ вывод цен внутреннего рынка газа на равную доходность с ценами отечественного экспорта в Европу является принципиально важным, но недостаточным шагом. Его необходимо увязать с внутренними ценами межтопливной конкуренции, которые будут формироваться у основного потребителя энергоресурсов – электроэнергетики (дифференцировано по районам страны) через взаимозамещение газа с углем и атомной энергией. Тем самым Россия станет, по-видимому, первым крупным рынком газа, который если не заменит, то во всяком случае совместит «нефтяную» основу ценообразования с формированием цен «голубого топлива» на базе его конкуренции с углем и атомной энергией.

Россия имеет реальные возможности перехода к устойчивому развитию на путях повышения энергетической эффективности и экологической ориентации экономики и энергетики, а газовая отрасль служит одним из главных двигателей этого процесса.

На пороге смены экспортной стратегии

Андрей КОНОШЯНИК,
консультант правления «Газпромбанка»,
профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,
доктор экономических наук



В настоящее время в международной торговле известны и применяются три основных механизма ценообразования на газ:

- по методу «издержки-плюс» («нэт-форвард»), при котором государство-собственник недр извлекает ренту Рикардо (равняется долгосрочной разнице между издержками и предельными издержками). Этот метод используется на рынке «физической» энергии, обычно в начальных фазах его становления или на его более поздних стадиях при так называемом политическом ценообразовании;

- по методу «нэт-бэк от стоимости замещения», при котором государство извлекает ренту Рикардо плюс ренту Хотеллинга (равняется долгосрочной разнице между предельными издержками и стоимостью замещения конкурирующими видами топлива). Также применяется на рынке «физической» энергии, как правило, на более поздних стадиях его развития (этапы интенсивного роста и развитого рынка);

- биржевое ценообразование на товарно-сырьевых рынках (фьючерсы/опционы), при котором в дополнение к ренте Рикардо плюс ренте Хотеллинга поставщик может сталкиваться с «непредвиденными» доходами, которые могут быть как со знаком плюс (прибылями), так и со знаком минус (убытками), ибо являются результатом биржевой игры. Эти дополнительные прибыли/убытки являются разницей между «равновесной» ценой спроса/предложения и стоимостью замещения газа, служат для покрытия краткосрочных дисбалансов спроса/предложения. Этот механизм ценообразования используется на рынке «бумажной» энергии. Ситуация в Великобритании в 2007 г. может служить примером неустойчивости рыночных котировок: когда контрактная цена на газ в континентальной Европе составляла 350 долларов за 1 тыс. м³, спотовая цена в Соединённом Королевстве колебалась между более чем 1 тыс. долларов и отрицательными значениями (ниже 0 долларов!).

Государства-собственники природных ресурсов заинтересованы в том, чтобы максимизировать долгосрочную ресурсную ренту, а значит, продавать газ на экспортных рынках с наибольшей стоимостью замещения (таким рынком для СССР/Россия исторически является Европа). Экономический механизм реализации этой задачи был разработан правительством Нидерландов в 1962 г., с тех пор он применяется в Европе и известен как Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК). Она включает следующие основные ценовые компоненты:

- долгосрочный контракт;
- формулу ценообразования с привязкой цены газа к стоимости его замещения (ценам замещающих видов топлива);

- регулярный пересмотр цены и формулы цены + нэт-бэк до пункта сдачи-приёмки газа.

Правовыми предпосылками реализации такой модели на международных рынках газа являются резолюция № 1803 Генеральной ассамблеи ООН (1962 г.) и статья 18 Договора к Энергетической Хартии (1994–1998 гг.) о (постоянном) государственном суверенитете на природные/энергетические ресурсы. В соответствии с этим принципом суверенным правом государства-экспортёра (собственника природных ресурсов) является принятие решения – предоставлять или нет импортёру политически мотивированные экономические уступки путём установления пониженных экспортных цен или формул ценообразования, ведущих к уменьшению цен (чтобы делиться своей ресурсной рентой с другим государством). Поэтому применение метода «издержки-плюс» вместо формирования экспортной цены на основе стоимости замещения есть политически мотивированное установление экспортных цен, применявшееся, например, во взаимоотношениях СССР с (бывшими) странами СЭВ до конца 1990-х годов, России с Украиной в 1992–2005 гг. и с Белоруссией в 1992–2006 гг., стран Центральной Азии с Россией и Украиной в 1992–2009 гг.

До 1962 г. торговля газом в Европе осуществлялась на базе принципа ценообразования «издержки-плюс». После введения Нидерландами в 1962 г. Гронингенской модели ДСЭГК она стала широко распространяться на континенте и послужила финансово-экономическим механизмом формирования Европейской системы газоснабжения. В 1968 г. на базе модифицированной Гронингенской модели начались экспортные поставки российского (тогда советского) газа в Европу. После распада СЭВ, а затем и Советского Союза поначалу экспорт «голубого топлива» в бывшие страны СЭВ и бывшие республики СССР был переведён на принцип ценообразования «издержки-плюс» (причём это относилось как к российскому, так и к среднеазиатскому сырью). Однако в конце 1990-х годов, в преддверии вступления восточноевропейских стран в ЕС, газовые контракты с ними были переведены с «политического ценообразования» на рыночно-ориентированное, на базе стоимости замещения газа на рынке Евросоюза. Поскольку в то время в мире цены на нефть и нефтепродукты были в очередной раз на минимальной отметке, то и привязанная к нефтяным котировкам стоимость замещения газа также находилась на низком уровне. Поэтому переход на рыночное ценообра-

зование с бывшими странами СЭВ прошёл безболезненно. Однако те же действия по отношению к Украине и Белоруссии осуществлялись в иное время – после начавшегося в 2003 г. резкого роста цен на нефть и привязанной к ним контрактной цены газа. Это является экономическим объяснением того, почему данный вопрос приобрёл такую политическую остроту в 2006–2007 и в 2009 гг.

2009–2010 гг. являются временем завершения перевода всей ориентированной на ЕС производственно-сбытовой газовой цепочки (от конечного потребителя в Евросоюзе до поставщиков в России и Средней Азии) на вышеописанный механизм ценообразования «нэт-бэк от стоимости замещения в ЕС». Это, в частности, будет иметь важный эффект для смены экспортной стратегии государств Центральной Азии: в иерархии приоритетных рынков ЕС для них неизбежно перемещается на более низкие строчки (как, впрочем, и для многих западноевропейских газовых компаний).

Среднеазиатские страны имеют следующие возможности альтернативных направлений поставок, исходящим центром которых является крупнейший в регионе по ресурсам и добыче газа Туркменистан. Это маршруты:

- 1) действующие трубопроводы Средняя Азия – Центр (САЦ-1–4) через Россию в Европу;
 - 2) Прикаспийский газопровод в Россию (САЦ-3), который в перспективе будет расширен;
 - 3) внутренний туркменский трубопровод Восток – Запад (его сооружение намечается);
 - 4) в Китай через Узбекистан и Казахстан (строится, первая очередь запущена 14 декабря 2009 г.);
 - 5) обходящие стороной Россию трубопроводные магистрали в Европу («Набукко» и другие, соединение которых с правобережьем Каспия предполагается через транскаспийский газопровод или через Иран, данный вопрос обсуждается);
 - 6) трубопровод в Иран (действует и расширяется), позволяющий использовать сделки замещения и поставлять на международные рынки «туркменский» трубопроводный газ и СПГ из района Персидского залива;
 - 7) в Индию и Пакистан через Афганистан (данный вариант обсуждается).
- Изменение экспортных приоритетов для центральноазиатского газа имеет очевидное экономическое обоснование, вытекающее из последствий смены механизмов ценообразования на постсоветском пространстве начиная с 2009 г.

Долгосрочный интерес стран-экспортёров центральноазиатского газа — получить максимальную рыночную цену за газ на своих внешних границах и исключить транзитные затраты и риски. До 2009 г. действовал принцип ценообразования «издержки-плюс-плюс» на внешней границе страны-экспортёра и цена газа была намного ниже, чем при схеме «нэт-бэк от стоимости замещения в ЕС». Это предопределяло наличие большой ренты Хотеллинга, за которую шла активная борьба. Компании стран ЕС были заинтересованы в получении данной ренты за счёт прямых закупок центральноазиатского газа на внешних границах государств-экспортёров и последующей его перепродажи в Европе. Поэтому-то и шла активная борьба Евросоюза за возможность «прямых» поставок в ЕС центральноазиатского газа. Во-первых, европейские компании стремились получить доступ к газопроводам «Газпрома» по внутренним российским тарифам. Это предопределило долгосрочные дебаты в рамках Энергетической Хартии с целью использования ДЭХ как качества механизма реализации такого сценария. Потерпев неудачу на этом направлении, Еврокомиссия и её сторонники и союзники сменили концепцию поведения и начали призывать к строительству альтернативных газопроводов в обход России. В этом случае рента Хотеллинга могла обеспечить окупаемость значительных капиталовложений в «Набукко» и другие аналогичные трубопроводные маршруты.

Однако с 1 января 2009 г. картина радикально изменилась. Россия и страны Средней Азии перешли на общераспространённые в Европе принципы экспортного ценообразования — «нэт-бэк от стоимости замещения в ЕС». Теперь в пунктах сдачи-приёмки «голубого топлива» на своей внешней границе государства Средней Азии получают цену конечного потребителя в ЕС. Поэтому на данный момент для компаний ЕС отсутствуют какие-либо дальнейшие экономические стимулы (ценовая рента) к борьбе за прямые закупки центральноазиатского газа. Как уже отмечалось, Евросоюз опустился вниз в иерархии приоритетов экспортёров центральноазиатского газа.

Для Туркменистана маршруты 4 и 6 (см. список выше) обеспечивают доступ к наиболее быстрорастущему и крупнейшему евразийскому рынку газа. При этом магистраль в Китай функционирует уже с 2010 г., а сооружению трубопровода в Иран препятствуют политические барьеры, в частности сохраняющиеся антииранские санкции

США. Маршруты 1 и 2, как показывает исторический опыт, являются наименее рискованным доступом к развитому рынку ЕС с наивысшими ценами. Поэтому начиная с 2009 г. у группы маршрутов 5 отсутствуют ценовые преимущества по сравнению с ними. Направление в Индию и Пакистан через Афганистан продолжает оставаться наиболее рискованным и непредсказуемым.

Новая система энергетической безопасности

Елена ТЕЛЕГИНА,
профессор, заведующая кафедрой
«Стратегия управления ТЭК»
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина,
доктор экономических наук



В условиях глобализации энергетического рынка вопросы поставок энергоресурсов на стратегические направления становятся политически и экономически значимыми для стран, обеспечивающих международную энергетическую безопасность путём устойчивого и бесперебойного снабжения энергоресурсами традиционных и растущих регионов потребления. Россия, являясь одним из крупнейших производителей и экспортёров углеводородов в мире, заинтересована в развитии своей транспортной инфраструктуры и диверсификации направлений экспорта с целью укрепления позиций на внешних рынках.

Реализация новых стратегических нефтегазотранспортных проектов становится приоритетом энергетической политики России на ближайшие 10 лет, что позволяет проложить новые транспортные коридоры как на традиционных экспортных направлениях (Европа), минимизируя транзит по террито-

рии третьих стран, так и для выхода на новые для России рынки (США, АТР).

Транспортировка и транзит российских энергоносителей в Европу становятся одним из ключевых факторов развития как энергетического сотрудничества, так и европейской энергетической интеграции. Необходимость такого партнёрства обусловлена, с одной стороны, наличием в России потенциальных возможностей расширения экспорта энергоресурсов в страны Евросоюза, что требует значительных долгосрочных инвестиций в освоение новых нефтегазовых месторождений, модернизацию существующих и ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, в создание энерготранспортной инфраструктуры, а с другой стороны, растущими потребностями европейского энергетического рынка в энергоресурсах в связи с истощением собственных запасов в Северном море.

Особенный интерес для ЕС представляют такие инфраструктурные проекты, как освоение Штокмановского месторождения, сооружение Северо-Европейского газового трубопровода, создание газопровода Ямал — Европа, объединение нефтепроводов «Адрия» и «Дружба» и т.д.

Возможность увеличения экспорта нефти и газа обуславливается не только наличием ресурсов, но и мощностью транспортной инфраструктуры. Сохранение и поддержание на высоком уровне экспортного потенциала невозможно без расширения пропускной способности существующих и строительства новых трубопроводов, сооружения и реконструкции нефтепортов на территории России, что позволит избежать дорогостоящей зависимости от транзита через третьи страны и услуг зарубежных портов.

С целью эффективного снижения тарифной и нетарифной дискриминации, предотвращения перебоев в транзите, несанкционированного отбора, отказов в предоставлении доступа к услугам трубопроводного транспорта, а также гармонизации режима транзита в рамках евроазиатского рынка углеводородов, РФ разработала комплекс мер по решению актуальных проблем транзита как российских нефти и газа через территорию третьих стран, так и нефти и газа прикаспийских государств через территорию РФ. При этом должны использоваться не только экономические методы, но и различные формы международного регулирования.

Одной из действенных мер гармонизации режима транзита может стать использование инструментов международного регулирования, в частности

юридически обязательного Договора к Энергетической Хартии. Его особенностью является возможность разрешения транзитных споров через сравнительно недорогую процедуру примирения с помощью мирового посредника. Сроки разрешения конфликтов при этом сокращаются до одного года.

Россия обладает экономическими предпосылками для сохранения лидирующих позиций в сфере транспортировки углеводородных ресурсов на международных рынках, в первую очередь в Западную Европу.

Очевидно, что экономические и политические аспекты организации международного транзита энергоносителей выходят на одно из первых мест при формировании новой структуры энергетического рынка и при выработке стратегии обеспечения энергетической безопасности в мире в целом (и особенно на евроазиатском континенте) на рубеже тысячелетий. Резко усиливается роль национальных правительств, призванных обеспечить политическую стабильность и соблюдение надёжных правил функционирования и регулирования транзитных систем поставок энергоносителей через третьи страны на основные рынки потребления. Всё возрастающее значение приобретает законодательное регулирование сложных многосторонних отношений стран и энергетических компаний по поводу транзита. В связи с этим более пристального внимания требуют вопросы экономического обоснования стоимости услуг по транзиту, формирования тарифов на «справедливой», экономически оправданной основе, а также диверсификация маршрутов поставок с целью повышения конкуренции и установления «эффективной», то есть приемлемой и взаимовыгодной цены энергоносителей.

Таким образом, новые энерготранспортные проекты становятся государственным приоритетом и их реализация позволит укрепить энергобезопасность. Северо-Европейский газопровод, БТС, восточные экспортные магистрали — новые надёжные гарантии энергоснабжения Европы и Азии. Развитие структуры поставок СПГ поможет России выйти и закрепиться на новых рынках — в Северной Америке и АТР.

Эффективность магистральных трубопроводов зависит от роста объёмов добычи нефти и газа, привлечения финансовых ресурсов для поддержания действующих объектов и инвестиций в строительство новых экспортных трубопроводов. Большое геополитическое значение перспективных транспортных экспортных проектов в условиях быстрорастущего спроса на энергоресурсы ведёт к

формированию новой системы международных отношений, где обеспечение энергетической безопасности становится одной из основ развития международной и национальной политики.

Борьба на рынке обострится

Татьяна МИТРОВА,
директор Центра анализа мировых энергетических рынков Института энергетических исследований РАН, доцент кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, кандидат экономических наук



В последние 30 лет стратегия всех игроков мирового энергорынка была основана на идее постоянного роста потребления. Однако медленная, временами противоречивая и не всегда удачная, но неуклонная политика развитых стран в области энергосбережения и внедрения альтернативных источников энергии постепенно начинает давать плоды.

На обозримую перспективу прогнозируется снижение темпов роста (если не сокращение абсолютных объёмов) спроса на нефть и газ в государствах ОЭСР. Даже частичное выполнение задач, поставленных в рамках энергетического плана Барака Обамы и европейской программы «20—20—20», приведёт к стагнации спроса на углеводороды в США и Европе уже в среднесрочном периоде.

Кризис только усугубил эти тенденции, наглядно продемонстрировав, что глобальный спрос на энергоносители может не только расти. В результате всё заметнее избыток мощностей в нефтяной отрасли и в производстве СПГ. Сам по себе он носит краткосрочный характер, но в условиях жёсткого финансового прессинга на участ-

ников рынка может привести к немалым потрясениям.

Кризисное падение спроса в сочетании с масштабным вводом новых нефтедобывающих мощностей в 2009 г. (отражающим инвестиционные решения, которые были приняты в период высоких цен на сырьё) привело к росту свободных производственных активов в мире — с 2,4 млн баррелей в сутки в 2008 г. до 6,4 млн в 2009 г. Это — максимальный уровень с 1988 г. Свободные мощности составляют уже 8% всего спроса на нефть. Аналогичный переизбыток наблюдается и в нефтепереработке. Ещё более яркую картину демонстрирует рынок СПГ, который все последние годы показывал самые высокие темпы роста. Уже в 2010 г. объём мощностей по сжижению должен увеличиться на 30% по сравнению с 2008 г. — это самый значительный прирост за всю историю рынка СПГ.

Кризисная «подушка» из простаивающих мощностей и падение спроса заметно меняют и без того непростые отношения производителей и потребителей, усиливая позиции последних. В ситуации затоваренного рынка те начинают диктовать свои условия. Покупатели уже добиваются уменьшения отбора газа даже по жёстким контрактам «бери или плати». Идут переговоры о временном сокращении объёмов закупок.

Осознание циклической природы развития энергетических рынков и одновременно разрушительной силы колебаний как для производителей, так и для потребителей должно наконец-то способствовать нахождению новых форм взаимодействия между ними. Слишком дорого всем приходится платить за эти «ценовые качели» и «встроенную» нестабильность рынков. Необходимость достижения долгосрочного баланса между интересами всех игроков уже перзрела. Существующая система международных норм и негласных правил торговли энергоносителями настолько явно даёт сбой, что её смена неизбежна. Вопрос в том, какие потрясения предстоит пережить мировой энергетике, прежде чем будет найдено новое равновесие.

Нестабильность ситуации усугубляет невиданный прежде размах глобализации рынков: удлинение цепочки поставщиков ведёт к существенному повышению роли транзита энергоносителей, который уже сейчас стал зоной едва ли не самого высокого риска, способного свести на нет добросовестные усилия других участников. По мере увеличения числа стран, вовлечённых в любую цепочку снабжения энергоно-

сителями, надёжность поставок всё более зависит не столько от технических, сколько от институциональных факторов (прежде всего, от регулирования рынков в отдельных государствах). Таким образом, биполярную модель отношений «производитель-поставщик» с неизбежностью надо дополнить третьим проблемным звеном – транзитёрами. Стоит учесть, что в период кризиса эти страны нацелены на максимизацию транзитной ренты и предпочитают долгосрочным финансовым выгодам краткосрочное увеличение поставлений.

Мировая энергетика вошла в зону «высокой турбулентности», и в течение как минимум ближайшего десятилетия на этом непростом рынке предстоят серьёзные потрясения и сдвиги в правилах игры. Мир должен готовиться к обострению противостояния потребителей и производителей, которым уже нечего будет терять в этой борьбе. Не исключено, что дело дойдёт до пересмотра моделей ценообразования и кардинальной трансформации правовой базы. Изменится география спроса, что приведёт к появлению новых направлений поставок. На фоне стагнирующего энергопотребления неизбежно обострение конкуренции между производителями – как странами, так и компаниями.

Весьма вероятен новый передел энергетических рынков. Благодаря на-

копившимся за предыдущие годы средствам и отсутствию бремени социальных обязательств крупнейшие транснациональные нефтегазовые корпорации будут возвращать свои позиции, которые они за последние 7–10 лет уступили национальным компаниям с высокой долей государственного участия. Это далеко не полный перечень тех новых условий, в которых неминуемо окажутся все участники рынка, в том числе и Россия как его ключевой игрок.

Учитывая очень большую зависимость российской экономики от экспорта углеводородов, сложно преувеличить важность адаптации внешней энергетической политики к происходящим переменам. А принимая во внимание продолжительность инвестиционного цикла в энергетике и потребность в заблаговременном создании транспортной инфраструктуры, решения придётся принимать уже сегодня, в условиях жесточайших бюджетных ограничений и крайне высокой неопределённости внешних факторов.

Два рыночных инструмента

Александр ПЕТРОВ,
начальник управления развития
электронных форм торговли газом
ООО «Межрегионгаз»

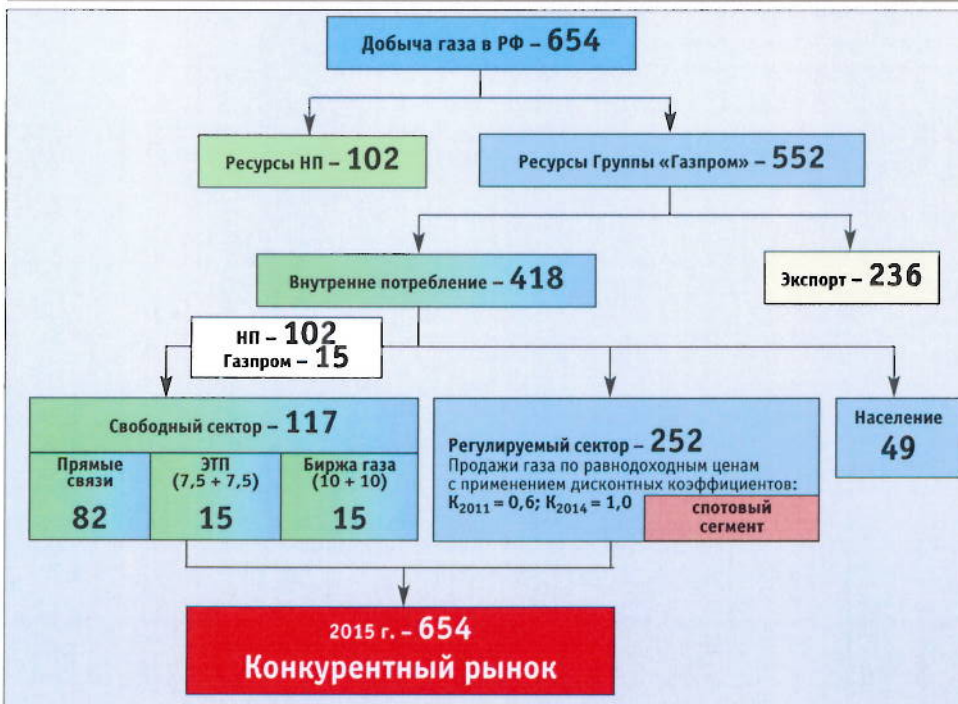


Развитие российского рынка газа является одной из приоритетных задач ОАО «Газпром», и её актуальность ежегодно увеличивается. Доля газа в топливном балансе страны достигла 55,4%, превысив суммарную долю всех прочих видов энергоресурсов на 11 пунктов. Вместе с тем расширилась география и повысился уровень газификации (с 54 до 62%), возросли масштабы использования газа в качестве сырья, технологического и моторного топлива.

В России осуществлены крупные мероприятия по развитию рыночных отношений в газовой сфере: создан сегмент продажи газа по предельным ценам, внедрена электронная торговля, подготовлен проект биржевой торговли данным сырьём.

В ходе двухлетнего эксперимента на электронной торговой площадке (ЭТП) «Межрегионгаза» были отработаны порядок торговли газом и технологии, позволяющие осуществлять его продажи и поставки в режимах «месяц», «неделя», «сутки». Объёмы реализации газа составили более 13,3 млрд м³ (ОАО «Газпром» – 56%, независимые производители – 44%). Итоги эксперимента продемонстрировали готовность и возможность российской промышленности приобретать газ по рыночным ценам. Заложена необходимая основа для организации в кратчайшие сроки технической инфраструкту-

Прогноз формирования российского рынка газа (по данным 2007 г.)



ры рынка газа России, созданы реальные предпосылки для доведения её состояния до уровня лидирующих мировых рынков, в частности США и Великобритании.

В III квартале 2009 г. подразделения «Газпрома», используя данные о тенденциях на зарубежных рынках газа, продолжили работу по развитию биржевых форм торговли в РФ. Принято решение об активизации подготовки участников рынка к организации Биржи газа. Если учесть успешное освоение на ЭТП в 2007–2008 гг. биржевой технологии по аукционной продаже и поставке в спотовом режиме физических объёмов газа, более актуальной задачей для российского рынка является не перенос данных операций на создаваемую Биржу газа, а развитие на ней технологии продажи фьючерсных контрактов с поставкой реального сырья при наступлении сроков их исполнения (по желанию участников). Мировая практика убедительно подтверждает, что Биржу газа и ЭТП необходимо рассматривать как два рыночных инструмента, дополняющих друг друга.

На ЭТП сроки исполнения контрактов — «на следующий день», «на следующую декаду», «на следующий месяц», — на Бирже — «на следующий месяц», «на следующие 1–36 месяцев». ЭТП регистрирует спотовые цены для коммерческой балансировки газа на внутреннем рынке и в ГТС. Биржа даёт прогноз цены на период до 36 месяцев и индикаторы для взаиморасчётов на последующий месяц по долгосрочным договорам.

Для обеспечения объективности ценовых индикаторов целесообразно осуществить акционирование действующей ЭТП с привлечением ведущих участников рынка газа и организацией конкуренции между двумя упомянутыми площадками.

Учитывая, что российский рынок газа вступает в новый этап развития, на котором наряду с товарными потоками будут функционировать сопровождающие их финансовые потоки, на порядок большие по масштабам, предлагается взять под контроль формы их взаимодействия. Возможная схема формирования конкурентного рынка газа на период до 2015 г. представлена на рисунке.

Возвращение к хорошо забытому старому

Владимир ФЕЙГИН,
Главный директор,
руководитель энергетического
департамента Института
энергетики и финансов,
кандидат физико-математических
наук,



Владимир РЕВЕНКОВ,
заведующий сектором газовых рынков
Института энергетики и финансов,
кандидат экономических наук

Поиск новых подходов к ценообразованию на газ при оптовых поставках обычно обуславливается критикой традиционных методов, основанных на привязке цены «голубого топлива» к стоимости нефти и нефтепродуктов. Эта критика раздаётся со стороны стран-импортёров в Европе и поддерживается западными политиками, а также приверженцами принятых в Северной Америке и Великобритании методов организации рынка и ценообразования. Она периодически обостряется на этапах кризисных явлений в мировой экономике, так что в условиях нынешней рецессии возобновление этой дискуссии естественно.

Мы не считаем существующую систему ценообразования абсолютно идеальной и видим целый ряд направлений её развития и совершенствования (но не её полного отбрасывания на чисто идеологической основе, как это часто подразумевается).

В долгосрочных контрактах доминирует принцип «нэт-бэк», который основан на расчёте эквивалентной цены га-

за (на границе страны-импортёра или в пункте передачи сырья), исходя из стоимости конкурирующих видов топлива на соответствующих рынках, взвешенных по удельному весу в общем потреблении, за вычетом налогов на газовое топливо и издержек по цепочке транспорт — распределение — хранение — регазификация СПГ (в случае поставок сжиженного газа). В последнем случае эквивалентная цена доходит не до границы страны-импортёра, а останавливается на борту танкера-метановоза.

Такой подход является хорошо забытым старым методом, предложенным Нидерландами на заре развития экспортных операций. Но впоследствии он в целях поощрения внедрения природного газа в экономику европейских стран был заменён на формульные цены. В формульных конструкциях базовая цена является договорной, лишь приблизительно ориентируется на потребительскую стоимость природного газа и индексируется в зависимости от движения цен на альтернативные энергоносители, выступающие конкурентами для газового топлива. Кроме того, в условиях господства на рынках стран-импортёров интегрированных национальных компаний анализ компонентов оценки потребительской стоимости природного газа методом обратного счёта («нэт-бэк») был крайне затруднён. Однако процессы либерализации этих рынков позволяют вдохнуть новую жизнь в данный подход и повысить обоснованность предлагаемых на его основе решений.

Ввиду того, что на определённых этапах развития мирового энергетического рынка имеет место переизбыток предложения газа (а в Европе и в США в настоящее время наблюдается именно такая картина), вопросы модернизации ценообразования в пользу лучших для производителя условий перераспределения природной и монополярной ренты решаются крайне сложно. В этих условиях можно рассчитывать лишь на локальные улучшения применяющихся методов ценовых расчётов. Одним из способов является включение экологической составляющей в формулу цены.

По мере развития системы торговли квотами на выбросы вредных веществ в атмосферу в европейских долгосрочных контрактах на поставки газа можно учитывать экологическую составляющую (по разнице вредных выбросов, приходящихся на нефтяное, угольное топливо и природный газ).

На свободных рынках — в США и Великобритании — ценообразование на газ в долгосрочных контрактах может учитывать индексы спотового рынка либо возможность прямой торговли

«голубым топливом» в режиме внутриотраслевой конкуренции (газ-газ) с соответствующими механизмами ценообразования спотового рынка.

Индексация цен на газ в зависимости от стоимости нефти и нефтепродуктов является удобным механизмом, от которого вряд ли следует отказываться. Однако совершенствование подходов здесь может включать пересмотр так называемых ценовых условий, которые бы адекватно отражали тесную связь цен на газ и нефть (в отличие от американского рынка, где такая связь в 2008–2009 гг. была нарушена). Речь идёт, например, о сокращении долевого компонента цены низкосернистого мазута в формульных конструкциях европейских контрактов.

Цены в долгосрочных контрактах, основанные на традиционных формулах привязки к стоимости нефти и нефтепродуктов, являются более прозрачными и предсказуемыми, что делает их достаточно привлекательными для страны-экспортёра, заинтересованной в стабильности мирового энергетического рынка. Так, динамика привязки цены газа в ключевых долгосрочных контрактах (по группе из 10 российских, нидерландских, норвежских и алжирских контрактов) на трубопроводные поставки в Европу к спотовой цене нефти Brent с лагом 9 месяцев в 2009 г. показывает устойчивый рост этого показателя с 0,5–0,6 до 0,6–0,7.

Можно ожидать также таких модификаций, как появление более разнообразных типов долгосрочных контрактов (например, с более высокими гарантиями выполнения обязательств со стороны покупателя и/или расширения амплитуды поставок в обмен на соответствующие ценовые преференции); сокращение продолжительности временных лагов для осреднения в ценовых формулах; взаимодействие контрактов на поставку с контрактами на транспортировку и хранение газа и ряд других.

Слишком амбициозные планы

Мария БЕЛОВА,
руководитель проекта Института энергетики и финансов,
старший преподаватель кафедры
«Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина,
кандидат экономических наук

Существенное ухудшение конъюнктуры газовых рынков в мире за последний год и снижение долгосрочных прогнозов по по-



треблению и импорту природного газа Международным энергетическим агентством (МЭА) и Европейской комиссией (ЕК) обуславливают необходимость проведения детальной экспертизы перспектив экспорта российского «голубого топлива» и его потребления на основных рынках.

Как известно, Европейский союз является важнейшим торговым партнёром РФ (около 50% всего внешнеторгового оборота). При этом большую часть российского экспорта в страны ЕС составляют энергоресурсы. Подобная структура сохранится в среднесрочной перспективе (что подтверждается содержащимися в недавно утверждённой Энергетической стратегии России на период до 2030 г. прогнозными цифрами), так как реформы по диверсификации отечественной экономики или строительство инфраструктуры для транспортировки энергоресурсов в другие регионы потребуют длительного времени. Также не следует забывать про существование долгосрочных контрактов на поставки газа в Европу, некоторые из которых заключены до 2035 г.

Следовательно, для страны и российских компаний (не только в ТЭК, но и в смежных отраслях) жизненно важно понимать возможные сценарии эволюции европейской энергетики. Но анализ вариантов сценариев развития энергетики России (в частности, её газовой отрасли, занимающей лидирующее положение по поставкам «голубого топлива» в Европу) не менее важен и для ЕС.

Именно с учётом энергетической взаимозависимости России и ЕС в последнее время начата работа по моделированию и прогнозированию их энергодиалога. Как известно, эти вопросы обострились в конце 2008 г., ко-

гда Европейская комиссия выпустила Второй стратегический энергетический обзор, в котором впервые были представлены сценарии возможного снижения потребностей ЕС в природном газе и даже стабилизации и уменьшения объёмов его импорта (программа «20–20–20»). Так, к 2020 г. страны ЕС должны выполнить следующее:

- сократить выбросы углекислого газа до уровня, который на 20% ниже 1990 г.;
- увеличить долю возобновляемых источников в конечном потреблении до 20%;
- повысить энергоэффективность на 20% по сравнению с 2005 г.

Достижение указанных целей потребует структурных изменений в европейской энергетике и потому в значительной степени затрагивает российские интересы. Однако реальность обозначенных в программе ориентиров ставится под сомнение не только внешними наблюдателями, но и многими экспертами ЕС.

В начале ноября прошлого года был опубликован очередной годовой обзор Международного энергетического агентства. Отметим, что в нём прогнозируется более умеренное сокращение потребления природного газа по сравнению с оценками, содержащимися в модели Еврокомиссии PRIMES (Новая энергетическая политика при высоких ценах на нефть и газ). При одинаковом уровне суммарного первичного потребления в прогнозе ЕК используется газа на 84 млн т н.э. меньше, чем у МЭА. Это происходит за счёт более высокого спроса на нефть и уголь, что странно видеть в низкоуглеродном сценарии. Кроме того, в PRIMES прогнозируется более высокая цена на газ, чем в обзоре МЭА (14 долларов за 1 млн британских тепловых единиц против 12 долларов), тогда как ожидаемая цена нефти в двух документах одинакова — 100 долларов за баррель.

Необходимо отметить, что в целом на Западе всё больше проявляется стремление к постановке излишне амбициозных, по сути, невыполнимых задач по резкому изменению структуры энергобаланса и по втягиванию в этот процесс развивающихся стран. Очевидно, что такой подход несёт опасность, связанные с нарастанием несбалансированности — ведь непостоянные задачи вряд ли будут выполнены, но партнёры ЕС вполне могут строить свои планы, предполагая реалистичность этих заявок. И тогда можно ожидать резких ценовых скачков и жалоб потребителей, заботой об интересах которых формально движимы действия Еврокомиссии. ■