



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА: ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Один из наиболее известных специалистов по вопросам ценообразования на газовом рынке, доктор экономических наук, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М.Губкина Андрей Конопляник в интервью журналу «Энергополитика. Нефть и газ» подробно рассказал о своих взглядах на развитие спотового рынка, на будущее долгосрочных контрактов, перспективы интеграции различных региональных рынков в глобальный рынок газа.

«ЭНИГ»: В ЕС многие политики и эксперты исходят из своеобразной «презумпции газового профицита», то есть веры в то, что мир в целом (и Европу в частности) ждут 10-15 лет газового профицита, неизбежно толкающего газовые цены вниз. Согласны ли вы с такими прогнозами?

А. Конопляник: Я не совсем согласен с такими прогнозами. Они, на мой взгляд, отражают только часть картины и крайнюю зону спектра. Я бы сказал иначе, что резко увеличилась зона неопределенности в отношении спроса на газ в Европе. В рамках ЭнергодIALOG Россия-ЕС недавно было выполнено исследование, которое с российской стороны велось силами Института Энергетики и Финансов, и которое было недавно опубликовано, в отношении сопоставления прогнозов и сценариев. Из него следует, что только та часть прогнозов, которая была проспонсирована близкими к Еврокомиссии институтами или самой Еврокомиссией, показывает, что в Европе, может быть, спрос на газ идет вниз в перспективе. Если построить коридор прогнозных (сценарных) значений спроса на газ в Европе, выделив, что было до кризиса и что стало после него, то видно, что докризисный и послекризисный коридоры прогнозных значений сильно различаются. Коридор послекризисный более широкий, это такая воронка, расширяющаяся сильнее, чем расширяется воронка прогнозов, сделанных до кризиса. Средняя линия этой послекризисной воронки, т.е. консенсус-прогноз,

является гораздо более пологой (меньшие усредненные темпы роста спроса на газ) и расположена на более низком уровне, чем в воронке докризисных прогнозов (сценариев). И если нижняя линия докризисных прогнозов все-таки идет с трендом вверх, то нижняя граница прогнозов послекризисных идет с трендом вниз. И поэтому, когда вы ставите вопрос, что в ЕС многие политики в отношении импорта газа в Европу исходят из своеобразной презумпции газового профицита, то это как раз аккуратно характеризует ту зону прогнозов, которая начинает проявляться в рамках спонсируемых европейскими институтами политических установок (в том числе для прогнозистов), к чему они должны стремиться в Европе. Они должны стремиться уменьшать свою импортную зависимость. Почему-то первой жертвой оказывается именно газ, лучшее и по экономике, и по экологии органическое топливо. Но с моей точки зрения, это только часть ожиданий. Поэтому я исхожу из того, что презумпция газового профицита – это скорее увеличение неопределенности и рисков, связанных с увеличивающейся неопределенностью с точки зрения прогнозирования спроса на газ.

При общении с нашими европейскими партнерами заметно, что для аргументации выбирают те прогнозы, которые утверждают, что спрос упадет вниз, причем уже не в результате кризиса – временно, а в результате системных преобразований на европейском рынке. Логика такая: в европейской «Дорожной

карте 2050» поставлена задача на 85-90% снизить уровень выбросов CO₂ и поэтому будет снижение спроса на газ, образуется переизбыток предложения, поэтому произойдет расширение зоны спота, поэтому цены пойдут вниз. Совпадение по времени, но Третий энергопакет ЕС был опубликован в 2009 г. (на пике кризиса) и сейчас в ЕС разрабатываются подзаконные акты к Третьему энергопакету. Это, с одной стороны, усложняет задачу, поскольку получается, что наши коллеги, естественно, исходят из той ситуации, которая сложилась на рынке сегодня, и рассматривают сегодняшнюю ситуацию как отправную точку для дальнейшего развития. Я же сегодняшнюю ситуацию на европейском газовом рынке рассматриваю как отклонение от тренда, с одной стороны, и как период слома тенденций, с другой. Вектор прогнозов обычно меняется, исходя из изменения текущей конъюнктуры. Вы входите в одну фазу рынка – с повышательной конъюнктурой, все ваши прогнозы, которые выполняются в это время, тут же дают повышательный тренд. Входите в понижательную – происходит соответствующая коррекция вниз. Т.е. очень часто прогноз зависит от той фазы в длинном экономическом цикле, или в коротком, или в конъюнктурном, в котором вы находитесь в момент его подготовки. Поэтому мне кажется, что сегодня презумпция газового профицита – это выбор тех прогнозных оценок, которые находятся в нижней части диапазона вот этой расширяющейся воронки и отражают и фазу цикла и политические установки (ожидания) европейских политиков. Это – в значительной части прогнозы, подготовленные профинансированными Еврокомиссией институтами. Прогнозы, выполненные бизнес-сообществом, гораздо более оптимистичны в отношении газа.

Презумпция газового профицита – это скорее демонстрация одного из возможных более узких коридоров в более широком поле рассеяния, но никак не однозначный вывод о предопределенном развитии именно в этом направлении.

«ЭНИГ»: Что плохого в том, что газ и вправду станет глобальным товаром, оторванным от нефти по стоимости? Ведь все равно он останется товаром дорогим? Или нет? Несет ли спотовый рынок возможности для продавцов?

А. Конопляник: Если газ станет глобальным товаром, я не знаю, оторвется он по стоимости от нефти или нет, потому что в конечном итоге это должен быть выбор самих участников рынка. И если с точки зрения финансирования долгосрочных проектов все-таки выгодно будет участникам рынка оставлять ценовую привязку в срочных контрактах, скажем, к нефтепродуктам – то не потому, что газ реально замещает нефтепродукты, а потому, как об этом говорят некоторые игроки газового рынка, что это просто удобно финансовому сообществу. Они привыкли уже за последние 20 лет работать с системой нефтяных фьючерсов, к которым и привязаны цены газа в формулах индексации европейских долгосрочных контрактов. Но на мой взгляд это не столько минимизация рисков, сколько их перераспределение (перемещение) на более отдаленную перспективу. Т.е. я исхожу из того, что ценовая индексация может сохраниться, в том числе – нефтепродуктовая как в Европе и/или нефтяная, как в Азии. При этом если в Европе нефтепродукты, особенно мазут в электроэнергетике и промышленности, уже давно перестали быть на практике действительно замещающими энергоресурсами



для газа, хотя и сохранили такое свое значение в ценовой формуле индексации из-за долгосрочности контрактов, то в Азии сохраняется ситуация, когда сырая нефть остается замещающим энергоресурсом для газа не только в формуле индексации, но и на практике. В Японии сегодня, сохраняется прямое сжигание нефти на электростанциях, им это выгодно в силу определенных причин, там нефть остается де-факто замещающим ресурсом в энергопотреблении. А начиналось все с того, что в 1960-е гг. стране было выгодно ввозить относительно дешевую высокосернистую тяжелую аравийскую и иранскую нефть и непосредственно сжигать ее в котлах электростанций. Отсюда и пошла привязка к корзине сырых нефтей – известный «Японский нефтяной коктейль», используемый в ценообразовании на поставляемый в Азию СПГ, конкурентом (замещающим энергоресурсом) которого при поставках в Японию была именно сырая нефть, а не мазут, как в Европе.

Формирование глобального рынка для меня не предопределяет то, что газ оторвется по своей цене от привязки к нефти и нефтепродуктам и/или к другим замещающим его энергоресурсам. Не только не вижу ничего страшного в сохранении индексации, но и считаю экономически обоснованным в конкурентном рынке привязку цены того или иного энергоресурса к ценам его конкурентов для сохранения/обеспечения конкурентного преимущества и расширения рыночной спросовой ниши. Этот выбор должны для себя сделать сами участники рынка, но не регуляторы рынка за (вместо) его участников. Но при этом я не считаю, что сегодня аргументы в пользу нефтяной привязки настолько же безоговорочно убедительны, как это было в начале 1960 гг.

Я исхожу из того, что сегодня корзина, к которой привязана цена на газ, должна/может быть несколько другой. Одна из возможностей – расширение спектра ингредиентов в формульной корзине ценообразования на газ, помимо доминирующих там сегодня нефтепродуктов (в Европе). Более того, сегодня газ становится, в значительной степени за счет расширения зоны его использования в энергетике, для интегрированных газо-электроэнергетических компаний не более чем сырьем для производства электроэнергии, то есть их газовые подразделения выполняют лишь обеспечивающие функции для подразделений по выработке электроэнергии, которые и становятся центрами прибыли. В этой ситуации может оказаться, что это должна быть не конкуренция газа с другими энергоресурсами как стартовая позиция в определении цены на газ, а стартовой окажется конкуренция электроэнергии, которая произведена в том числе из газа, на рынке уже ее (электроэнергии) производства. Своего рода «нет-бэк», только не в рамках газовой цепочки от потребителя к пункту сдачи приемки, а в технологической цепочке от производства конечного продукта (электроэнергии) к сырью для его производства (газ). Многие газовые компании в Европе оказались компаниями не только газовыми, но подразделениями электроэнергетических компаний, где газовая компонента нужна не более, чем газоснабжающее подразделение для



основного бизнеса (типичный пример – немецкий «ЕОН Рургаз»). Тогда получается, что формирование стоимости замещения у нас уходит с газового рынка на рынок электроэнергетический: с конкуренции «газ – другие энергоресурсы» на конкуренцию «электроэнергия – другие энергоресурсы» или «электроэнергия из газа – другие виды электроэнергии», полученными, скажем, не из газа. Здесь могут быть изменения такого свойства, которые, с моей точки зрения, будут носить объективно обусловленный характер, я в этом ничего страшного не вижу. Но это будет отход от нефтепродуктовой индексации цены на газ, зародившейся на рынке газа в Европе в 1960-е годы и просуществовавшей там как основной механизм ценообразования до настоящего времени.

А станет ли газ товаром дорогим или нет, не знаю. Этого не могу сказать, потому что все это будет зависеть от двух вещей – принципиальных и глобальных закономерностей, которые свойственны всем рынкам невозобновляемых энергоресурсов на всех этапах их развития: это сочетание природного фактора и техпрогресса. Я сторонник теории Жана-Мари Шевалье, который на концептуальном уровне доказал, что на рубеже 1960-1970 гг. тенденция снижения предельных и средних издержек по разведке и добыче углеводородов в мире сменилась на тенденцию их дальнейшего роста. И поэтому я считаю, что с начала 1970 гг. есть объективная закономерность, что условия разработки всех последующих месторождений становятся в среднем все хуже, по сравнению с предыдущими. Т.е. природный фактор все время действует в сторону удорожания издержек. А есть, с другой стороны, техпрогресс, как эволюционный, так и революционный. Его действие направлено на сдвиг вниз всей «кривой предложения» (supply curve).

Я исхожу из того, что кривая увеличения издержек, которая под воздействием природного фактора забирается вверх, а техпрогрессом сдвигается вниз, носит синусоидальный характер. Тенденция роста этой кривой эволюционный прогресс замед-

ляет, он лишь сдерживает ухудшающее влияние природного фактора на кривую издержек/предложения, выполаживает эту кривую. Но когда резервы снижения издержек за счет эволюционного НТП оказываются исчерпаны, ему на смену приходит революционный техпрогресс. Революционный НТП способен переломить повышательную динамику издержек, перевешивая постоянное негативное воздействие природного фактора на издержки (пример – морская нефтедобыча). До настоящего времени такие «переломы» носили временный характер. Революционный НТП в освоении невозобновляемых энергоресурсов не смог пока, на мой взгляд, сделать такой перелом необратимым.

Поэтому для меня главный вопрос заключается в следующем: каково будет соотношение техпрогресса, причем и эволюционного, и революционного, которые последовательно идут, сменяя друг друга, и природного фактора? Я бы предпочел всегда вносить коррективы, говоря о том, что, да, наверное, газ (как и нефть) будет более дорогим – по издержкам – товаром, чем на рубеже 1960-1970 гг., если рассматривать этот временной рубеж как нижний экстремум в динамике среднемировых издержек углеводородов, но утверждать, что газ будет всегда только более и более дорогим – не могу. Потому что я не смогу предугадать, какие у нас будут технологические достижения за рамками второго инвестиционного цикла. Я понимаю, что человеческий разум непредсказуем и неисчерпаем, и это могут быть такие качественные прорывы, что ухудшение природного фактора может сделаться совершенно ничемным. Подчеркну, что я говорю об издержках, а не о цене.

«ЭниГ»: Нежелание «Газпрома» отказываться от долгосрочных контрактов обычно трактуется как нежелание снизить цену. Есть ли у этой политики другие, более весомые мотивы?

А. Конопляник: Этот мотив сам по себе достаточно весомый. Я разделяю философию, которая заключается в том, что государство-собственник недр осваивает свои невозобновляемые природные ресурсы (само ли, через госкомпании, или передавая право пользования своими недрами частным компаниям, национальным или иностранным), тем более, когда оно осваивает огромные месторождения (мегапроекты, типа освоения голландского Гронингена, или наших Надым-Пуртазовского региона, Ямала, или Штокмана, или иранского Южного Парса, или Катарского Северного, что по сути одно месторождение, но оказавшееся в двух разных юрисдикциях), оно выбирает (или одобряет) программу разработки, исходя из задачи максимизации ресурсной ренты за весь срок разработки, а программу разработки нельзя менять через каждые два года. Скажем, выбирая технологическую схему разработки месторождения, вы завязываетесь на глубину и на темп извлечения, а значит и на объем и темп инвестиций, и прочее. Поэтому любое государство, которое является собственником невозобновляемых природных ресурсов, заинтересовано в том, чтобы максимизировать природную ренту и обеспечить для

этого соответствующую программу разработки. Ибо эту ренту вы можете получить только один раз – на то они и невозобновляемые энергоресурсы. С этой точки зрения, стремление Газпрома, Статойла, Сонатрака, и других компаний-производителей получить максимальную долгосрочную цену, естественно, является весомым экономически обоснованным аргументом, а не прихотью.

Есть и другие мотивы. Если мы говорим о сегодняшних контрактах, по которым газ поставляется из сегодняшних месторождений по отработанной инфраструктуре, то, как я понимаю, возможность для маневра у «Газпрома» здесь есть. Но если мы говорим об освоении новых месторождений, то важнейший аргумент в пользу долгосрочных контрактов с максимально предсказуемыми ценами (формулой цены) – это обеспечение финансирования инвестиционных проектов. Я не знаю, за исключением, может быть, одного случая, на шельфе Норвегии, проектов освоения крупных газовых месторождений, в основу которых не был бы положен долгосрочный контракт. Но в упомянутом норвежском случае это было сделано, во-первых, вынужденно, потому что изначально желание Statoil было сделать традиционную схему освоения при долгосрочном контракте, формулу индексации и т.д. Их вынудили отказаться от долгосрочного контракта под давлением Еврокомиссии. Во-вторых, при освоении месторождения они были привязаны трубой к единственному покупателю – Великобритании, а рынок Великобритании построен на ценовых котировках единственной в стране торговой площадки – «национальной точки балансирования» (NBP). Но при этом Statoil – одна из лучших в мире компаний по управлению издержками освоения в труднодоступных условиях. Технологические совершенствования там поставлены на поток, они их пекут, как пирожки. Это компания, которая сконцентрировалась на эффективном снижении издержек. Так вот, риски от неполучения долгосрочного контракта для нее были компенсированы тем резким снижением издержек, которое они могли обеспечить



Kulczyk Oil начала бурение скважины на Северо-Макеевском месторождении.

Компания Kulczyk Oil Ventures Inc (Канада) начала бурение второй скважины NM-2 на Северо-Макеевском газовом месторождении (Луганская область). Об этом говорится в сообщении компании.

Бурение займет около 45 дней, запланирована глубина скважины 3 187 метров.

Оператором по разработке Северо-Макеевского газового месторождения является компания "Куб-Газ" (Луганск), 70%, принадлежащего Kulczyk Oil.

Напомним, Kulczyk Oil Ventures Inc владеет польский бизнесмен Ян Кульчик.

Основными активами "Куб-Газа" являются 4 газоконденсатных участка, сосредоточенных в Днепровско-Донецком бассейне: Ольгивське, Макеевское, Крутогоривське и Вергунское месторождения.

По итогам 2011 года "Куб-Газ" увеличил добычу на 53,1% до 88236000 куб. м (в 2010 году - 57624000 куб. м).

Kulczyk Oil контролируется компанией Kulczyk Holding, основным активом которой является инвестиционная группа Kulczyk Investments.

Statoil приобрела участок газового месторождения Marcellus в США за \$590 млн.

Норвежская нефтяная компания Statoil приобрела участок газового месторождения Marcellus (США) площадью в 70 тысяч акров (283,3 квадратного километра) за 590 миллионов долларов, сообщается в пресс-релизе компании.

«Запасы газа в США представляют собой существенный источник ресурсов и будут играть важную роль в поставках энергии в будущем. Statoil расширяет портфель активов в США, приобретая дополнительный участок месторождения Marcellus в Огайо и Западной Вирджинии», - сказал старший вице-президент подразделения компании в США Торстейн Хоул (Torstein Hole).

Запасы на месторождении оцениваются в 300-500 миллионов баррелей нефтяного эквивалента. Ежедневный объем добычи пока не превышает пяти тысяч баррелей ежедневно.

Данное приобретение является выгодной для Statoil сделкой, так как в настоящее время спрос на жидкий газ в США гораздо выше, чем на сухой газ.

за счет комплексного управления проектом. Поэтому эта схема для них оказалась приемлемой, хотя и была навязана им против воли компании. Это единственный случай неприменения долгосрочного контракта при освоении крупного газового месторождения, который мне известен. И так, если вы выходите на финансовый рынок за заемным финансированием для освоения газовых проектов (а в российском случае – это, как правило, мега-проекты), то общепринятый инструмент финансирования проекта (так называемое «проектное финансирование»), с моей точки зрения, предполагает и долгосрочный контракт, и определенную индексацию цены, и т.п. инструменты, минимизирующие риски невозврата вложенных (в значительной степени – заемных) средств – смотри первый пункт нашей сегодняшней дискуссии. Поэтому для меня это более чем весомые мотивы.

И потом, я исхожу из того, что в данной ситуации лучше меньше да лучше. Если я ставлю себя в положение коммерческого игрока, что лучше: больше продавать газа по меньшей цене и получать ту же экспортную выручку или продавать меньше газа, но по более высокой цене, и получать ту же экспортную выручку? Для меня совершенно очевидно, что ответ: продавать меньше газа по более высокой цене. Поэтому что тогда я минимизирую свои затраты на компенсацию выбытия мощностей, т.е. у меня меньше потребность в освоении новых месторождений и т.п., это понятно. Нужно правильно оценивать свою конкурентную нишу на рынке. «Газпром» изначально в 2009 г. взял трехлетний период, на который, как он оценил, будет спад спроса, и поэтому все эти адаптационные меры предложил только на трехлетний период. Это было стремление максимизировать ресурсную ренту. «Газпром» – это государственная компания. Это лишь руки государства, которое объективно заинтересовано в максимизации ресурсной ренты от освоения своих невозобновляемых природных ресурсов. «Газпром» выполняет (вопрос: насколько эффективно) ту функцию, которая является коммерчески обоснованной: максимизировать

ресурсную ренту для государства-собственника недр, которое является его – «Газпрома» – основным акционером. Поэтому он решает долгосрочную задачу. И он пытается как можно меньше терять на следовании текущей конъюнктуре, потому что ему потом будет очень тяжело отыгрывать назад. Поэтому он стремится удерживать все время свои цены на том максимальном конкурентном уровне, на котором он может это сделать. Он идет методом проб и ошибок, пытается вслед за изменением конъюнктуры делать уступки пошаговые, небольшие. Да, в силу этого он, может быть, и отстаёт. Но я так понимаю, что освоение месторождений в Алжире, в Норвегии и в России, это разная капиталоемкость проектов, поэтому это разный риск дополнительных уступок, поэтому (а также потому, что он очень крупный) «Газпром» и более медленный.

«ЭниГ»: Третий энергопакет подается Европой прежде всего как либерализация рынка. Не означает ли это возможность для неевропейских поставщиков газа получить прямой доступ к конечным потребителям на рынке ЕС?

А. Конопляник: Я считаю, что очень правильно поставлен вопрос. Именно это и означает. Начиная с сентября 2007 г., наше политическое руководство, «Газпром» и все остальные видели в третьем пакете только угрозы действующим сегодня контрактам. А мы пытались, начав в 2010 г. консультации с европейскими энергосрегуляторами, расширить зону потенциальных выгод для поставщиков газа, в том числе и вне ЕС, на основе положений Третьего энергопакета. И то, о чем вы спросили, это та зона потенциальных выгод, которую нам надо конвертировать в реальные механизмы, которые будут закреплены подзаконными актами к Третьему энергопакету. Они будут давать возможность «Газпрому» и другим поставщикам, в рамках этой новой архитектуры рынка газа ЕС, построенной как совокупность региональных зон с тарифами вход-выход и ликвидными хабами в каждой зоне, но при этом в рамках двухсекторной модели рынка газа, работая на рынке ЕС только

в качестве грузоотправителя, получать доступ к конечным потребителям, переключая при этом все риски доставки на операторов газотранспортных систем. Если существует гарантированный спрос на мощности, то есть когда грузоотправитель готов (неважно, при наличии или отсутствии контракта с получателем – это его, грузоотправителя, риск) заключать – то есть предоставить юридически обязывающие гарантии оплаты – мощности, которых сегодня нет, то при такой финансовой гарантии оплаты мощностей оператор газотранспортных систем обязан будет финансировать развитие мощностей. Об этом прямо говорит статья 13.2 Третьей Газовой Директивы, гласящая, что «оператор газотранспортной системы обязан построить инфраструктуру для удовлетворения всего экономически обоснованного и технически реализуемого спроса на мощности». Иначе говоря, экономически обоснованный спрос на мощности должен быть удовлетворен. И это более не задача и не головная боль грузоотправителя. Но при этом оператор газотранспортных систем не несет финансовые риски (риски невозврата вложенных средств). Он будет застрахован от неполучения (недополучения) финансовых средств от грузоотправителя (то есть оператору гарантирована окупаемость осуществленных им инвестиций в строительство законтрактированных трубопроводных мощностей) двумя действующими в ЕС принципами использования газотранспортной инфраструктуры: «качай и/или плати» и «используй или теряй».

Мы сейчас обсуждаем этот механизм с нашими коллегами в Европе и в рамках упомянутых мной консультаций с европейскими энергосрегуляторами, операторами газотранспортных систем, то есть теми, кто готовит подзаконные акты к Третье-

му энергопакету, а также в рамках нового органа российско-европейского сотрудничества – Консультативного Совета по Газу при Координаторах ЭнергодIALOGA Россия-ЕС. Наши европейские коллеги постепенно склоняются к тому, что в нашем предложении есть большая рациональность. В их понимании произошел, не могу сказать, что кардинальный перелом, но, по крайней мере, не отрицается наша точка зрения и рассматривается возможность ее интеграции в европейское законодательство. Мы сегодня находимся в содержательном диалоге, как это можно было бы лучше сделать.

Изложенное отражает, на мой взгляд, что существует объективная реальность, то самое изменение конкурентных условий, когда в ходе развития рынков рыночные ниши для кого-то расширяются, а для кого-то сжимаются. Вот это наше предложение, построенное исключительно на положениях Третьего энергопакета ЕС, как нам представляется, может расширить рыночную нишу в Европе, в частности, для «Газпрома». Но это означает принципиально иной вид бизнеса для «Газпрома» в Европе – без самостоятельного строительства им трансевропейских трубопроводов по территории ЕС (или приобретения контроля над компаниями-операторами европейских трубопроводных систем) и последующего управления ими. Это означает, что ни о каком контроле трубопроводных систем поставщиками газа на пространстве ЕС речи быть не может – Третий энергопакет именно этому в основном и посвящен. «Газпром» там будет работать только в качестве грузоотправителя. И я думаю, что мы сейчас не будем в этой связи обсуждать силуэты и перспективы «Южного потока» и т.д., это отдельная тема.

