

Андрей КОНОПЛЯНИК:

# «В ДИАЛОГЕ С ЕВРОПЕЙСКИМИ КОЛЛЕГАМИ ПО ТРЕТЬЕМУ ЭНЕРГОПАКЕТУ МЫ ВЫСТУПАЕМ ЗА ДВУХСЕКТОРНУЮ МОДЕЛЬ РЫНКА ГАЗА ЕС»



Андрей Александрович  
КОНОПЛЯНИК,

доктор экономических наук, профессор. Основные сферы профессиональной деятельности: экономика энергетики, эволюция мировых энергетических рынков, законодательство в области энергетики и инвестиций, финансирование энергетических проектов. Послужной список включает работу в ИМЭМО АН СССР, Госплане СССР, Министерстве топлива и энергетики РФ, Российском банке реконструкции и развития, Фонде развития энергетической и инвестиционной политики и проектного финансирования (ЭНИПиПФ), секретариате Энергетической хартии (Брюссель), преподавание в Государственном университете управления (ГУУ), РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Имеет более 500 публикаций по вопросам энергетики в российских и зарубежных изданиях, 14 индивидуальных монографий и более 60 – в соавторстве.

Международное энергетическое агентство пессимистично оценивает перспективы поставок российского природного газа в Европу, которая является его основным зарубежным потребителем. Поэтому, по мнению ряда экспертов, в отношениях с постоянными и проверенными временем клиентами целесообразнее действовать по пословице «лучше меньше, да лучше». Это касается не только объемов поставок в условиях падения спроса, но и процедуры определения цены. Именно контрактная структура поставок и механизмы ценообразования стали причиной острых дискуссий и претензий к ОАО «Газпром» со стороны европейских покупателей газа, заинтересованных в увеличении спотовых сделок с более низкими, чем контрактные, ценами, в снижении обязательного порога оплаты, заложенного в долгосрочные контракты по принципу «бери или плати».

Каким должно быть соотношение методик расчета цен? Зависит ли оно от региона присутствия поставщика и потребителя? Надо ли повышать спотовый компонент и сокращать сроки газовых контрактов до 10 лет? Эти и другие вопросы мы адресуем одному из самых авторитетных отраслевых экспертов – доктору экономических наук, профессору кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина Андрею КОНОПЛЯНИКУ.

– Андрей Александрович, что лучше и целесообразнее для сохранения и увеличения рыночной ниши ОАО «Газпром» и развития газовой отрасли в целом: отставить долгосрочные контракты или увеличить объемы продаж на спотовом рынке?

– Как говорится, оба варианта «лучше». Целесообразность в данном вопросе для ОАО «Газпром» и любых других крупномасштабных производителей-поставщиков природного газа заключается в гибком реагировании на эволюционные (долгосрочные) и конъюнктурные (краткосрочные) изменения структуры рынка, для того чтобы удержать долгосрочную рыночную нишу, особенно если поставщик связан с этим рынком капиталоемкой стационарной инфраструктурой (трубопроводной сетью), как, например, Россия и страны Евросоюза. Пока не сформирован единый глобальный рынок газа (хотя этот процесс набирает темпы благодаря интенсивному развитию производства и торговли СПГ), региональные рынки газа развиваются по своим, необязательно единым, траекториям.

Эволюция энергетических рынков – отдельная тема, и я в своих работах уделяю ей особое внимание (желающих ознакомиться

приглашаю на свой сайт [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)). Если коротко, то на рынке нефти, а затем и газа, развитие контрактных структур начиналось именно с долгосрочных контрактов. Они необходимы для обеспечения рентабельной разработки месторождений – для гарантии поставки и маркетинга производных нефти и/или газа и получения гарантированных объемов выручки от их реализации с целью окупаемости вложенных в капиталоемкий долгосрочный проект инвестиций. Именно поэтому долгосрочный контракт – это не столько торговый, сколько инвестиционный инструмент, а его протяженность зависит от масштаба, сложности и других характеристик проекта. Следует иметь в виду, что жизненный цикл любого инвестпроекта в нефтяной/газовой отрасли измеряется десятилетиями, если его цель – максимально полное извлечение невозобновляемых природных ресурсов из разрабатываемой залежи. В силу этих (правда, и не только их) объективных причин продолжительность первоначальных долгосрочных контрактов составляла несколько десятилетий.

Освоение нефтегазоносной провинции всегда начинается с наиболее крупных месторождений – для реализации «эффекта

масштаба» и уменьшения издержек в расчете на единицу извлекаемого из недр энергоресурса. В дальнейшем переходят к разработке мелких месторождений, расположенных в более трудных природных условиях и на большем удалении от центров потребления. Сроки контракта, необходимые для окупаемости вложенных средств, могут сокращаться. Так, за 25 лет (с 1980 по 2004 год) средняя продолжительность долгосрочных импортных газовых контрактов в ЕС (как трубопроводного газа, так и СПГ) снизилась вдвое – с 30 до 15 лет.

Но по соображениям окупаемости инвестиций вряд ли этот срок может опуститься ниже 10–15 лет: в зависимости от крупности месторождений инвестиционная фаза, в середине которой начинается добыча, составляет минимум пять-семь лет плюс семьдесят лет – фаза окупаемости инвестиций. Поэтому на последующих этапах развития рынков добавляются новые, исторически объективные, контрактные модели и инструменты – контракты меньшей срочности, а затем и разовые (спотовые) сделки.

При этом есть разные контрактные структуры поставок: для потребителей с большими объемами потребления, с непрерывным производственным циклом важна долгосрочная гарантия поставок, вне зависимости от текущей конъюнктуры. Для потребителей с изменяющимся уровнем спроса (сезонные и прочие колебания) более предпочтительны спотовые сделки – но только в случае постоянного наличия на рынке достаточного, а лучше избыточного, предложения. На рынке должны присутствовать оба контрактных сегмента – это возможность для потребителя выбрать наиболее приемлемую структуру поставок (с учетом того, что она должна быть приемлемой и для поставщика, тем более если в его роли выступает не оптовый посредник-перепроцужик, а производитель газа).

А затем наряду с рынком «физического» энергоресурса начинает развиваться рынок «бумажный», то есть фьючерсных контрактов и производных финансовых инструментов.

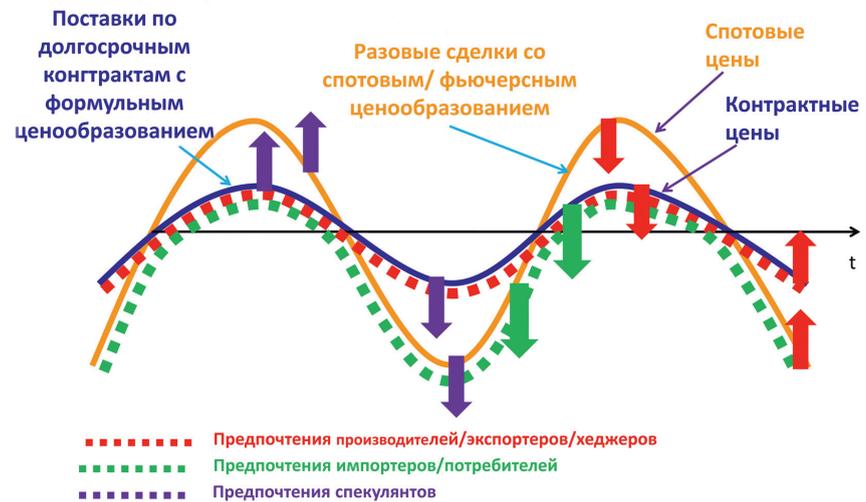
**– Значит, интересы производителей и потребителей противоречат друг другу?**

– Не совсем так. Я бы сказал, что они не всегда совпадают. Обратимся к рисунку 1.

Поведение контрактных и спотовых цен можно описать двумя синусоидами с более-менее синхронизированными подъемами и падениями, небольшим временным лагом и разным уровнем пиковых значений: растут контрактные цены – растут опережающим темпом и спотовые, падают контрактные – падают и спотовые. При этом спотовые обычно и вверх «выстреливают» выше контрактных, и падают ниже. То есть диапазон и интенсивность колебаний спотовых цен много шире, чем контрактных. В связи с этим участники долгосрочных контрактов, особенно производители, которым необходимо окупить инвестиции, заинтересованы в более стабильной и предсказуемой динамике цен, что и дают контракты такого типа. Потребители же заинтересованы в получении максимально низких цен в каждый конкретный момент времени.

• Рисунок 1

**Ценовые предпочтения производителей, потребителей и биржевых игроков**



По этой причине и оптовые, и розничные потребители заинтересованы в закупках по контрактным ценам, если спотовые цены превышают контрактные. Когда же они падают ниже контрактных, как в Европе после 2009 года, потребители ратуют за переход на спотовые цены и спотовые сделки. Оптовые потребители, закупящие российский газ по долгосрочным контрактам, начинают требовать уменьшения объемов обязательных закупок по обязательствам «бери и/или плати», отмены штрафных санкций за невыборку контрактных объемов, вплоть до использования института арбитражных трибуналов (предусмотренных в долгосрочных контрактах) для достижения своей цели. А цель эта – минимизация потерь от оптовых закупок российского газа по высоким сегодня контрактным ценам, привязанным к ценам нефтепродуктов, и перепродажа его на розничном рынке по спотовым ценам.

**Долгосрочные контракты – инвестиционный механизм, гарантирующий возврат вложенных в освоение газового проекта капиталовложений.**

Участникам рынка физических сделок необходимо искать взаимоприемлемые компромиссные контрактные структуры и механизмы ценообразования, которые балансировали бы обоснованные интересы производителей газа и его покупателей.

**– А возможны ли такие механизмы в принципе?**

– Да, на мой взгляд, вполне возможны. Существуют три основных механизма ценообразования в международном нефтегазовом бизнесе.

Во-первых, «кост-плюс» (он же «издержки-плюс» или «нет-форвард»). Цена газа привязывается к издержкам его добычи и доставки потребителю и плюсуется приемлемая норма прибыли. Это нижняя инвестиционная цена, то есть нижний предел цены, приемлемой для производителя. Более низкая не обеспечивает окупаемость инвестиций в проект, и, значит, этот проект по добыче/доставке газа потребителю не будет реализован.

Во-вторых, «стоимость замещения у потребителя». Цена привязана (с учетом дисконта) к ценам конкурирующих с газом энергоресурсов у конечного потребителя. Это верхняя инвестиционная цена – верхний предел цены, доступный производителю. При установлении им цены выше данного уровня, потребителю выгоднее переключиться на альтернативный и более дешевый (замещающий) энергоресурс.

В-третьих, спотовое/биржевое ценообразование. Цена отражает текущий баланс спроса и предложения на конкурентных рынках «физической» («спот/форвард») и/или «бумажной» (финансовые деривативы, привязанные к фьючерсным контрактам) энергии. Это «торговая» цена, приемлемая для спекулянтов.

Следовательно, при реализации инвестиционного проекта в период до достижения окупаемости инвестиций (рисунок 2) экономически обоснованным и приемлемым для производителя является удержание стоимости в диапазоне между нижней и верхней инвестиционной ценой. При этом государство-экспортер имеет экономически обоснованное (еще Нидерландами в 1962 году), защищенное международным сообществом (резолюция Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от 1962 года) и международным правом (договор к Энергетической хартии от 1994 года, статья 18) суверенное право на экспорт своих невозобновляемых энергоресурсов по верхней инвестиционной цене. Поэтому с начала 60-х годов ценовые формулы в долгосрочных

Рисунок 2

### Экономические предпосылки для применения различных механизмов ценообразования на разных стадиях жизненного цикла инвестиционного проекта



Рисунок 3

### Механизм «S-curve» (текущих колебаний цен в пределах цен отсечения) для индексации в рамках ДСЭГК в Европе (предложение автора)



газовых контрактах построены таким образом, чтобы обеспечить экспортеру газа наивысшую конкурентную цену реализации газа (так называемая Гронингенская модель контракта), то есть нацелены на получение им верхней инвестиционной цены.

Нижняя инвестиционная цена («кост-плюс») является довольно стабильным параметром, так как инвестиционные программы освоения месторождений и транспортных схем после их принятия и начала реализации очень редко пересматриваются. В то же время верхняя инвестиционная цена – менее стабильный параметр, если к тому же привязана через соответствующие контрактные формулы к ценам биржевых товаров, динамика которых неустойчива по определению.

Поскольку для сохранения рыночной конкурентоспособности газа его цена не должна превышать уровня цен замещающих энергоресурсов, то по мере развития рынков контрактные формулы ценообразования (исначально с 60-х годов построенные в Европе на нефтепродуктовой привязке контрактной цены газа) должны регулярно адаптироваться и включать дополнительные ингредиенты, отражающие новые конкурентные возможности по замещению газа: как по линии «газ – не газ» (уголь, первичная электроэнергия из возобновляемых источников), так и по линии «газ – газ» (СПГ, новые поставки и поставщики трубопроводного газа, а также спотовый газ в дополнение к контрактному). Поэтому верхняя инвестиционная цена не только подвержена более частным колебаниям/изменениям, но и в периоды избытка предложения имеет тенденцию к снижению.

#### – Что это означает на практике?

– Это значит, что государство-экспортер не должно рассматривать как «поражение» выступающей по его поручению государственной компании-оператора временное снижение вслед за рыночной конъюнктурой контрактных цен, не обеспечивших ранее запланированные (или выросшие в силу предвыборных обещаний) доходы, но позволяющих удержать долгосрочную рыночную нишу. Политика есть «искусство возможного». Желание получить высокие текущие

доходы должно сопровождаться ответом на вопрос: за счет чего они были/будут получены. Если за счет утраты будущих доходов и будущего рынка, то это, на мой взгляд, не на пользу государству, ибо, как известно, политик думает о следующих выборах, а государственный деятель – о долгосрочных интересах страны. Последние включают максимально полное освоение потенциала невозобновляемых природных ресурсов в рамках жизненного цикла проектов по разработке месторождения, которые измеряются десятилетиями (в то время как электральный цикл – лишь годами) и на весь период которых должен быть обеспечен рыночный, то есть конкурентоспособный спрос на их продукцию.

### Спотовый рынок эффективен только при наличии избытка предложения и разветвленной диверсифицированной инфраструктуры поставок.

Поэтому возможна адаптация контрактной политики (рисунок 3). Полагаю, что взаимовыгодным (а потому договороспособным, то есть реализуемым на практике) и для производителя, и для покупателя российского газа может быть механизм ценовой индексации с двумя уровнями отсечения – верхней и нижней инвестиционной ценой (некое подобие механизму так называемой «S-curve» в японских контрактах СПГ). В случае превышения ценами разовых сделок верхней планки контрактной цены последняя должна оставаться на уровне верхней инвестиционной цены. При падении спотовых цен ниже цены «кост-плюс» для контракта, в основе исполнения которого лежат проекты освоения того или иного месторождения, контрактная цена должна оставаться на уровне нижней инвестиционной цены. При колебаниях цен в диапазоне между верхней и нижней инвестиционной ценой

производитель получает норму прибыли, выше минимально приемлемой, и определяемую текущей рыночной конъюнктурой.

#### – Какие изменения должны стать сигналом для смены приоритетов или корректировки политики ценообразования в ОАО «Газпром»?

– Прежде чем менять приоритеты и/или корректировать политику ценообразования, необходимо определиться, что является целью экспортной политики, какие приоритеты должны доминировать:

(а) долгосрочные, направленные на максимально полное извлечение из недр наших невозобновляемых природных ресурсов и реализацию их на экспортном рынке по максимальной конкурентоспособной цене в течение всего срока эффективной разработки месторождений, для чего необходимо удерживать и/или наращивать конкурентную нишу российского газа на европейском рынке, или;

(б) краткосрочные, нацеленные на максимизацию сегодняшних экспортных доходов, пусть даже в ущерб долгосрочным интересам страны, то есть на удержание максимально высоких цен в ущерб покупателям/потребителям российского газа, что ведет к неизбежному отказу покупателей от продления контрактов, к их переключению на других поставщиков и/или к их «уходу от газа» (замещению его более дешевыми энергоресурсами либо мерами по экономии газа и повышению эффективности его использования).

Мне понятно, почему «Газпром» как государственная компания всеми силами удерживает сегодня, в условиях избытка предложения газа в Европе, запретительно высокие контрактные цены на российский газ, буквально заставляя покупателей приобретать его на условиях заключенных контрактов (нефтепродуктовая привязка цены газа, высокий уровень обязательного отбора, штрафные санкции за невыборку законтрактованных объемов и так далее) и не идя на их пересмотр даже под угрозой арбитражных разбирательств. Рискну предположить, что одна из главных причин – высокий уровень дополнительных расходных обязательств по бюджету, появившихся накануне, в период и непосредственно после

думских (декабрь 2011-го) и президентских (март 2012-го) выборов. О необходимости неукоснительного исполнения этих обязательств неоднократно и в жесткой форме заявлял президент страны. Но дополнительные источники пополнения бюджета под эти дополнительные расходные статьи в России не появились. Те же государственные служащие, которые попытались бы поставить под сомнение обоснованность этих дополнительных расходов или возможность их исполнения, имеют перед глазами пример министра финансов (ставшего в результате такой дискуссии бывшим) А. КУДРИНА.

Поэтому «Газпром», являющийся государственной компанией, оказался, на мой взгляд, заложником такого своего положения (в ситуации переизбытка предложения на европейском рынке). Чтобы удержать конкурентную нишу на своем основном экспортном рынке, он, как коммерческая компания, должен был бы гибко отреагировать, скорректировав контрактную и ценовую политику таким образом, чтобы иметь возможность постоянно удерживать цены на конкурентоспособном уровне, сохраняя и расширяя тем самым клиентскую базу. То есть поскольку спотовые цены упали ниже контрактных, и при этом «Газпром» убежден, что падение временное и что спрос на газ и цены на него неизбежно пойдут вверх, то для сохранения своей рыночной ниши ему следовало бы снижать цены до уровня цен основных конкурентов-поставщиков. Да, это привело бы к уменьшению экспортной выручки в краткосрочном плане, но не повлекло бы за собой утрату части экспортного рынка в плане долгосрочном.

Вопрос же о том, не упали ли спотовые цены ниже уровня «кост-плюс», это вопрос обоснованности уровней и реализации резервов снижения всех элементов издержек добычи и транспортировки российского газа.

Удержание высоких контрактных цен, за пределами высоких (из-за их привязки к ценам нефтепродуктов) на фоне цен спотовых, безусловно, способствует – в краткосрочном плане – пополнению бюджета, в том числе и обеспечению доходной базы для исполнения предвыборных обещаний. В то же время жесткая ценовая политика стимулирует зарубежных покупателей к быстрейшему поиску альтернативных источников газоснабжения, к быстрейшему «уходу» от российского газа. Похоже, что государство как основной акционер «Газпрома» сделало

(пока?) ставку на реализацию краткосрочных интересов власти, а не на долгосрочные интересы страны и самой госкомпании. Так что, выиграв сегодня (удерживая высокие цены), Россия и «Газпром» могут проиграть завтра (утратив конкурентоспособность и потеряв свою рыночную нишу в Европе).

– **А откуда вообще взялся спотовый газ?**

– Спотовый компонент региональных газовых рынков увеличился эволюционным путем вследствие общих закономерностей развития рынков. Всплеск в последние два-три года в Европе обусловлен несколькими факторами. Выделю два. Экономический кризис привел к снижению спроса при сохранившемся предложении. В результате «тихой сланцевой революции» в США газовый рынок этой страны оказался закрыт для импортных поставок СПГ. Они были перенаправлены на европейский рынок и внесли дополнительный вклад в наращивание избытка предложения. Вот спотовые цены и провалились ниже контрактных (на пике кризиса 2009-го в два раза).

## Целесообразна двухсекторная модель рынка газа ЕС, где присутствуют и долгосрочные, и спотовые контракты.

Однако значительная часть спотового газа – это тот объем, который пришел в спотовый сегмент рынка не как дополнительное количество какого-то «нового» газа, а как результат перераспределения существующих контрактных объемов в пользу спота. Невыбранный сверх минимальных контрактных обязательств газ (к слову, недавно «Газпром» понизил порог обязательства «бери и/или плати») частично идет на спот. В спотовый сегмент также поступает газ, приобретаемый импортером-оптовиком опять же в рамках обязательств «бери и/или плати», чтобы не была взыскана неустойка за нарушение пункта контракта. Направляя его на спотовый рынок, импортеры частично компенсируют потери от более высоких контрактных цен.

– **Складывается впечатление, что спотовый рынок газа побеждает или приближается к победе?**

– Не соглашусь с такой точкой зрения. Ведь при дальнейшем повышении спроса – по мере выхода из кризиса, при прекращении резкого наращивания поставок катарского газа – доля спотового рынка не будет расти такими темпами, которые мы отмечаем в последние годы. Более того, она может и снижаться. При увеличении спроса поставки по долгосрочным контрактам перестанут быть источником так называемого «лишнего» или «нового» газа и, следовательно, не будут подпитывать спотовый рынок.

– **Может быть, дело не в победе того или иного механизма, а в разумном сочетании нескольких формул ценообразования?**

– Вот именно. Общая закономерность развития рынков заключается в том, что новые рыночные инструменты и институты появляются не вместо существовавших ранее, а в дополнение к ним. В итоге происходит постоянное перераспределение рыночных долей этих инструментов и институтов, в том числе контрактных структур и механизмов ценообразования. Выбор типа контракта, механизма ценообразования, энергоресурса – за участниками рынка, которые исходят из все более расширяющегося конкурентного набора возможностей и своих конкретных потребностей для решения необходимой производственной задачи. Энергорегуляторы же не должны принудительно сужать для участников рынка расширяющееся поле конкурентных возможностей. Поэтому в наших текущих дискуссиях с европейскими энергорегуляторами о формировании архитектуры рынка газа ЕС на основе положений Третьего энергопакета мы отстаиваем двухсекторную модель рынка газа ЕС, где присутствуют и долгосрочные контракты, и спотовые продажи (таблица 1).

– **Долгосрочные контракты доказали свою эффективность. А как вы оцениваете спот-поставки?**

– Что касается спотовых контрактов, то они позволяют более оперативно приспосабливаться к изменчивым рыночным условиям, но, думаю, подходят не для всех участников рынка. Отличительная особенность спотовой сделки в том, что новые права собственности возникают мгновенно, в момент ее заключения. Покупатель получает только товар – газ, в то время как покупатель в срочном контракте получает товар (газ) и услугу (гибкость его поставки в течение контрактного периода). При спотовых сделках гибкость поставок должен обеспечивать рынок. Для этого должен наличествовать либо избыток текущего предложения, либо избыток накопленного предложения (в виде товарных запасов). И обязательно – разветвленная, диверсифицированная, работающая по всем направлениям в прямом и реверсном режимах инфраструктура. До ее формирования в Европе еще требуется много времени и средств. При этом следует понимать, что спот – это просто другой принцип ценообразования, вовсе не означающий, что газ в этом случае будет дешевле (рисунок 1). Так что сосуществование долгосрочных контрактов и спотовых сделок на европейском газовом рынке, на мой взгляд, неизбежно.

• Таблица 1

### Альтернативная модель газового рынка ЕС (для обсуждения с европейскими энергорегуляторами)

#### • Долгосрочные поставки (основная / базисная нагрузка):

более гибкие долгосрочные контракты на поставку (по отбору законтрактованных объемов и ценовой формуле и механизмам ее адаптации);

+ долгосрочный доступ к газотранспортной инфраструктуре на весь срок и весь объем долгосрочного контракта на поставку;

+ модифицированные формулы стоимости замещения газа (индексация цены газа в привязке не только к нефтяным котировкам);

#### • Краткосрочные поставки (дополнительная / пиковая и полупиковая нагрузка):

спотовые контракты;

+ фьючерсные котировки (биржевые ценовые индексы).