

ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕВРОПЫ: ОДНООБРАЗИЕ ИЛИ МНОГООБРАЗИЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ?

С января 2010 года ведутся неформальные консультации экспертов России/Группы «Газпром» с энергорегуляторами и операторами ГТС стран ЕС, представителями Еврокомиссии, работающими над подготовкой подзаконных актов в развитие Третьего энергетического пакета ЕС. В этой дискуссии изначально просматриваются две полярные позиции в отношении того, какой должна быть архитектура будущего единого газового рынка ЕС:

(а) с единой ценой в континентальной Европе по аналогии с моделью газового рынка США и Великобритании и/или по аналогии с существующим сегодня мировым рынком нефти, когда контракты могут быть и срочные, и спотовые, но в них — и на рынке реальных поставок («физические» нефть/газ), и на рынке спекулятивных операций («бумажные» нефть/газ) — применяются цены, формируемые на биржевых площадках в рамках торговли «бумажными» энергоресурсами, или

(б) это будет двухсекторная модель в рамках рынка физических поставок с сегментом срочных контрактов и с сегментом спотовых сделок, где цены могут быть как построены на базе индексации, так и привязаны к биржевым котировкам? Вслед за чем, по мере развития спотовой и биржевой торговли, будет развиваться и рынок «бумажного» газа (то есть бизнес, ориентированный не на поставки физического газа, а на торговлю правами на поставку газа с целью извлечения чисто спекулятивной прибыли), но при этом будет сохраняться многообразие не только контрактных структур, но и механизмов ценообразования?

Наши европейские коллеги изначально и совершенно очевидно выстраивали идеологию будущего рынка газа ЕС на основе Третьего энергопакета, исходя из того, что это, по их мнению, будет рынок с единой биржевой ценой — обозначенный выше вариант (а). Нам — и мне, в частности, — приходится аргументировать другую точку зрения — вариант (б) — двухсекторная модель, каковая идея которая постепенно, медленно, но верно, все-таки овладевает массами...

Аргументы в пользу этой точки зрения я и постараюсь показать в настоящей работе, опираясь на свое представле-

Сегодня мы продолжаем обсуждать с европейскими коллегами альтернативную двухсекторную модель газового рынка ЕС, комбинирующую срочные и спотовые поставки

ние об эволюции рынков нефти и газа. Так же как почему рынок га-

Основную, базисную нагрузку должны, по-видимому, обеспечивать долгосрочные поставки

за континентальной Европы не может быть построен — по крайней мере, в течение некоторой обозри-

мой перспективы 10–15–20 лет — по той же англо-саксонской модели, по которой отстроен сегодняшний мировой рынок нефти и по какой построен сегодня рынок газа США и Великобритании.

Кривые Хабберта: два инвестицикла до пика. Или больше

Специалисты знакомы с кривыми Хабберта, которые описывают динамику освоения нефтегазоносных провинций, в частности, выхода их на пик освоения. Грех не вспомнить в этой связи известное (и неоднократно им повторяемое, хотя не знаю, им ли придуманное) высказывание шейха Ямани (бывшего министра нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии), что каменный век закончился не потому, что закончились камни. Поэтому нефтяная-газовая эра закончится

не потому, что закончатся нефть или газ.

В дискуссии двух групп специалистов (условно их можно обозначить как «геологи» и «экономисты») в отношении теории «пиковой нефти» (то есть о наступлении конца — или начала конца — «эры нефти») я отношу себя к категории «экономистов», ибо считаю, что пик кривой Хабберта и по нефти, и по газу не является фиксированной величиной во времени и пространстве.

Он является движущейся — во времени и пространстве — переменной, которая сдвигается со временем по мере того, как весь спектр энергоресурсов, которые называются сегодня нетрадиционными, постепенно под воздействием НТП переходит в категорию ресурсов традиционных: сначала геологически изученных, потом технически извлекаемых, а затем и рентабельно извлекае-

мы. Это увеличивает площадь под кривой и сдвигает ее пик вправо вверх (рис. 1).

На мой взгляд, в рамках как минимум ближайших двух глобальных инвестиционных циклов человечеству не грозит выход на пик кривой Хабберта ни по нефти, ни по газу. Это означает, что в течение этого времени развитие энергетических рынков (контрактные структуры, механизмы ценообразования и вся институциональная структура энергетического бизнеса) будет продолжаться в рамках левой — восходящей — ветви кривых Хабберта и по нефти, и по газу.

Почему два инвестиционных цикла? Первый — это сегодняшние (уже осуществленные) инвестиции, сделанные в рамках сегодняшних коммерчески освоенных технологий, которые должны окупиться. Пока их полной окупаемости не произойдет, я не верю, что международный бизнес может перейти на новый технологический уклад.

А второй инвестиционный цикл — это те технологии, которые сегодня находятся на стадии НИОКР, куда уже вложены значительные (хотя и не столь значительные по сравнению со стадией широкомасштабного коммерческого освоения технологий) средства. Тем не менее, вектор технологического развития уже задан, вектор движения к тому технологическому укладу, на базе которого будут освоены известные нам нетрадиционные энергоресурсы. Значит, должны окупиться и средства, вложенные в эти НИОКР.

Отсюда — вывод о минимум двух инвестиционных циклах до достижения пика кривой Хабберта. Что будет дальше — не знаю, я так далеко не заглядываю, это выходит за сферу моих научных и сугубо практических интересов. Мне важнее понять развитие энергетических рынков до пика кривой Хабберта.

Наращивание множественной конкуренции

По мере движения — в рамках левой восходящей ветви кривой

Рисунок 1. Эволюция рынков нефти и газа: от менее к более конкурентной среде (экономическая интерпретация кривых Хабберта)



Хабберта — от стадии начального развития рынков, через стадию их интенсивного развития, к стадии насыщенных рынков, продолжается дрейф от рынков неконкурентных к рынкам конкурентным. Поначалу происходит наращивание многовекторной конкуренции

в рамках только рынков физической энергии: увеличивается множественность контрактных структур и механизмов ценообразования, связанных с поставкой физического товара.

На стадии насыщенного рынка происходит переход накопленных

Рисунок 2. Эволюция рынков нефти и газа: соотношение стадий развития, контрактных структур и механизмов ценообразования на восходящей ветви кривой Хабберта

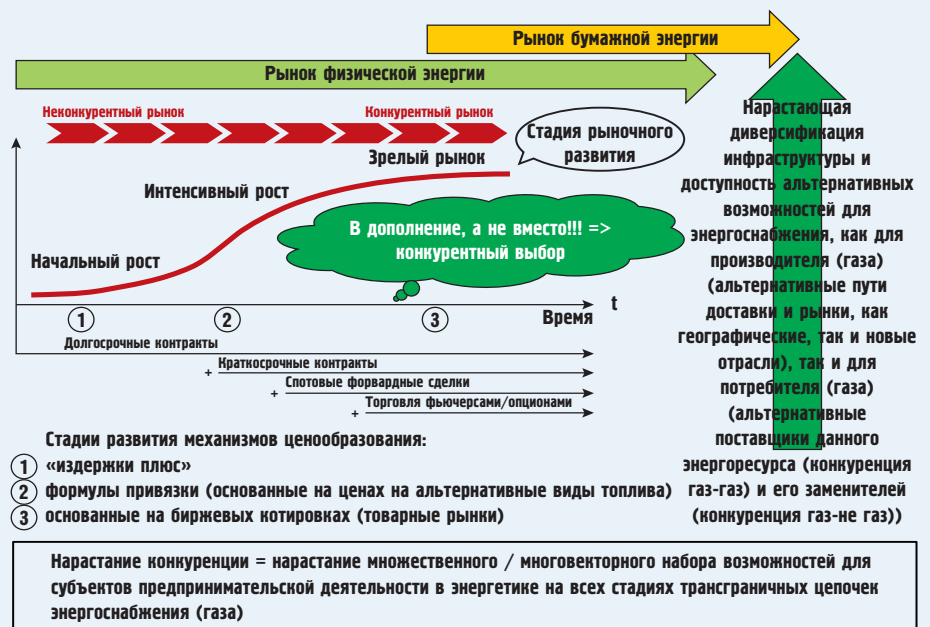
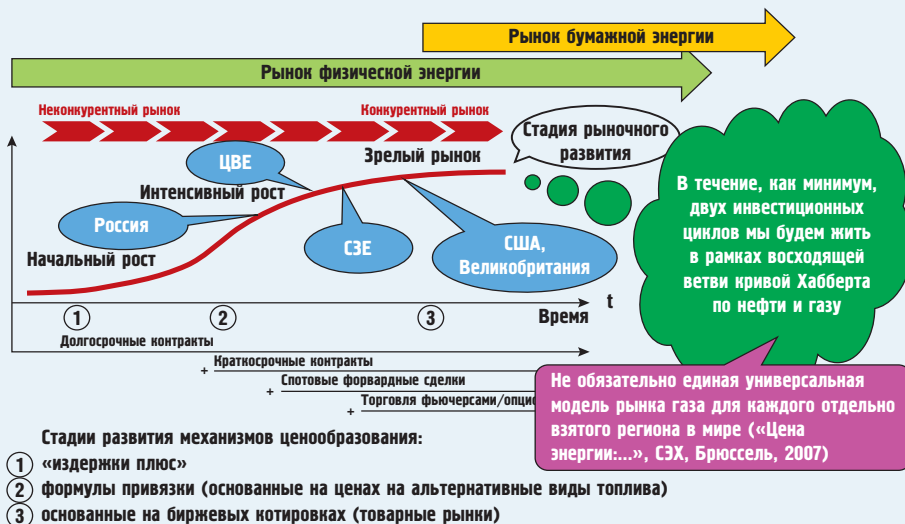


Рисунок 3. Эволюция рынков нефти и газа: местоположение различных стран/групп стран на кривой Хабберта



вающие контрактные структуры и соответствующие им механизмы ценообразования с определенной стадией рыночного развития. Развитие рынков начинается с долгосрочных контрактов и с встроенного в эту контрактную структуру механизма ценообразования «кост-плюс» («издержки-плюс», «нет-форвард»). Образуется пара производитель/поставщик — потребитель/покупатель.

Они жестко связаны друг с другом на безальтернативной основе. Долгосрочный контракт между ними предопределен необходимостью окупаемости инвестиций в проект по добыче и доставке энергоресурса, обеспечивающий гарантии возврата вложенных в проект средств за счет долгосрочной поставки/закупки произведенной энергии.

Цены — при отсутствии альтернативных/замещающих энергоресурсов — могут определяться только прямым счетом: сложением затрат по производственно-сбытовой цепочке до пункта сдачи-приемки плюс приемлемая норма прибыли. Таким образом, цена «кост-плюс» — это минимально приемлемая цена для финансирования проектов.

А долгосрочный контракт — это инвестиционный механизм, обеспечивающий реализацию долгосрочного инвестиционного проекта по добыче и поставке энергоресурса потребителю. Таким образом, чем крупнее проект, чем он более капиталоемкий, тем

количественных изменений состояния рынка физической энер-

Это — более гибкие долгосрочные контракты на поставку (по отбору законтрактованных объемов и ценовой формуле и механизмам ее адаптации) со срочностью более срока окупаемости инвестиций в проекты по поставке

гии в качественные — и создают предпосылки для формирования рынков бумажной энергии, от-

рывающих поставки физического товара от торговли связанными с этим товаром производными финансовыми инструментами. На этом этапе физический товар превращается в финансовый актив.

На мировом рынке нефти такой переход произошел в 1986 году, когда доминирующим механизмом ценообразования на нефть стал биржевой механизм, положивший начало интенсивному развитию биржевой торговли и формированию рынка бумажной нефти (рис. 2).

Существуют жесткие экономические закономерности, связы-

РАЗНАЯ АРХИТЕКТУРА РЫНКОВ

Геолого-экономические и экономико-правовые характеристики развития различных национальных и/или наднациональных энергетических рынков могут предопределять различную институциональную структуру их построения. Особенно если их развитие происходило относительно изолированно (самодостаточно) и не встраивалось долгое время посредством развития общей стационарной инфраструктуры в более широкое рыночное пространство.

Это характерно для газа, ибо инфраструктурная составляющая развития газовой отрасли (роль трубопроводного транспорта) намного выше нефтяной. Поэтому, на мой взгляд, существуют объективные предпосылки, почему рынок газа континентальной Европы (и, по-видимому, шире — Евразии) не будет построен по такой же модели, что рынок газа США (Северной Америки) и/или Великобритании и/или мировой нефтяной рынок. Выделим основные из них. В Северной Америке и Великобритании развитие газовой отрасли происходило на базе собственных ресурсов, изначально не было зависимости от импорта. Поставки осуществлялись на основе освоения преимущественно большого числа малых и средних газовых месторождений собственной страны. Отсюда (США) — стандартизированное взимание ренты государством при том, что на большей части территории страны право недропользования принадлежит собственнику земли, под которой располагается участок недр, но решения по развитию принимает частный сектор.

В континентальной Европе с самого начала широкомасштабного развития газовой отрасли (то есть после открытия месторождения Гронинген в 1959 году) сохраняется высокая зависимость от импорта. Значительная часть поставок вплоть до настоящего времени осуществляется на основе импорта с гигантских и сверхгигантских месторождений, расположенных в зарубежных юрисдикциях. Решения о развитии принимают суверенные государства-экспортеры, исходя из задачи максимизации своей ресурсной ренты (во всех государствах «большой энергетической Европы» собственность на недра принадлежит государству).

более долгосрочным должен быть контракт на поставку произведенной энергии потребителю.

По мере дальнейшего развития рынков также работают эффективные экономические закономерности, которые объясняют и почему срочность контрактов снижается, и почему появляются другие механизмы ценообразования. Освоение нефтегазоносных провинций начинается обычно с освоения более крупных месторождений и продолжается за счет перехода к освоению более мелких залежей. Поэтому снижается потребность в срочности контракта на поставку для обеспечения гарантированного потока выручки с целью обеспечения окупаемости инвестиций в проект.

Когда же у потребителя появляется возможность выбора альтернативных поставщиков данного энергоресурса и/или альтернативных данному энергоресурсу источников энергии (замещающих энергоресурсов) в конечном использовании, на смену ценообразующему механизму «кост-плюс» приходит механизм формирования цены по принципу «нет-бэк» от стоимости замещения у конечного потребителя. Привязка к стоимости замещения в общем виде называется индексацией цены.

Нарастивание диверсификации энергетической инфраструктуры ведет к выходу на стадию зрелого рынка, который характеризуется высоким уровнем насыщенности такой инфраструктурой. На этой стадии развития рынка появляется возможность выходить на спотовые и форвардные поставки, когда гарантией сбыта продукции (для обеспечения выручки, необходимой для окупаемости инвестиций) является не срочность контракта, жестко привязывающего поставщика и покупателя, а разветвленность инфраструктуры поставок, обеспечивающая покупателя и продавцу как бесперебойность поставок, так и возможность выбора контрагента с наилучшим ценовым предложением.

Сначала развиваются форвардные сделки, обеспеченные накопленными товарными запасами, поэтому их срочность не выходит за рамки горизонта,



обеспеченного объемами этих запасов. Затем, по мере дальнейшей диверсификации промышленности-производственной и транспортной инфраструктуры, срочность форвардных сделок выходит за рамки данного горизонта. Однако товарные партии остаются неунифицированными, что создает неудобства для торговли.

Дальнейшая экономическая логика поступательного развития рынков требует унификации, стандартизации механизмов торговли — товарной партии. Ключевой рыночной единицей становится стандартный контракт на стандартную товарную партию (в настоящее время для нефти — 1000 баррелей) с возможностью его множественной перепродажи без физической поставки энергоресурса, к которому данный контракт привязан.

Это создает предпосылки для формирования биржевой торговли и развития рынка бумажной энергии. Именно так все происходило на рынке нефти. Наряду с продолжающимся развитием рынка физической энергии начинает опережающими темпами развиваться рынок бумажной энергии (торговля фьючерсами, опционами, финансовыми деривативами), который, в конечном итоге, занял сегодня ключевое место в ценообразовании на нефть.

Общая закономерность: развитие контрактных структур и механизмов ценообразования про-

исходит таким образом, что последующие структуры и механизмы не отменяют предыдущие, а начинают существовать — точнее, сосуществовать — вместе с ними. По мере перехода на новую стадию развития рынка, по мере появления на нем новых механизмов, структур, институтов, происходит очередное конкурентное

Это — долгосрочный доступ к газотранспортной инфраструктуре на весь срок и весь объем долгосрочного контракта на поставку с целью избежать контрактного несоответствия

перераспределение рыночных ниш между старыми и новыми механизмами, структурами, институтами и устанавливается новое динамическое равновесие между ними, которое может сжимать и/или разжимать эти рыночные ниши.

И каждый раз, по мере открытия новых возможностей как на стороне производителя, так и на стороне потребителя, выстраивается новое динамическое равновесие в институциональной структуре обеспечения баланса спроса-предложения того и/или иного энергоресурса.

В основе привнесения множественной конкуренции на энергетические рынки лежит развитие энергетической инфраструктуры.

Рисунок 4. Экономические предпосылки для применения различных механизмов ценообразования на разных стадиях жизненного цикла инвестиционного проекта



Нарастающая диверсификация инфраструктуры поставок и потребления обеспечивает доступность альтернативных возможностей для энергоснабжения, как для производителя, так и для потребителя.

Это — модифицированные формулы стоимости замещения газа (индексация цены газа в привязке не только к нефтяным котировкам), применение формульного и/или биржевого ценообразования по выбору участников контракта

Для производителя — это формирование альтернативных путей доставки, выход на новые рынки, как географические, так и в новые отрасли. Для потребителя — появление альтернативных/конкуренционных поставщиков данного

Дополнительную, пиковую и полупиковую нагрузку должны, видимо, обеспечивать краткосрочные поставки

энергоресурса (например, конкуренция газ-газ, независимо от того, каким этот газ является по источникам его происхождения, технологии производства и/или доставки и т.п.) и/или других энер-

горесурсов, его заменителей у конечного потребителя (например, конкуренция газ-не газ).

Поэтому нарастание конкуренции — это нарастание многовекторного выбора, набора возможностей для участников рынка на всех стадиях производственно-сбытовых энергетических цепочек. Это не означает, что наращивание уровня либерализации и движение от менее к более конкурентным рынкам дает возможность и/или право административным структурам предписывать субъектам предпринимательской деятельности, по какому набору контрактных структур или механизмов ценообразования они должны работать, тем самым ограничивая им возможности самостоятельного выбора тех контрактных структур и механизмов ценообразования, которые эти субъекты считают для себя более приемлемыми по тем или иным причинам в данных экономических условиях.

То есть построение более либерального рынка не должно приводить к сужению правового поля возможностей, зоны конкурентного выбора для участников предпринимательской деятельности.

Расположение стран на кривых Хабберта

В зависимости от стадии развития национального энергетиче-

ского рынка разные страны/группы стран размещаются на разных участках кривых Хабберта (рис. 3). При этом отдельные группы стран ЕС — поскольку Евросоюз, как единое целое, не является гомогенным (однородным) образованием — могут располагаться на разных участках этой кривой.

Так, характеризующиеся наиболее либерализованными рынками США и Великобритания располагаются в самой правой части кривой — в зоне зрелых рынков, страны Северо-Западной Европы (СЗЕ) с менее либерализованными рынками — левее. Страны Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ) — еще левее, в зоне растущих (но еще не зрелых) рынков. Россия, на мой взгляд, располагается на кривой Хабберта еще левее стран ЦВЕ.

Такая связка — близкое расположение на кривой Хабберта России и стран ЦВЕ, принадлежащих ныне к разным политическим системам, — исторически понятна. После распада СССР и системы СЭВ, государства ЦВЕ сразу обозначили вектор своих политических предпочтений — вхождение в ЕС, но ни в процессе подготовительных мероприятий к вступлению в ЕС в течение полутора десятков лет (1989–2004 годы), ни после вступления (вплоть до принятия Третьего энергопакета ЕС в 2009 году) ни ЕС, ни страны ЦВЕ не предпринимали реальных экономических мер по наращиванию уровня диверсификации своей энергетической инфраструктуры. Что дало бы им возможность переместиться вправо вверх по кривой Хабберта в направлении государств СЗЕ.

Поэтому построение единого внутреннего рынка газа ЕС будет происходить в разных странах разными темпами, от разных отправных точек, характеризующих разную насыщенность этих стран энергетической инфраструктурой и разный уровень готовности этих государств применять на практике положения Третьего энергопакета, рассчитанного на высокий уровень либерализации энергетических рынков.

Такому высокому уровню в ЕС соответствуют, на мой взгляд, сегодня лишь Великобритания и

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ И ТОРГОВЫЕ ЦЕНЫ НА КРИВОЙ ХАББЕРТА

По мере движения государств по кривой Хабберта от менее к более конкурентным рынкам происходит усложнение институциональной структуры рынка, что выражается в следующих комбинациях контрактных структур и механизмов ценообразования (последующие добавляются к предыдущим, но не отменяют их — происходит лишь конкурентное перераспределение рыночных ниш, при котором, правда, ставшие неконкурентными рыночные структуры могут полностью потерять свою рыночную нишу (рис. 5)):

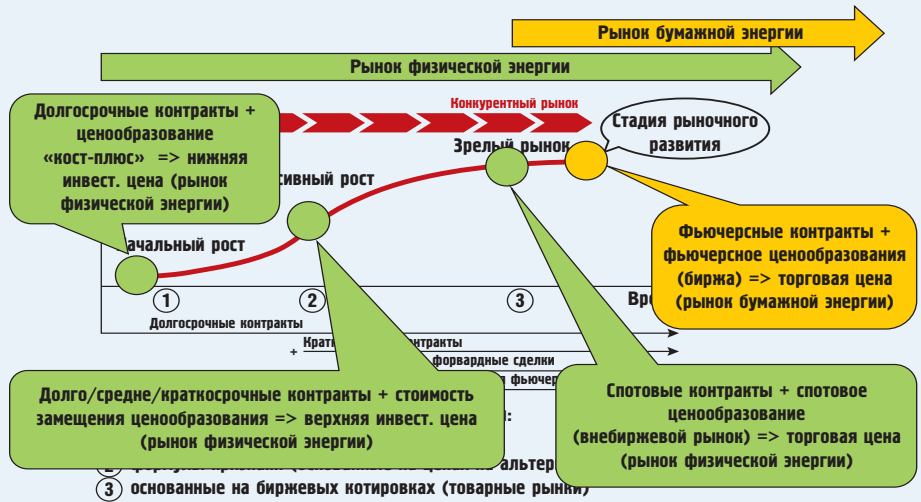
- на стадии начального развития рынка (только рынок физической энергии): долгосрочные контракты с механизмом ценообразования «кост-плюс», обеспечивающим нижнюю инвестиционную цену;
- на стадии интенсивного развития рынка (только рынок физической энергии): долго-, средне-, краткосрочные контракты с механизмом ценообразования «нет-бэк» от стоимости замещения (НБСЗ), обеспечивающим и удерживающим верхнюю инвестиционную цену;
- на стадии насыщенного рынка (только рынок физической энергии): спотовые контракты со спотовым механизмом ценообразования (в рамках внебиржевой торговли), обеспечивающие торговую цену;
- на последующей стадии насыщенного рынка (рынки физической и бумажной энергии): фьючерсные контракты — поставочные и беспоставочные — с фьючерсным механизмом ценообразования (в рамках биржевой торговли), обеспечивающим торговую цену.

Именно на этом — последнем — этапе происходит окончательный отрыв цены от стоимости — это то, что сегодня уже произошло на рынке нефти и что является, на мой взгляд, естественным логическим результатом неконтролируемого и/или неадекватно регулируемого развития рынка спекулятивных операций, где предмет операций — права на товар (ликвидный, в отличие от самого товара, предмет торговли).

Энергоресурс превращается из физического товара в финансовый актив, спекулянты превращаются в ключевых игроков, которые обеспечивают основную массу операций с фиктивным (бумажным) товаром, на рынке которого и начинает определяться цена на физический (реальный) товар.

Одна Марксова метаморфоза — «деньги-товар-деньги» или «товар-деньги-товар», действующая на рынке физической энергии, превращается в другую Марксову метаморфозу — «деньги-деньги», действующую на рынке бумажной энергии.

Рисунок 5. Эволюция рынков нефти и газа: инвестиционные и торговые цены на кривой Хабберта



страны Северо-Западной, но не Центральной и/или Восточной Европы. Более того, модель единого внутреннего газового рынка ЕС на основе Третьего энергопакета и не предполагает построение единого гомогенного (целостного) пространства внутри ЕС — это должна быть система региональных зон «вход-выход» с виртуальной торговой площадкой в каждой зоне. А это значит, что разный уровень развития энергетических рынков в каждой зоне (стране) будет сохраняться еще в течение долгого времени, ибо построение разветвленной энергетической инфраструктуры — это дорогостоящий и капиталоемкий процесс.

Это — еще один аргумент в пользу тезиса, что не является

обязательным построение по единой универсальной схеме (то есть по нефтяной или англо-американской модели) рынков газа в каждом отдельно взятом регионе в мире, в частности — в континентальной Европе.

Три механизма ценообразования

Я вижу три основных механизма ценообразования и результирующие их цены. Два из них, которые я называю верхней и нижней инвестиционной ценой, привязаны к срочным контрактам. Один, привязанный к спотовым сделкам, я называю торговой ценой.

(1) «Кост-плюс» (или «издержки-плюс», или «нет-форвард»):

привязка к издержкам добычи и доставки нефти/газа потребителю плюс приемлемая норма прибыли. Применяется на начальных этапах развития рынков, на неконкурентных (в том числе «политических») рынках «физической» нефти/газа. Является приемлемой («справедливой») ценой для производителя. Это — нижний предел цены, долгосрочная цена, нижняя «инвестиционная» цена. Она обеспечивает финансируемость инвестиционных проектов (гарантии возврата вложенных в проект средств).

(2) «Стоимость замещения у потребителя» (плюс «нет-бэк», если пункт сдачи-приемки находится не у потребителя, а на пути между производителем и по-

ребителем): привязка (с дисконтом) к ценам конкурирующих с нефтепродуктами/газом — от данного поставщика — энергоресурсов у конечного потребителя.

Применяется на конкурентных рынках «физической» нефти/газа. Это — приемлемая («справедливая») цена для потребителя. Является для производителя верхним пределом цены, долгосрочной ценой, верхней «инвестиционной» ценой. Это — максимальная цена,

Это — спотовые контракты (с немедленной и отложенной поставкой) плюс поставочные фьючерсы с фьючерсными котировками (биржевыми ценовыми индексами)

которую может реально выручить производитель, ибо в конкурентном наборе предложений альтернативных энергоресурсов, из которого может выбирать потребитель на конкурентных рынках, данная

цена является наименьшей в предложенном ему наборе.

То есть, интересы производителя и потребителя сбалансированы: потребитель получает минимальную, а производитель — максимальную цену (при прочих равных условиях). То есть механизм индексации (привязки цены нефти/газа к ценам альтернативных энергоресурсов и/или альтернативного предложения таких же энергоресурсов, но из других источников) — это механизм удержания на максимальном конкурентоспособном уровне верхней инвестиционной цены.

(3) Спотовое/биржевое ценообразование: цена, балансирующая спрос/предложение на конкурентных рынках «физической» (спот/форвард) и/или «бумажной» (финансовые деривативы, привязанные к фьючерсным контрактам) нефти/газа/энергии. Это — приемлемая («справедливая») цена для спекулянтов. Краткосрочная цена, не имеет верхнего/нижнего пределов. Является «торговой» ценой — на ней не лежит обязан-

ность обеспечить окупаемость инвестиций в проект, допустима, как правило, в период после окупаемости инвестиций.

Применимость механизмов ценообразования в рамках инвестиционного цикла

Где и как могут применяться указанные механизмы ценообразования в рамках жизненного цикла инвестиционного проекта и в пределах длительности контрактов, заключаемых для реализации (осуществления) данного инвестиционного проекта? Жизненный цикл алстримовского проекта (добыча плюс транспортировка) определяется обыкновенно максимально эффективными темпами отбора невозобновляемого энергоресурса из продуктивных залежей. Это — 30–40 и более лет. Что превышает предельные сроки лицензирования, которые существуют в большинстве государств (20–25 лет), которые, в

БЕСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



www.ngv.ru

свою очередь, предопределяют продолжительность долгосрочных контрактов (те же 20–25 лет).

Существует статистически подтвержденная тенденция сокращения продолжительности заключаемых контрактов на поставку: по этим расчетам, за 25 лет (с 1980 по 2004 год) средняя продолжительность подписываемых странами ЕС в соответствующем году импортных контрактов по трубопроводному и сетевому газу сократилась вдвое — с 30 до 15 лет. Тем не менее, продолжительность срочных контрактов — которые являются не столько торговым, сколько инвестиционным инструментом — должна будет сохраняться на уровне, превышающем срок окупаемости инвестиций в проект.

Исходя из этого, я делю продолжительность срочного контракта на два периода (рис. 4): инвестиционный и торговый, первый из которых, в свою очередь, состоит из подпериода осуществления инвестиций и подпериода их окупаемости. Для каждого периода в рамках срока осуществления срочного контракта существует своя оптимальная цена. Она может быть разной для инвестиционного и торгового периодов.

В рамках инвестиционного периода (до конца срока окупаемости инвестиций) для производителя приемлема любая инвестиционная цена в пределах между «кост-плюс» и «нет-бэк» от стоимости замещения», но предпочтительна максимальная. Необходимость поддерживать максимальную инвестиционную цену на конкурентоспособном уровне вызывает потребность в индексации, то есть автоматическую адаптацию цены в рамках формульного ценообразования в период действия согласованной сторонами формулы цены между раундами ее пересмотра, и механизм пересмотра формулы цены (обычно — один раз в три года) в период действия контракта.

Правомочность суверенных государств получать максимальную ресурсную ренту от освоения принадлежащих им природных ресурсов закреплена многосторонними инструментами международного права:

– мягкого права: Резолюция 1803 Генеральной Ассамблеи ООН, декабрь 1962 года, о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы,

– жесткого права: ст.18 Договора к Энергетической Хартии о суверенитете государств на энергетические ресурсы (подписан в декабре 1994 года, вступил в силу в апреле 1998 года).

Экономический механизм реализации этого права был предложен в том же 1962 году Нидерландами в рамках Гронингенской модели долгосрочного экспортного газового контракта с механизмом индексации контрактной цены газа (привязки ее) к стоимости замещающих энергоресурсов, которыми в то время в Европе были нефтепродукты — мазут (промышленность) и газойль/дизтопливо (домашние хозяйства).

Итак, когда новый энергоресурс входит на рынок, его задача — захватить рыночную нишу и окупить эти новые инвестиции. Поэтому для обоснования приемлемой внутренней нормы рентабельности его производства и реализации производится упреждающая оценка капиталовложений и эксплуатационных затрат с учетом рисков.

При этом величину рисков определяет не компания-производитель, их ей предписывает финансовое сообщество, к которому компания-производитель обращается за проектным финансированием для реализации своего инвестиционного проекта. Отсюда — потребность в более высокой цене отсечения на этом — инвестиционном — этапе (рис. 6).

При прохождении периода окупаемости, когда капиталовложения уже окупались и энергоресурс уже закрепился на рынке, его задача — не захватить, но удержать рыночную нишу в условиях, когда у конечных потребителей существует технологическая возможность по переключению между замещающими (конкурирующими) энергоресурсами.

На этом этапе только эксплуатационные расходы определяют уровень цены отсечения, а риски производителя ниже (результат прохождения через «кривую обучения», снижения транзакционных издержек). Поэтому, на мой

взгляд, на этом этапе допустима более низкая цена отсечения для сохранения конкурентоспособности, удержания рыночной ниши и приемлемой внутренней нормы рентабельности.

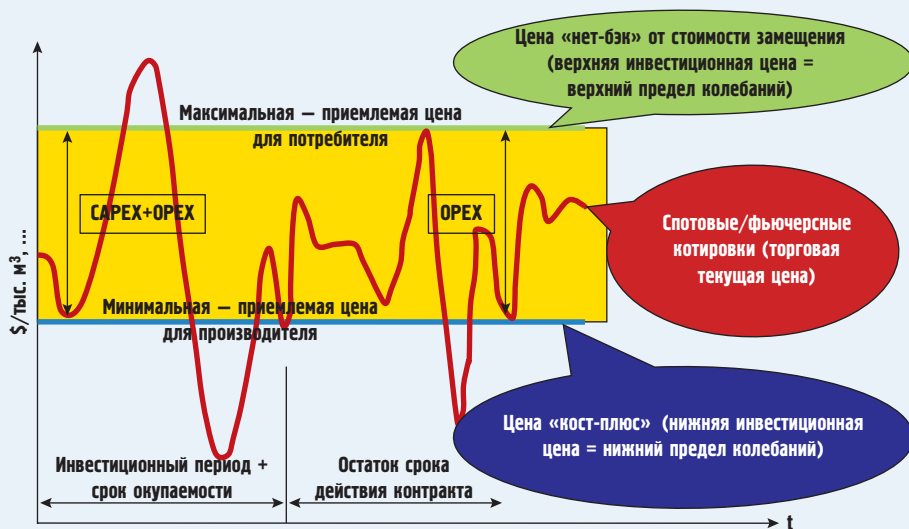
Механизм удержания конкурентной цены

На сегодняшнем этапе развития рынка газа континентальной Европы, когда в спектре располагаемых контрактных структур и механизмов ценообразования представлены все инструменты рынка физической энергии, возможность их взаимоприемлемого применения участниками конкурентного рынка представляется следующей.

В течение инвестиционного периода государство-собственник недр, компания-недропользователь и финансовые институты, предоставившие ей проектное финансирование, заинтересованы получить максимальную верхнюю инвестиционную цену, чтобы ускорить окупаемость инвестиций (компания-недропользователь и финансовые институты) и максимизировать долгосрочную ресурсную ренту (государство-собственник недр).

При этом собственник недр (газа) заинтересован в максимальном продлении периода устойчивого спроса на его ресурсы, чтобы оптимизировать темп отбора и максимизировать тем

Рисунок 6. Механизм «S-curve» (текущих колебаний цен в пределах цен отсечения) для механизма индексации в рамках ДСЭГК в Европе (предложение к обсуждению автора)



самым полноту отбора ресурсов (газа) из недр.

Поэтому (особенно актуально в условиях избытка предложения (газа), как сегодня в Европе) собственник недр не заинтересован в завышении цен, чтобы не спровоцировать замещение его невозобновляемых энергоресурсов газа альтернативными источниками энергии, что приведет к недополучению им ресурсной ренты в долгосрочном плане. Глубина возможного снижения цен (механизм возможного снижения оставляем за скобками) в течение инвестиционного периода определяется уровнем удельных приведенных капиталовложений и эксплуатационных расходов.

При входе в торговый период (по завершении срока окупаемости) максимальная верхняя инвестиционная цена снижается — окупать необходимо уже только эксплуатационные расходы. Поэтому потребность в максимизации долгосрочной ресурсной ренты может быть обеспечена за счет более низкого уровня цен (в любом случае выше, чем «кост-плюс»), если это ведет к удержанию/расширению рыночной ниши.

В условиях избытка предложения на конкурентном рынке альтернативными (замещающими) становятся не столько другие

энергоресурсы, сколько другие поставщики и/или источники поставок данного энергоресурса. Альтернативное предложение уводит газовые цены вниз в рамках конкуренции «газ-газ».

В этих условиях удержание высокой (через нефтепродуктовую привязку в рамках сегодняшних высоких цен на нефть) газовой цены нацелено на обеспечение краткосрочных интересов основного акционера «Газпрома». Таковыми являются покрытие бюджетных расходов, в том числе дополнительных бюджетных расходов, конвертировавших майскими 2012 года Указами Президента РФ предвыборные обещания в ходе парламентских (декабрь 2011 года) и президентских (март 2012 года) выборов в подлежащие беспрекословному исполнению государственные обязательства.

Это особенно актуально в условиях продолжающегося экономического кризиса, одним из результатов которого является сжатие других, помимо нефти и газа (которые обеспечивают половину бюджетных доходов страны), российских экспортных рынков. Однако это ведет к стимулированию европейских покупателей к «уходу от российского газа» и возможной утрате долгосрочной рыночной ниши российского газа в Европе.

Удержание конкурентоспособной цены (ее уровень определяется сегодня на спотовом рынке) и возможность гибкого контрактного маневрирования в ответ на ее колебания дают возможность сохранить рыночную нишу. Понятно, что это требует адаптации контрактной структуры, то есть отказа от работы на европейском рынке практически исключительно через крупных оптовых покупателей-перепродавцов российского газа.

Необходимость их введения в цепочку газоснабжения при поставках газа в Европу определялась реалиями 1960-х годов. Сегодня их сохранение в цепочке (как покупателей российского газа) с одновременным переводом ценообразования в рамках контрактов с ними на хабы (на которых мы сегодня пока массово отсутствуем) является контрпродуктивным для производителя, ибо перекладывает тем самым на него все ценовые риски.

В то же время у оптовых покупателей-перепродавцов российского газа появляется возможность закупать обусловленные обязательствами «бери и/или плати» высокие объемы российского газа и сбрасывать избыточные (сверх уровня потребления) его объемы на хабы. Таким образом, покупатели-перепродавцы российского газа будут обеспечивать понижательное давление на цены, от которого сами эти компании-перепродавцы будут застрахованы, привязав к ценам на хабах и закупки российского газа, и его дальнейшую (пере)продажу на оптовом и/или розничном рынках.

Поэтому вариант с сохранением в структуре продаж оптовых посредников и скидки с базовой цены до уровня спотовой при сохранении нефтепродуктовой привязки базовой цены не является приемлемым и/или рациональным. Удержание конкурентоспособной цены (продажи на уровне колеблющейся спотовой) требует исключения сброса избытков российского газа на хабы его покупателями. «Газпром» должен сам выходить на хабы со своим газом, то есть использовать потенциальные преимущества, заложенные в Третьем энергопакете ЕС.