


Российская Академия Наук



Научный совет по комплексным проблемам энергетики РАН

***VII Мелентьевские чтения:
«Прогнозирование развития
мировой и российской энергетики:
подходы, проблемы, решения»***



Сборник научных трудов

Москва

2013 год

Седьмые Мелентьевские чтения. Сборник научных трудов /Под ред. А.А. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2013. – 214 с.

18 - 19 апреля 2013 года в Звенигороде состоялись VII Мелентьевские теоретические чтения "Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения". Организаторами выступили ИНЭИ РАН и Научный совет по комплексным проблемам энергетики РАН (НС КПЭ РАН). В заседании приняли участие представители ИНЭИ РАН (Москва), Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ), Института энергетической стратегии (ТУ ИЭС), Энергетического института им. Г.М. Кржижановского (ЭНИН), Института народнохозяйственного прогнозирования РАН (ИНП РАН), Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН (ИСЭиЭПС), ООО "Газпром экспорт".

В сборнике представлены доклады, посвященные методологическим аспектам прогнозирования развития энергетики, перспективам развития мировой и российской энергетик, отраслевым и региональным проблемам развития ТЭК.

ISBN 978-5-91438-014-1

www.eriras.ru

© ИНЭИ РАН, 2013

Оглавление

Предисловие	5
I. Методологические аспекты прогнозирования развития энергетики	6
<i>А.А. Макаров.</i> Системные исследования энергетики: 50-летие надежд и 20 лет в тени	6
<i>В.В. Бушуев, А.И. Громов.</i> Перспективы применения концепции энергетизма и теории фракталов для решения задач долгосрочного прогнозирования и стратегирования развития сложных социоприродных систем	22
<i>В.А. Кулагин, А.А. Галкина.</i> Прогнозирование развития мировой энергетики: теория и практика	32
<i>Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов.</i> Поэтапный подход к исследованию и сужению области неопределенности долгосрочных прогнозов развития ТЭК	42
<i>Ф.В. Весапов.</i> Актуальные задачи и инструментарий прогнозирования на примере электроэнергетики	51
II. Перспективы развития мировой и российской энергетики	70
<i>Ю.В. Сняк.</i> Видение долгосрочных перспектив развития ТЭК России в исследованиях ИИП РАН	70
<i>В.В. Труфанов.</i> Развитие электроэнергетических систем. Модели и методы	79
<i>Э.П. Волков, В.А. Барinov, А.С. Маневич, М.И. Сапаров.</i> Технологическая модернизация электроэнергетики России	89
<i>А.Д. Соколов, Л.Н. Ткайшвили.</i> Информационно-модельный комплекс для исследования перспектив развития угольной промышленности	99
<i>Д.А. Грушеванко, Е.В. Грушеванко, А.О. Горячева.</i> Прогнозирование развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов	107
<i>С.П. Попов.</i> Методический подход к оценке потребности в российских энергоресурсах на рынках Восточной Азии	116
<i>Н.А. Манов.</i> Прогнозирование развития электроэнергетики Северной Америки на основе надежностного подхода	128
<i>А.С. Макарова, А.А. Хоршеев, Т.Г. Панкрушина.</i> Эффективные направления и масштабы развития атомной теплофикации в России	137
<i>А.Э. Тарасов.</i> Совершенствование алгоритма оптимизации модели газовой отрасли России при разработке многокомпонентных месторождений	155
III. Отраслевые и региональные проблемы развития ТЭК: подходы и решения	163
<i>А.А. Кономляних.</i> Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии	163

<i>А.С. Духьянов.</i> Применение накопленных дисконтированных величин для оптимизации развития ТЭК.....	179
<i>Ю.Д. Кононов, П.В. Ступин.</i> Об учете качества исходной и требуемой информации при разработке методов долгосрочного прогнозирования развития энергетики	188
<i>И.Ю. Иванова, Н.И. Петров, Т.Ф. Тукузова.</i> Системная оценка эффективности вариантов энерго-, топливоснабжения децентрализованных потребителей: методические подходы и результаты исследований	196
<i>М.Д. Дильман.</i> Проблемы и перспективы использования когенерационных установок при реконструкции систем теплоснабжения	206

Предисловие

Седьмые Мелентьевские чтения были организованы Научным советом РАН по комплексным проблемам энергетики и Институтом энергетических исследований РАН и привлекли около 40 участников с 20 докладами от семи научных и аналитических организаций. Обсуждение докладов прошло по трём секциям.

На секции «Методологические аспекты прогнозирования развития энергетики» с современных позиций критически проанализированы постулаты методологии системных исследований и рассмотрены возможные направления развития её базовых положений и методов исследования; выдвинуты гипотезы циклического характера и тенденций развития энергетики как сложной социоприродной системы и их использования для долгосрочного прогнозирования; обсуждены методологические основы прогнозирования научно-технического прогресса в энергетике; доложены методы, проблемы и основные результаты второго отечественного прогноза мировых энергетических рынков; проанализирована эволюция мировых рынков нефти и газа; обсуждены состав и постановка задач прогнозирования отраслевых систем энергетики (на примере электроэнергетики) и подходы к их решению с использованием агентских моделей.

На секции «Перспективы развития мировой и российской энергетики» были доложены видение долгосрочных перспектив развития ТЭК России; направления технологической модернизации электроэнергетики России; перспективы развития угольной промышленности страны и регионов; оптимизация газовой отрасли России с учётом разработки многокомпонентных месторождений; прогнозы развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов; оценки потребности в российских энергоресурсах на рынках Восточной Азии; опыт прогнозирования развития электроэнергетики Северной Америки на основе надёжного подхода.

На секции «Региональные проблемы развития ТЭК: методы и решения» рассмотрены возможности применения накопленных дисконтированных величин для оптимизации развития подсистем ТЭК; учет качества исходной и требуемой информации при долгосрочном прогнозировании систем энергетики; методы повышения эффективности энергоснабжения потребителей; методы обоснования рациональных вариантов энерго- и топливоснабжения децентрализованных потребителей; проблемы и перспективы использования когенерационных установок при реконструкции систем энергоснабжения.

Участники с удовлетворением отметили высокий уровень и очень доброжелательную атмосферу этой встречи единомышленников.

Председатель научного совета РАН по комплексным проблемам энергетики
академик А.А. Макаров

III. Отраслевые и региональные проблемы развития ТЭК: подходы и решения

Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии

А.А. Конопляник, доктор экономических наук, профессор, ООО "Газпром экспорт", г. Москва

Введение

С января 2010 г. ведутся неформальные консультации экспертов России/Группы Газпром с энергосегментными и операторами ГТС стран ЕС, представителями Еврокомиссии, работающими над подготовкой подзаконных актов в развитие Третьего энергетического пакета ЕС, формирующего принципиально новую архитектуру единого внутреннего рынка газа ЕС по сравнению с законодательно существовавшей до сентября 2009 г., когда был принят и вступил в формальную силу этот набор документов. В нашей дискуссии с европейскими коллегами изначально просматриваются две полярные позиции в отношении того, какой должна быть эта архитектура будущего единого газового рынка ЕС на базе положений Третьего энергетического пакета [1-6]:

(а) будет ли это газовый рынок с единой ценой в континентальной Европе, по аналогии с моделью газового рынка, получившей развитие в США и Великобритании, и/или 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 газового рынка континентальной Европы 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. Затем, 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 контрактами (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), которая постепенно, медленно, но верно, все-таки овладевает массами. Аргументы в пользу этой точки зрения я и постараюсь по-

казать в настоящей работе, опираясь на свое представление об эволюции рынков нефти и газа [7-10]. И почему рынок газа континентальной Европы не может быть построен – по крайней мере, в течение некоторой обозримой 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 инвестиционных цикла до пика

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 закончатся 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 вправо-вверх по мере того, как весь спектр энергоресурсов, которые называются сегодня нетрадиционными, постепенно под воздействием НТП (человеческого интеллекта) переходит в категорию ресурсов традиционных: сначала геологически изученных, потом технически извлекаемых, а затем и рентабельно извлекаемых и используемых с целью превращения в полезную работу в рамках подведенной энергии требуемого вида. Это увеличивает площадь под кривой и сдвигает ее пик вправо-вверх (рисунок 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 продолжать происходить в рамках левой – восходящей - ветвей 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 тех-

нологий в рамках любого инновационно-инвестиционного технологического цикла) средства. Тем не менее, вектор технологического развития уже задан - задан сегодняшними НИОКР. То есть задан вектор движения к тому технологическому укладу, на базе которого будут освоены известные нам нетрадиционные энергоресурсы (рис. 1). Значит должны окупиться и средства, вложенные в те НИОКР, которые будут предопределять коммерческое освоение разработанных в рамках этих уже профинансированных НИОКР технологий освоения нетрадиционных пока энергоресурсов, переводящих их в категорию ресурсов традиционных и дающих возможность окупить эти новые технологии (как затраты на их НИОКР, так и особенно на их широкомасштабное коммерческое освоение) за счет разработки именно этих нетрадиционных энергоресурсов.

Отсюда – вывод про минимум два инвестиционных цикла 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.

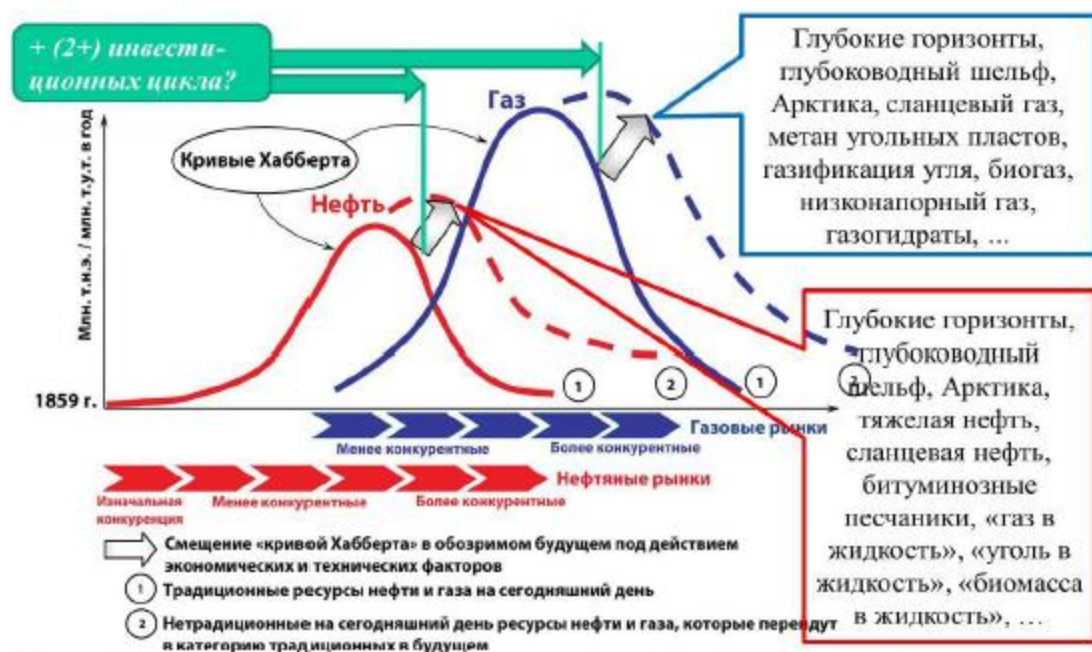


Рисунок 1 – Эволюция рынков нефти и газа: от менее к более конкурентной среде (экономическая интерпретация «кривых Хабберта»)

Наращивание множественной конкуренции

Одна из основных закономерностей, которую целесообразно отметить в этой связи, - это движение от менее конкурентных к более конкурентным рынкам. К «более конкурентным» не только с точки зрения увеличения числа хозяйствующих субъектов, принимающих участие в раз-

личных видах деятельности на всех этапах производственно-сбытовой цепи на энергетических рынках.

По мере движения - в рамках левой восходящей ветви кривой 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 в поставкой физического товара. На стадии насыщенного рынка происходит переход накопленных количественных изменений состояния рынка физической энергии в качественные – и создаются предпосылки для формирования рынков бумажной энергии, отрывающих поставки физического товара от торговли связанными с этим товаром производными финансовыми инструментами. На этом этапе физический товар превращается в финансовый актив [3]. На мировом рынке нефти такой переход произошел в 1986 г., когда доминирующим механизмом ценообразования на нефть стал биржевой механизм, положивший начало интенсивному развитию биржевой торговли и формированию рынка бумажной нефти (рис. 2).



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

Существуют жесткие экономические закономерности, связывающие контрактные структуры и соответствующие им механизмы ценообразования с определенной стадией рыночного развития. Развитие рынков начинается с долгосрочных контрактов и с встроенных 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 более долгосрочным должен быть контракт на поставку произведенной энергии потребителю.

По мере дальнейшего развития рынков также работают объективные 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.

Наращивание 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 покупателю и продавцу как бесперебойность поставок, так и возможность выбора контрагента с наилучшим ценовым пред-

ложением. 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 промыслово-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 продолжающим 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 происходит 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 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. Нарастающая диверсификация инфраструктуры поставок и потребления обеспечивает доступность альтернативных возможностей для энергоснабжения, как для производителя, так и для потребителя. Для производителя – это формирование альтернативных путей доставки, выход на новые рынки, как географические, так и в новые отрасли. Для потребителя – появление альтернативных/конкурентных поставщиков данного энергоресурса (например, конкуренция газ-газ, независимо от того, каким это газ является по источникам его происхождения, технологии производства и/или доставки и т.п.) и/или других энергоресурсов, его заменителей у конечного потребителя (например, конкуренция газ-не газ) (рисунок 2).

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.

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, чем у 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 (на основе [8]).

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 которым 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 г.) сохраняется высокая зависимость от импорта. Значительная часть поставок вплоть до настоящего времени осуществляется на основе импорта с гигантских и сверх-гигантских месторождений, расположенных в зарубежных юрисдикциях. Решения о развитии принимают суверенные государства-экспортеры, исходя из задачи

максимизация своей ресурсной ренты (во всех государствах «большой энергетической Европы» собственность на недра принадлежит государству).

Расположение стран на кривых Хабберта

В зависимости от стадии развития национального энергетического 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.



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

Такая связь – близкое расположение на кривой Хабберта России и стран ЦВЕ, принадлежащих ныне к разным политическим системам, – понятна: наши государства в течение первых трех десятилетий формирования европейской системы газоснабжения (1960-е-1980-е гг.) развивались в рамках единой политической и экономической системы СССР-СЭВ, сформировав капита-

лоемкую стационарную инфраструктуру газовых поставок, предопределившую тесную взаимосвязь наших государств, а через высокую инерционность капиталоемких систем - и сегодняшнее состояние развития их рынков. 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), ни после вступления – вплоть до принятия Третьего энергопакета ЕС в 2009 г. – ни ЕС, ни страны ЦВЕ не предпринимали реальных экономических мер (ибо эти меры капиталоемкие и времязатратные) по наращиванию уровня диверсификации своей энергетической инфраструктуры. Что дало бы им возможность переместиться вправо-вверх по кривой Хаббарта 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 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, как отмечалось, времязатратный 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 полпути между производителем и потребителем): 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 верхним пределом цены, долгосрочной ценой, верхней «инвестиционной» ценой. Это – максимальная цена, 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 обязанность 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 апстримовского 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 свою очередь, предопределяют продолжительность долгосрочных контрактов (те же 20-25 лет).

Существует статистически подтвержденная тенденция сокращения продолжительности заключаемых контрактов на поставку: по расчетам Хиршхаузена и Ньюман, за 25 лет (с 1980 по 2004 гг.) средняя продолжительность подписываемых странами ЕС в соответствующем году импортных контрактов по трубопроводному и сетевому газу сократилась вдвое – с 30 до 15 лет [11]. 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 под-периода осуществления инвестиций и под-периода их окупаемости. Для каждого периода в рамках срока осуществления срочного контракта существует своя оптимальная цена. Она может быть разной для инвестиционного и торгового периодов.



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

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 г., 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 г., вступил в силу в апреле 1998 г.).

Экономический механизм реализации этого права был предложен в том же 1962 г. 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.

При прохождении периода окупаемости, когда капиталовложения уже окупились 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.

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):

- 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, 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 [9], 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.

Механизм удержания конкурентной цены

На сегодняшнем этапе развития рынка газа континентальной Европы, когда в спектре предлагаемых 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 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 не-

возобновляемых 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) газовой цены нацелено на обеспечение краткосрочных интересов основного акционера Газпрома. Таковыми являются покрытие бюджетных расходов, в том числе дополнительных бюджетных расходов, конвертировавших майскими 2012 г. Указами Президента РФ предвыборные обещания в ходе Парламентских (декабрь 2011 г.) и Президентских (март 2012 г.) 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 дает возможность сохранить рыночную нишу. Понятно, что это требует адаптации контрактной структуры, то есть отказа от работы на европейском рынке преимущественно через крупных оптовых покупателей-перепродавцов российского газа. Необходимость их введения в цепочку газоснабжения при поставках газа в Европу определялась реалиями 1960-х гг. Сегодня сохранение их 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. Удержание конкурентоспособной цены (продажи на уровне колеблющейся спотовой) требуют 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.

Двухсекторная модель рынка газа.

Сегодня мы продолжаем обсуждать с европейскими коллегами (энергорегуляторами, операторами ГТС ЕС, Еврокомиссией) альтернативную двухсекторную модель газового рынка ЕС, комбинирующую срочные и спотовые поставки.

Основную, базисную нагрузку должны, по-видимому, обеспечивать долгосрочные поставки, основными характеристиками которых являются:

- 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, плюс
- долгосрочный доступ к газотранспортной инфраструктуре на весь срок и весь объем долгосрочного контракта на поставку (с целью избежать контрактного несоответствия), плюс
- 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.

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

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

Литература

1. The 3rd Energy Package and the concerns of non-EU gas producers: An interview with Dr. Andrey Konoplyanik. – "Eurasia Energy Observer", February 12, 2011, <http://www.eurasia-energy-observer.com/news/new/interview-with-andrey-konoplyanik>
2. А.Конопляник. Европа - больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза. – «Нефть России», 2011, № 4, с. 56-61; № 5, с. 60-67; № 7, с. 48-51; № 8, с. 79-83.

3. A.Konoplyanik. "Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers". - "International Energy Law Review", 2011, Issue 8, p. 24-40
4. А.Конопляник. Уменьшить риски и неопределенности Третьего Энергопакета ЕС. – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 7, с. 79-88.
5. А.Конопляник. Третий энергопакет ЕС: как избежать дефицита мощностей в рамках 10-летнего плана развития газотранспортной инфраструктуры? – в сб. «Газовый рынок Европы: направления развития». Материалы международного семинара «Развитие рынков газа в Европе». – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012, с. 23-49.
6. А.Конопляник. «В диалоге с европейскими коллегами по Третьему энергопакету мы выступаем за двухсекторную модель рынка газа ЕС». – «Бизнес & класс», январь-февраль 2013, с.10-14.
7. А.Конопляник. Россия на формирующемся Евроазиатском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. – М.: «Нестор Академик Пабlishерз», 2004, 655 с.
8. Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. – Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.
9. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013, 344 стр.
10. А.Конопляник. Перспективы развития газового рынка: экспертное мнение. - «Нефть, газ, энергополитика» (Украина), 2012, № 6, с.46-60 (часть 1); 2012, № 8-9, с.66-71
11. C.Hirschhausen&A.Newmann. Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts. – "ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft" 28 (2004) 3, p.181 (re-produced in: OGEL, March 2005, vol.3, issue 1).