

# Интервью и выступления

30.04.2012 |

Один из наиболее известных специалистов по вопросам ценообразования на газовом рынке, доктор экономических наук, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М.Губкина **Андрей Александрович Конопляник** дал специальное интервью portalу PRO-GAS. Где весьма подробно рассказал о своих взглядах на развитие спотового рынка, на будущее долгосрочных контрактов, перспективы интеграции различных региональных рынков в глобальный рынок газа.

Читайте также личную страницу А.А. Конопляника

<http://www.konoplyanik.ru/>

**- Как Вы оцениваете последние изменения в ценообразовании на мировом рынке газа? Насколько быстро будет расти спотовая компонента в Европе и Азии? Можно ли говорить о том, что спотовая модель рынка уже победила, газовый бизнес прошел точку невозврата, и вопрос только в сроках этой окончательной победы?**

- Оцениваю я их совершенно спокойно. Я считаю, что изменение доли спотового рынка будет продолжать носить синусоидальный, волнообразный характер, что является естественным следствием тех закономерностей в эволюции рынков нефти и газа, которые я пытаюсь описывать в своих публикациях, выступлениях и лекциях студентам. Эти закономерности в части развития контрактных структур, характеризуются, как мне представляется, следующим образом (причем, это характерно и для нефти, и для газа): развитие рынка идет посредством добавления к доминирующим сегодня контрактным структурам новых контрактных механизмов.

Все начинается с долгосрочных контрактов, и это естественно. Когда у вас поначалу нет конкуренции на рынке, когда у вас есть один производитель и один потребитель, которые взаимосвязаны между собой жесткой инфраструктурой безальтернативной поставки, тогда просто необходим, просто неизбежен долгосрочный контракт, который по сути своей является не столько торговым, сколько инвестиционным механизмом.

Вам нужно выстроить таким образом контрактные отношения между поставщиком и покупателем, чтобы окупить вложенные поставщиком инвестиции в освоение месторождения и инфраструктуру доставки. И тогда понятно, что у вас должна быть определенная срочность контракта для того, чтобы гарантировать надежность и непрерывность поставок для того, чтобы гарантировать поток доходов от реализации (экспортных доходов), которые обеспечат вам окупаемость осуществленных вами ранее инвестиций в проект. Поэтому и на рынке нефти, и на рынке газа все развитие контрактных структур начинается с долгосрочных контрактов. Их срочность определяется крупностью проектов, которые вы вводите в разработку, масштабами необходимой для реализации проекта инфраструктуры. А вот потом, по мере того как развивается рынок, по мере того как участники рынка входят в конкурентные отношения и новые проекты начинают конкурировать с существующими на рынке другими энергоресурсами и другими поставщиками того же энергоресурса, начинает, как правило, уменьшаться срочность контрактов и меняться механизм ценообразования. От доминирующих на начальных этапах контрактных отношений долгосрочных контрактов с механизмом

ценообразования «издержки плюс» участники рынка переходят к применению и других инструментов.

Понятно, почему был нужен этот механизм «издержки плюс». Для того, чтобы покрыть издержки, производителю-поставщику нужно просто математическим счетом просуммировать все затраты от устья скважины до пункта сдачи-приемки, неважно, у потребителя он находится или где-то на полпути, плюс приемлемая норма прибыли – вот и получается долгосрочный контракт и схема ценообразования «издержки плюс» (или «кост плюс», или «нет форвард»). Но когда вы начинаете работать в конкурентном рынке, происходит смена контрактной структуры и механизма ценообразования на контракты, которые, как правило, являются более краткосрочными. И это тоже закономерность, потому что освоение любой нефтегазовой провинции начинается, как правило, с освоения более крупных месторождений, потом вводятся в пользование более мелкие, спутниковые месторождения. Изначально вы формируете базисную инфраструктуру, которая всегда является более капиталоемкой, потому что вам нужны издержки проекта отнести еще и макроэкономическую инфраструктуру. Начиная освоение нефтегазоносной провинции с более крупных месторождений вы реализуете так называемый «эффект масштаба», при котором затраты на тонну добытых углеводородов, при прочих равных условиях, меньше, чем при освоении аналогичных, но более мелких месторождений. Это дает вам возможность снизить негативный для экономики проекта эффект отнесения на его затратную смету расходов по формированию макроэкономической инфраструктуры в осваиваемом (как правило неосвоенном еще) регионе. Уже впоследствии вы начинаете достраивать производственную инфраструктуру до спутниковых месторождений. Т.е. на более поздних этапах разработки любой нефтегазовой провинции капиталовложения в расчете на индивидуальный проект постепенно уменьшаются. Поэтому потребность в срочности контрактов тоже имеет тенденцию к уменьшению. Есть исследование продолжительности импортных газовых контрактов Европейского Союза с 1980 по 2004 год, трубопроводного и СПГ, которое показало, что срочность контрактов, которые подписывались каждый год в течение 25 лет, уменьшилась в среднем с 30 до 15 лет. Понятно, что там было поле рассеяния по срокам, но была выявлена четкая тенденция. Для меня это объясняется совершенно естественной закономерностью. Это то, что касается эволюции срочности контрактов.

В отношении механизмов ценообразования так же существуют устойчивые закономерности. Обычно я привожу два таких примера, один пример касается газа, другой – ближневосточной нефти. Нефть была раньше, начнем с нее. Когда началось проникновение ближневосточной нефти в Западную Европу, когда были открыты крупные ее месторождения и нужно было, благо транспортировка близкая, запускать ее в послевоенную Европу, которой требовалось много жидкого топлива, с реализацией бензина проблем не было. Напомню, альтернативы жидкому топливу на транспорте не было тогда – и нет до сих пор. И с точки зрения развития автомобилизации требовалось удовлетворение этого спроса. Ближневосточная нефть для этого была хороша. А куда девать мазут? В то время глубина переработки была не столь высока, как нынче. Мазута производилось много. Что делать с этим мазутом, когда доминировал уголь в электроэнергетике? И тогда компании Международного нефтяного картеля (известные «Семь сестер»), которые до начала 1970-х годов фактически единовластно управляли международным нефтяным рынком, придумали совершенно гениальную вещь, которую мы до сих пор продолжаем расхлебывать: они стали строить ценообразование на корзину нефтепродуктов, получаемую при переработке ближневосточной нефти на их же перерабатывающих заводах в Западной Европе таким образом, чтобы цена мазута определялась как бросовая, т.е. по остаточному принципу. Этот остаточный принцип привязывал цену мазута к цене конкурирующего с ним угля немецкой угледобычи таким

образом, чтоб можно было вытеснить этот уголь из баланса котельно-печного топлива электростанций. Т.е. цена на мазут была установлена ниже цены местного немецкого угля, что давало возможность повысить цены на керосин авиационный, на бензин, потому что альтернатив им не было. Их брали по более высокой цене, чем «издержки плюс». Но в итоге в рамках спектра нефтепродуктов, которые вырабатывались из тонны или из барреля нефти (какие единицы вам удобнее), это давало возможность получить цены на мазут в зависимости от стоимости его замещения, т.е. от цены угля. Иначе говоря, - всегда ниже цены угля, обеспечивая мазуту постоянное конкурентное преимущество против угля до тех пор, пока шахтная немецкая угледобыча окончательно не разорилась. Не забудем: цена мазута определялась по остаточному принципу, обеспечивая возможность ее снижения практически без ограничений, каковыми возможностями в ценообразовании не обладал немецкий уголь. И когда в середине-второй половине 1970-х годов начался ренессанс угля на волне роста цен на нефть после нефтяного кризиса 1973 г., местная угледобыча уже не могла обеспечить рост спроса на него в Европе и этот спрос стал покрываться в значительной степени импортом американского угля из открытых разработок Аппалачского бассейна, который в Гамбурге стоил дешевле местного немецкого угля шахтной добычи.

И аналогичным образом в начале 1960-х гг. входил в европейский энергобаланс и природный газ после открытия и начала освоения голландского месторождения-гиганта Гронинген. В известной Гронингенской модели долгосрочного контракта его цена в формуле индексации была построена на принципе замещения и была привязана к конкурирующим в то время с газом энергоресурсам: мазуту (промышленность и электроэнергетика) и газойлю/дизтопливу (домашние хозяйства). Я подробно описывал это в своих работах (есть на моем сайте).

Итак, общая тенденция очевидна: уменьшается срочность контрактов, меняются их формулы ценообразования.

И дальше идет естественная эволюция. По мере увеличения конкурентных поставок - не только количества поставщиков, но и объема поставок, складывается ситуация, что предложения газа становятся все больше и больше, потребность в дополнительных капиталовложениях в расчете на проект, а следовательно и в срочности контрактов, в среднем по экономике уменьшается, и появляется возможность переходить уже на спотовые сделки. Спотовые сделки добавляются к уже имеющемуся набору контрактных механизмов: так же как средне- и краткосрочные контракты добавились в свое время к долгосрочным, так и спотовые впоследствии добавились к средне- и краткосрочным контрактам, а не заменили ( не отменили) их.

Весь пафос этой моей сентенции заключается в следующем: каждая новая контрактная структура, каждый новый механизм ценообразования, появляющийся на рынке в результате его эволюции, не отменяет предыдущие, а добавляется к существующему их набору. В результате происходит конкурентное перераспределение рыночных долей каждого из этих механизмов – старых и новых, пока не закрепляется на некоторое время новое динамическое равновесие этих рыночных структур. Затем, в полном соответствии с первым законом диалектики (переход количества в качество), на следующем эволюционном витке происходит появление новых рыночных механизмов и инструментов, которые «взрывают» устоявшееся равновесие и приводят к новому перераспределению рыночных долей (с возможным отмиранием некоторых из устоявшихся институтов, инструментов и механизмов). Это я и пытаюсь доказывать в своих работах. На мой взгляд, эта теория закономерностей эволюции рынков нефти и газа является справедливой, по крайней мере, для той стадии экономического развития,

закономерности которой я могу рассматривать в прошлом и могу прогнозировать в будущем - это длительный период, охватываемый тем, что я называю «восходящей ветвью» кривой Хубберта и описываемый относящимися именно к этому периоду закономерностями. Я не верю в теорию пиковой нефти на обозримом с экономической точки зрения временном горизонте. Что это означает по времени? Как инженер-экономист-энергетик, я исхожу из того, что на ближайшие, как минимум, два инвестиционных цикла (а это значит, по моему мнению, два раза минимум по 15-20 лет) мы не дойдем до точки перелома, до пика кривой Хубберта по углеводородам. Мы сегодня работаем в рамках этой восходящей ветви, ведущей отсчет, применительно к нефти – с начала ее коммерческой добычи в середине 19-го века, для газа – с более позднего времени. При этом пик кривой Хубберта все время уходит вправо-вверх.

Если мы находимся в рамках восходящей ветви кривой Хубберта, то во многих промышленно развитых экономиках, в частности в Европе, в США, на Дальнем Востоке, мы выходим уже на стадию насыщения рынка, то, что называется *mature oil market*. Это – период после точки перелома на восходящей ветви кривой Хубберта, соответствующий фазе перехода от ускоренных к замедленным темпам роста спроса на энергию. Здесь у нас происходит постепенное замедление темпов роста энергопотребления в силу разных причин, к которым мы с вами вернемся. Происходит увеличение конкурентности рынка, в частности, с увеличением количества поставок и поставщиков. Это объективно ведет к тому, что на рынке нефти, начиная с 1970-х гг., начали резко нарастать доли спотовых поставок. На рынках газа спотовые сделки стали появляться позже нефтяных, а в континентальной Европе – совсем недавно, и крупным рыночным сегментом стали только сейчас, в кризисные годы. До этого их доля в поставках была примерно такой же, как была на рынке нефти в начале 1970-х – в районе 5%. Я всегда исходил из того, что, условно говоря, до середины прошлого десятилетия газ характеризовался теми же закономерностями, как и рынок нефти на рубеже 1960х-1970-х и примерно до середины 1970-х гг. Спотовая компонента региональных газовых рынков увеличилась, с моей точки зрения, эволюционным путем, т.е. она явилась естественным следствием общих закономерностей развития рынков газа. А ее резкий всплеск в последние два-три года в Европе явился наложением на эту объективную тенденцию дополнительных закономерностей, которые носят характер сочетания нескольких основных факторов: 1 – это экономический кризис, который сбросил вниз, в частности в Европе, уровень спроса на газ; 2 – это следствие «тихой сланцевой революции» в США. Резкий рост добычи сланцевого газа в Штатах (к сланцевому газу мы еще вернемся позже) фактически закрыл рынок страны для импорта. В результате произошло перенаправление на Европу тех потоков СПГ, который шел из Катара, из Омана и других стран-поставщиков СПГ в США. Но при этом продолжали вводиться заложенные до кризиса проекты, поставки с которых были ориентированы на Европу. В итоге в Европе сложился избыток предложения.

Вопрос: откуда взялась большая доля спотовой компоненты в Европе? С моей точки зрения, спотовый газ – это тот газ, который пришел в спотовый сегмент рынка не как дополнительные объемы «нового» газа, а как результат перераспределения существующих контрактных объемов в пользу спота, в том числе и из российских долгосрочных контрактов. Во-первых, из тех объемов, которые берутся сверх объемов «take or pay». Т.е. эти обязательства были и раньше, а недавно Газпром понизил порог обязательства «бери или плати». И куда идет дополнительный этот газ? Этот невыбранный сверх минимальных обязательств газ частично идет на спот (спотовые поставки поставщиков). Или туда идет тот контрактный газ, который покупается импортером в рамках обязательств «бери или плати» (чтобы не платить неустойку за нарушение этого контрактного обязательства) и тут же уходит на спотовый рынок для того, чтобы компании-покупатели хоть как-то могли компенсировать для себя потери от

более высоких контрактных цен (спотовые поставки покупателей). Т.е. физически эти молекулы газа, которые выходят на спотовый рынок, – это не новый какой-то резко увеличившийся объем нового газа сверх действующих контрактов, это перераспределение с одного сегмента рынка - контрактного, срочных сделок - на другой сегмент рынка - спотовый - тех потоков газа, которые идут в рамках долгосрочных контрактов, но спрос на которые (временно?) понизился.

С моей точки зрения, тот факт, что избыток предложения и послекризисный (после 2008 г.) рост спотовых продаж в 2009-2010 гг. хронологически совпал с введением в действие Третьего энергопакета ЕС, который построен на либеральной модели, это создало ощущение, что сегодня спотовый рынок окончательно победил. Он достигал на пике кризиса, по разным оценкам, до 30%. И эту долю, по мнению представителей ряда европейских структур, следует расценивать как достигнутую и закрепленную на практике. Следовательно, по их мнению, для прогнозных оценок она является минимально необходимой теперь квотой спотового рынка, которая будет в перспективе только увеличиваться. Но, как известно, хронологические совпадения далеко не всегда являются отражением причинно-следственных связей. С моей точки зрения, здесь все гораздо более неопределенно. При дальнейшем наращивании спроса, при прекращении резкого наращивания поставок катарского газа, который временно пока приостановил свои инвестиционные программы, думаю, доля спотового рынка не будет расти такими же быстрыми темпами, какими она выросла за последние два-три года. Более того, она может снижаться из-за того, что будут выбирать большее количество газа в рамках тех контрактных обязательств, которые остаются в силе. Да, эти срочные контракты будут менее длинными и более гибкими в результате их адаптации. Но это будет все же срочный контрактный газ, а не спотовый. И это возвращение к формульным долгосрочным контрактам будет объективно уменьшать долю продаж, которые идут на спотовый рынок из газа, поставляемого в рамках долгосрочных контрактов. В результате падения спроса действующие долгосрочные контракты сегодня являются важным (если не главным) поставщиком спотового газа на европейский рынок. И, скажем так, долгосрочные контракты перестанут подпитывать спотовый рынок, который они подпитывают сейчас.

Я не склонен думать, что все амбициозные европейские программы в дополнение к программе 20-20-20 на 2020 г., а именно программа 2050 (т.е. на 2050 г.) по снижению выбросов на 85-90%, которая требует почему-то в первую очередь уменьшения именно доли газа, что все это на практике будет давать быстрое и резкое уменьшение спроса на газ. Я к этому отношусь скептически и не понимаю, за счет чего может быть обеспечено резкое снижение спроса на газ (самого экологически чистого органического топлива) и кто за это заплатит, кто профинансирует вытекающий из этих программ «уход от газа». Думаю, после выхода из кризиса все-таки будет идти расширение зоны потребления газа, который будет утаскивать часть поставок газа из спотовых в пользу срочных, только это будут уже адаптированные срочные контракты. Но это будет не спотовая часть рынка.

**- Вы говорите о том, что нефтяной рынок все равно является неким эталоном для развития газового. Значит, теоретически мы можем предположить, что газовый рынок идет, как вы говорите, таким же путем, но с неким отставанием. Значит, в перспективе скольких-то лет спотовый рынок достигнет уровня такого же, какой сейчас на нефтяном рынке? Будут ли газовые фьючерсы, как это произошло с нефтью?**

- Считаю, что газовые фьючерсы обязательно будут, но в разных регионах мира газовый рынок будет устроен по-разному и поэтому объемы газовых фьючерсов (абсолютные и относительные) на разных региональных рынках будут различны. Я не верю, что

американская или англосаксонская модель формирования мирового нефтяного рынка, которая сейчас работает на газовом рынке США и Великобритании, является универсальной для газового мира, и пытаюсь это доказывать в своих работах. Иначе говоря, она для континентальной Европы и для Евразии (наших основных экспортных – и нашего внутреннего рынка) не является универсальной или целесообразной для применения моделью. Поэтому, в частности, в наших текущих дискуссиях с европейскими энергорегуляторами о формировании архитектуры единого рынка газа ЕС на основе положений Третьего энергопакета ЕС (в которых я имею честь состоять координатором с российской стороны), мы отстаиваем все-таки двухсекторную модель рынка газа - и долгосрочные контракты, и спотовые - и этому есть объективное объяснение.

В книге «Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ» (которая была издана Секретариатом Энергетической Хартии (СЭХ) в 2007 г. в период моей работы там) есть специальный раздел и сводная таблица, озаглавленная «Пойдет ли газ следом за нефтью», где мы (авторы) показали, в чем, с нашей точки зрения, заключаются основные различия между континентальной Европой и Евразией, с одной стороны, и Великобританией и США, с другой стороны, по модели организации рынков газа. Отмечу, кстати, что это исследование отправлялось на рецензирование и апробацию во всех страны-члены Договора к Энергетической Хартии, то есть в 51 страну. И мы в СЭХ не получили ни одного отрицательного отзыва на книгу и, в том числе, несогласия с положением о неуниверсальном характере англо-саксонской модели для газовых рынков, отстаиваемым в этом исследовании. Итак, США и Великобритания развивались на базе освоения собственных месторождений и работали в собственной юрисдикции, а континентальная Европа и Евразия в значительной степени развивались на базе импортных месторождений, которые находятся не в юрисдикции стран-потребителей. Как правило, и в США, и в Великобритании нефтегазовые месторождения, за отдельными, может быть, исключениями, были мелкие, средние, а те, которые являются основными источниками поставок в континентальную Европу, - это, как правило, мега-проекты, которые находятся в юрисдикции суверенных иностранных государств. Эти суверенные государства заинтересованы в максимизации ресурсной ренты, поэтому здесь другой подход к освоению этих месторождений - индивидуальное освоение каждого мегапроекта с тысячекилометровой инфраструктурой - нежели та стандартная система извлечения ренты, которая была устроена в США при освоении газовых месторождений с нацеленностью преимущественно на внутриштатную торговлю. Поэтому существуют объективные различия в геолого-экономических характеристиках ресурсной базы в странах, которые осваивают месторождения, находящиеся в зоне их юрисдикции, странах, которые зависят от импортного спроса и от суверенных решений государств-экспортеров, и в странах-экспортерах. Эти объективные различия предопределяют наличие разных моделей построения (архитектуры) тех или иных региональных газовых рынков.

Предполагаю, что до тех пор, пока будет сохраняться зависимость европейских и азиатских стран от импортных поставок, государства-экспортеры не смогут (я не говорю, что не будут или что не хотят - они просто не смогут) финансировать освоение новых экспортно-ориентированных месторождений и/или возмещение выбытия мощностей на старых, не имея гарантий возврата инвестиций или инструментов для минимизации рисков их невозврата. Финансовое сообщество будет предписывать операторам проектов сохранение и долгосрочных контрактов, которые гарантировали бы определенный срок закупок объемов того газа, который будет производиться в рамках проекта, под который собирается финансирование, и более-менее предсказуемые цены, которые не будут привязаны только к неким непредсказуемым биржевым котировкам. Это могут быть, так сказать, какие-то комбинированные схемы, которые будут делать динамику цен на газ более предсказуемой, а главное – сохранять газ конкурентоспособным по цене в условиях

все более быстро меняющейся рыночной конъюнктуры. Это должно обеспечить сохранение контрактного газа в ценовой конкурентной зоне. Это значит, на мой взгляд, - некая привязка контрактных цен к стоимости замещения, по крайней мере, на старте этих контрактов. В процессе инвестиционного цикла освоения этих экспортно-ориентированных месторождений эта цена, скорее всего, будет иметь S-образный характер, который будет создавать каким-то образом верхний и нижний ценовой горизонт для того, чтоб можно было минимизировать риски невозврата средств для финансового сообщества, которое будет предоставлять заемное финансирование. На него будет приходиться как минимум половина (если исходить из эволюции механизма финансирования инвестиционных проектов), капиталовложений в освоение новых месторождений и производственно-сбытовой инфраструктуры. Для того, чтоб это заемное финансирование могло характеризоваться минимальными или пониженными рисками, здесь нужна и срочность контрактов, и не-спотовая схема ценообразования. Таким образом, спотовое ценообразование не сможет быть инвестиционным ориентиром. Контрактные формулы ценообразования будет, по-видимому, ориентироваться на обеспечение максимально зауженного (в рамках допустимых возможностей по прогнозированию рынков) коридора допустимых для реализации инвестпроекта (в российских условиях – как правило, мега-проекта) неопределенностей поведения цен. Иначе говоря, не прогнозирование уровня цены, а обеспечение приемлемого уровня ее неопределенности. Но не ориентация на спотовые котировки и биржевые индексы, если речь идет о производственных инвесторах, а не о трейдерах и биржевых спекулянтах.

Вслед за спотовой схемой ценообразования на следующем этапе эволюции рынков идут биржевые котировки. Но что такое фьючерсные котировки? Когда мы говорим о бумажной нефти, то первый бензиновый фьючерсный контракт был заключен на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже NYMEX в 1979 г., а нефть начала котироваться там же в 1983 году. С 1983 г. и по настоящее время срочность фьючерсных контрактов (срок, на который вы можете открывать позиции) постепенно увеличивалась. Поначалу, по-моему, этот срок был три месяца, по-моему, даже шестимесячного фьючерса не было. Сейчас он достиг девяти лет. Но как распределяются эти открытые позиции девятилетнего периода? 80% от их общего числа приходится на первые 7-8 месяцев девятилетнего периода, то есть на срок меньше двух лет, на который публикуется так называемая «форвардная кривая», демонстрирующая как бы «надежные» ценовые ожидания биржевых игроков. Понятно, почему выстраиваются форвардные кривые на бирже только на два года. Потому что на остальные семь лет приходится ну уж совсем ненадежная, неустойчивая статистическая масса заключаемых контрактов. Однако, насколько я помню, в статистике, чтобы какая-то закономерность или совокупность, какое-то множество считалось более-менее устойчивым, надежным для выводов, оно должно составлять от всей совокупности как минимум, по-моему, 30-33%. И вот получается, что больше 30% открытых позиций у нас приходится только на часть двухлетнего срока, охватываемого «форвардной кривой». А 80% всех сделок в рамках этого двухлетнего срока приходится на первые шесть-семь месяцев в рамках девятилетнего срока допустимых возможностей по открытию фьючерсных позиций. Т.е. форвардная кривая - это очень ненадежная ценовая кривая, которая выстраивается на базе ожиданий рыночных игроков, которые в одночасье могут поменяться. Или которые можно поменять – ликвидный нефтяной рынок, тем не менее, - и это доказано - подвержен манипулированию со стороны основных игроков – крупнейших американских инвестиционных банков. Поэтому форвардная кривая абсолютно неинерционна. Я довольно много писал о том, что сегодня наиболее значимая часть игроков на рынке бумажной нефти – это финансовые спекулянты из ненефтяных секторов глобального финансового рынка, очень мобильные, располагающие огромными (находящимися под их управлением или собственными) финансовыми ресурсами. Сегодня рынок бумажной нефти, задающий ценовые котировки и для сделок с реальным

товаром, является незначительным сегментом глобального финансового рынка. Поэтому нефтяные спекулянты могут массированным притоком и/или оттоком своих ликвидных финансовых ресурсов на рынок бумажной нефти как надуть на нем ценовой пузырь (как к июлю 2008 г.), так и обрушить рынок (как во второй половине 2008 г.). Поэтому строить на нефтяных котировках рынка бумажной нефти инвестиционные планы по освоению многомиллиардных инвестиционных проектов нельзя: сроки их реализации много больше 9 лет, и даже на ближайшие 2 года форвардные кривые – ненадежный и высокорискованный ценовой ориентир для производственных инвесторов.

С точки зрения развития отрасли, с точки зрения тех игроков, которые работают на рынке физического товара, спотовый рынок как ценовой ориентир для инвестиционной деятельности, особенно для больших проектов, где и риски большие, неприемлем. Тем более в тех странах, где мы зависим от протяженной инфраструктуры поставок, в тех странах, где нет такой насыщенности инфраструктурой внутри территории, как есть в США, в Великобритании, где это было предопределено разбросанностью большого числа мелких и средних месторождений.

Мне представляется, что когда мы говорим об эволюции рынка газа вслед за рынком нефти, это утверждение правильное, но это не означает, что они будут идти след в след. В каких-то регионах, возможно, будет модель рынка газа вслед за рынком нефти почти один в один. Газ и нефть – это не обязательно универсальность американской модели во всех регионах, где будет дальше развиваться рынок газа. Поэтому спотовый рынок будет. Но будет не только спот. Мне представляется, что, если мы говорим про Европу, то здесь сохранится двухсекторная модель рынка газа, где доля спота может увеличиваться и уменьшаться в зависимости от конъюнктуры. Вот сейчас, к примеру, конъюнктура, которая была связана с кризисом, привела к тому, что произошло расширение доли спота в результате кризисного избытка предложения. Этот избыток будет рассасываться, граница между спотовыми и срочными контрактами, которая всегда и везде подвижна, будет сдвигаться в направлении расширения зоны срочных контрактов. Зона спота будет, наоборот, несколько сжиматься, возвращаясь к тренду после периода отклонения от него. Все это при том, что спот будет продолжать медленно отвоевывать свою конкурентную нишу по мере увеличения конкурентности предложения, и эта ниша будет такой же конкурентной, такой же зависимой от современного состояния мировой и региональной экономик и рынков, как это в свое время было между долгосрочными контрактами и контрактами меньшей срочности. Происходит усложнение контрактной структуры, увеличивается множественность видов сделок в рамках системы динамического равновесия, где каждая из них отвоевывает свою нишу. Сегодняшний спот - как протуберанец на солнце, у него произошло отклонение от тенденции монотонного увеличения его доли на рынке, всплеск в сторону его увеличения в силу конъюнктурных причин, о которых я говорил.

Если мы говорим про контрактную структуру рынка, то мне представляется, что эту будущую структуру корректно описывать в терминах графика нагрузки. Потребители с непрерывным производственным циклом, крупные энергопотребители, которые будут работать на газе, будут ориентироваться на базу и полупик графика нагрузки и на удовлетворяющие требованиям работы в базе и полупике графика нагрузки долгосрочные контракты. Для потребителей же, работающих в пиковой части графика нагрузки, трейдеров, спекулянтов, предпочтительным окажется (может оказаться) спотовый рынок и/или фьючерсные контракты.

И в этом смысле у потребителя должен быть выбор, какие они должны заключать, с их точки зрения, контрактные отношения. Предполагаю, что для них будет нецелесообразно,

когда они говорят о долгосрочных контрактах, запитываться на споте, потому что тогда у вас, конечно, нет ни гарантий поставок, ни гарантий по цене. Думаю, что это будут другие долгосрочные контракты – более короткие, где разумные сроки будут определяться по минимуму срочности контрактов. Мы должны смотреть, какие будут минимальные сроки окупаемости инвестиций в те проекты, которые у нас на этом рынке присутствуют. Маловероятно, что мы где-то сможем найти настолько быстро окупаемые проекты, что срок окупаемости инвестпроекта по добыче будет два-три года. Поэтому, предполагаю, средняя минимальная граница контракта составит порядка десяти лет, исходя из приемлемой нормы рентабельности. Тем более, насколько я понимаю, и в ЕС к этому пришли, дав в 2004 г. определение долгосрочным контрактам как десять лет и более. Т.е. все крутится вокруг этой цифры: долгосрочные контракты – не менее десяти лет. А сегодня средняя продолжительность – 25-30 лет, исходя из реалий, существовавших на более ранних этапах развития газовых рынков в Европе. Понятно, что здесь есть зона экономически обоснованного сокращения их продолжительности.

И структура ценообразования, с моей точки зрения, будет более адаптивная. В рамках эволюции формул индексации я продвигу более широкую корзину замещающих энергоресурсов, потому что привязка к нефтепродуктовой корзине, как в Европе, или к сырой нефти, как в Азии, в значительной степени определяется историческими причинами и скорее уже привычкой работать с этими котировками. Т.е. участники рынка научились страховать риски работы на рынке физических поставок за счет финансовых инструментов, существующих на рынке бумажной нефти, и не готовы отказываться от привычного инструмента в пользу новых схем. Более того, поскольку газ расширяет свое присутствие в электроэнергетике, а многие газовые компании становятся просто «сырьевыми» подразделениями электроэнергетических компаний (типичный пример – немецкий ЕОН-Рургаз), то формулы привязки к замещающим энергоресурсам могут переместиться в новых контрактах из зоны конкуренции «газ – замещающий энергоресурс» в зону «электроэнергия – замещающий энергоресурс». При таком подходе цена газа станет вторичной по отношению к цене производимой из него электроэнергии.

А вот, скажем, пиковая зона графика нагрузки совершенно точно будет зоной доминирования спотовых контрактов. В принципе, как и раньше на рынке нефти (где это было в конце 1960 – начале 1970 гг.), для чего нужен был спот – для подстройки спроса-предложения, который вы не можете идеально урегулировать в рамках стабильных долгосрочных контрактов, обеспечиваемых небольшим числом крупных игроков. Та же ситуация сохранялась изначально и на рынке газа – спот всегда был нужен для подстройки спроса-предложения, когда вы не можете в силу климатических, сезонных факторов подстроиться к долгосрочному предложению. Спот был нужен для того, чтоб сбалансировать рынок в тех случаях, когда есть определенные несовпадения. Поэтому эта зона может и будет расширяться в силу растущей неопределенности развития рынков на нынешнем этапе их эволюции. Но, на мой взгляд, нельзя говорить о том, что спот может быть доминирующим на газовом рынке континентальной Европы, которая зависит от импортных поставок, которые, в свою очередь, зависят от суверенных решений государств в отношении освоения своих огромных невозобновляемых природных ресурсов. Естественно, эти государства как собственники недр будут стремиться получать максимальную ресурсную ренту от освоения своих природных богатств. Поэтому они не смогут идти на очень большую неопределенность, которая присуща споту, принимая или одобряя инвестиционные решения в отношении освоения своих природных богатств.

Поэтому мое представление, что будущая структура рынка газа в Европе будет отражать постоянную конкуренцию между спотом и долгосрочными контрактами. С технологической точки зрения это будет связано с графиком нагрузки. Да, графики

разуплотняются с течением времени, это происходит и в электроэнергетике и в других сферах, это же будет относиться и к газу, поэтому основной проблемой, в том числе для контрактных отношений, будет прохождение этого нижнего максимума. Это можно понимать так, что зона для долгосрочных контрактов будет объективно сжиматься, но проблема прохождения максимума часто решается аккумулялирующими установками. В любом случае зона для базиса графика нагрузки, для полупика графика нагрузки сохраняет зону конкурентных преимуществ для долгосрочных контрактов, учитывая то, что, когда я говорю долгосрочные – это не обязательно нынешние 25-30 лет.

**- Возможно ли появление глобального рынка газа и каковы прогнозные горизонты этого процесса? Наблюдается ли интеграция американского, европейского и азиатского рынков? Роль СПГ и сланцевого газа в этом процессе?**

- Я считаю, что оно не только возможно. Есть объективная закономерность развития рынков. Она идет по линии развития, начиная от рынков локальных, т.е. развивающихся, скажем, в рамках страны, а если страна большая, то это могут быть локальные рынки, охватывающие только часть территории этой страны. Скажем, у нас Европейская часть России всегда была оторвана от Дальнего Востока. Или в США развивались отдельные рынки, которые позже были объединены в рынок национальный. Потом мы постепенно переходим через процессы интернационализации к региональным рынкам, далее через процессы глобализации к формированию единых рынков отдельных энергоресурсов. На сегодня мы создали такой единый рынок нефти. И сейчас находится в процессе формирования глобальный рынок газа. Для меня вопрос формирования глобального рынка газа это не вопрос «если», это вопрос «когда». А если забежать немножко вперед, то я исхожу из того, что дальнейшая цель, исходя из вектора долгосрочного эволюционного развития – это формирование единого глобального рынка энергоресурсов, который будет опираться на технологическую возможность взаимозамещения энергоресурсов в конечном потреблении и технологическую же возможность доставки любых объемов любых энергоресурсов в любую точку земного шара любому потребителю. Конечно, все это – при условии достижения приемлемых экономических показателей у потребителя.

Не знаю, когда это произойдет, очевидно, не в рамках того горизонта, который я еще могу квантифицировать, т.е. один-два инвестиционных цикла, а что будет за этим, не знаю. Почему два инвестиционных цикла, думаю, понятно. Сейчас – первый инвестиционный цикл, когда работают те технологии, которые мы начали финансировать, и до тех пор, пока они не окупились, какого-то перехода с этих технологий на другие быть не может. Экономика не позволит. Второй инвестиционный цикл – это те технологии, которые мы сегодня уже знаем, которые находятся на стадии НИОКР, которые являются следующими объектами для финансирования, те самые инновации, «о необходимости которых столь долго говорили большевики». Инвестиционный цикл – лет 15-20. Дальше, чем на 30-40 лет, я лично фантазировать не могу. Я исхожу при этом из нормальных сроков окупаемости, на которые могут пойти инвесторы.

Изначально рынки развивались как региональные, как рынки сухопутные поначалу, и все они поэтому развивались на базе трубопроводных систем. Сдерживающим или стимулирующим фактором дальнейшего развития рынков является сравнительное экономическое преимущество либо СПГ, либо трубопроводных систем. Первые поставки СПГ были, если не ошибаюсь, в 1959 г. из Алжира во Францию. Это было связано с тем, что в это время через Средиземное море еще нельзя было прокладывать глубоководные трубопроводы, поэтому пошли первые поставки СПГ. На этом этапе развития региональных рынков СПГ опередил трубопроводы. Потом произошел резкий прогресс в

трубопроводном строительстве, увеличились их диаметр и рабочее давление, пропускная способность. Стало эффективнее строить трубопроводные системы, в том числе и подводные. Т.е. в рамках преодоления локальных препятствий, типа Средиземного моря, это притормозило развитие СПГ относительно развития трубопроводов. На этом этапе развития региональных рынков трубопроводы опередили СПГ. Но когда развитие рынков вышло на уровень глобализации, то тут понятно, что никакую трубу через Атлантику вы не проложите. Поэтому на этапе формирования глобального рынка газа СПГ снова будет опережать трубопроводное развитие. Исходя из сказанного, для меня роль СПГ и сланцевого газа в эволюции рынков - принципиально разная.

СПГ – это глобальный интегратор региональных рынков газа, построенных в основном на использовании трубопроводных систем, в единый глобальный газовый рынок, объединяющий трубопроводные системы и СПГ в единую газотранспортную инфраструктуру. При этом словосочетание «единый глобальный газовый рынок» для меня не означает, что он будет работать по единым правилам, которые установлены в США или в Великобритании. Это - единый рынок с точки зрения перетоков больших объемов газа из одного региона в другой. То есть поначалу интегратором становятся торговые межрегиональные потоки СПГ, которые на этом этапе не требуют унификации правил игры в инвестициях, но только в торговле (польза от ВТО), и допускают разумную множественность контрактных структур и механизмов ценообразования. Развитие англосаксонской модели, которая показала множество своих плюсов и множество минусов, даст возможность внести коррективы в развитие глобального рынка газа, который будет характеризоваться как чертами, объединяющими его с рынком нефти, так и разделяющими его по институциональной структуре функционирования, по контрактным механизмам, по схемам ценообразования от рынка нефти. Так, например, я не вижу (по крайней мере, пока) возможности формирования системы ценообразования для СПГ построенной, как в нефти, на функционировании двух глобальных бирж (типа Нью-Йоркского NYMEX и Лондонского ICE).

А роль сланцевого газа, на мой взгляд, принципиально другая. Сланцевый газ будет, как мне представляется, газом локальным. Это - газ для местного потребления. Это газ, который в силу своих физико-химических свойств, инвестиционного и производственного цикла и много другого все-таки, скорее всего, если и будет предназначен для какого-то дальнего транспорта, то это исключение из правил, нежели общее правило. Сланцевый газ – это газ локальных, точечных, временных изменений на отдельных площадках в рамках региональных рынков, но не глобальный преобразователь, не глобальный интегратор рынка газа, каковым является СПГ. Но запустить «эффект домино» сланцевому газу вполне по силам. Это показал пример сланцевой революции в США (эффект для Европы). Аналогичные «эффекты домино» могут произойти и в других регионах. Так, непонятно, какой эффект окажет освоение сланцевого газа в Китае на проекты поставок в эту страну российского газа.

СПГ – это вы фактически меняете форму транспортировки газа. Какой газ вы произвели – не важно, традиционный метан это или сланцевый газ. Насколько я понимаю, сланцевый газ не дает столь длительную полку устойчивой добычи. Это, скорее, «всплесковый» по характеру кривой добычи газ, который имеет гораздо более краткосрочную динамику увеличения и снижения объемов добычи. Т.е. сама технология множественных гидроразрывов пласта в рамках низкой его проницаемости предполагает, что вы, наверное, не сможете в течение долгого времени удерживать на более-менее постоянном высоком уровне добычу из месторождения, что является огромным плюсом, скажем, добычи традиционного газа и дает возможность осваивать мега-проекты, окупать

инвестиции и прочее. Т.е. здесь технологические особенности добычи являются принципиально другими.

Поэтому, повторяюсь, для меня роль СПГ и сланцевого газа в глобальном разрезе разная. СПГ – это глобальный интегратор, который будет давать возможность ликвидировать (или, наоборот, создавать – как в период после 2008 г. в Европе) крупные дисбалансы спроса и предложения в отдельных регионах за счет перераспределения глобальных потоков. Произойдет постепенный (уже происходит) переход от региональных арбитражных сделок с СПГ в рамках Атлантического и Азиатско-Тихоокеанских бассейнов к глобальным арбитражным сделкам с СПГ. А сланцевый газ, с моей точки зрения, это дополнительный, местный газ, несмотря на то, что в США он полностью поменял картину развития газовой (а теперь и нефтяной) отрасли.

В США, я считаю, произошло то, что не может быть воспроизведено нигде в мире. В Штатах сложился счастливый набор фактов, критическая масса которых обеспечила феномен сланцевого газа. Во-первых, конечно, финансирование государством научно-технических работ. Барак Обама недавно об этом говорил, что в течение тридцати лет государство аккуратно подкачивало деньги в фундаментальные НИОКР, давало необходимые льготы и т.д. Ведь что такое сланцевый газ, как я это себе представляю с позиций инженера-экономиста-энергетика, а не, скажем, геолога-нефтяника. Это комбинация трех «прорывных» достижений научно-технического прогресса, которые были известны и применялись в других сферах сами по себе, но которые при объединении дали мультипликативный эффект, выразившийся в «тихой сланцевой революции». Это, во-первых, переход к трехмерной сейсмике, что дало возможность лучше понимать геологию пласта, во-вторых, - развитие горизонтального бурения, которое дает вам возможность идти не поперек, а вдоль этого пласта, и, в-третьих, множественный гидроразрыв пласта, который дает вам возможность, когда вы точно входите в пласт и по нему идете, делать эти самые множественные гидроразрывы, увеличивая его проницаемость на всем пути следования. Экономический эффект понятен. Это – мультипликаторы НТП.

Почему это взрывное развитие произошло именно в прошлом десятилетии? Во-первых, лишь к началу века были отработаны соответствующие технологии. Во-вторых, освоение сланцевого газа наложилось на период активного, начиная с 2003 г., роста цен на нефть. И хотя цены на газ официально не привязаны к ценам на нефть, но они все время за ними следуют. Улучшение нефтяной конъюнктуры расширило окошко возможностей для газодобытчиков, ибо цены на газ тоже пошли вверх. И плюс, что еще важно и чего не будет уже точно ни в каких других странах, это была некая terra incognita, обеспечившая «преимущества неведения» для развития сланцевого газа в США: не знали отрицательных последствий освоения сланцевого газа, хотя бы потенциальных, хотя бы на уровне предубеждений (в первую очередь – экологических), и поэтому для него было меньше запретов. Как это обычно бывает, тот, кто впервые входит в бизнес, сильно рискует, но у него нет многих тех ограничений, которые появляются у его последователей, когда начинают подключаться (и чаще – со своими запретами, ограничениями, обременениями), скажем, пожарники, сантехники, налоговики, другие госорганы и прочее. Вот этого, соответственно, у американского сланцевого газа в прошлом десятилетии не было. Вот сочетание успешных факторов – технологического прорыва, построенного на базе той подготовительной работы, которую в значительной степени взяло на себя государство и с точки зрения НИОКР, и с точки зрения вовлеченного финансирования, плюс к этому благоприятная экономическая конъюнктура, плюс к этому – отсутствие знаний о возможных негативных последствиях. И все эти истории с водой (что используемые при гидроразрыве химикаты загрязняют подземные

воды) и т.д., все это пошло лишь тогда, когда накопилась определенная фактура и когда набралась критическая масса некоей информации, которая у определенной части общества вызвала опасения. Это привело к тому, что Франция сказала: «Нет. Никогда» гидроразрыву. За ней последовала Болгария. Штат Нью-Йорк по прошествии какого-то времени по освоению сланцевых месторождений тоже сказал: «Нет, нет, нет, ребята, нам это тоже нельзя делать». Поэтому другие страны, с одной стороны, будут сейчас иметь возможность использовать те позитивные наработки, которые есть в США. Но с другой стороны, это уже другая среда, не американская. И это не частная собственность на землю, как в Штатах, где землевладельцы были заинтересованы получать свои рентные платежи за счет добытчиков, которые к ним приходят. И нет такой разветвленной системы трубопроводов по которым можно сланцевый газ, добываемый на обширной территории (для его освоения нужна очень плотная сетка скважин) доставить потребителю, экономя на транспортировке, ибо при его освоении не работает эффект масштаба. И нет таких технологий, и достаточного объема необходимого оборудования (в первую очередь – буровых установок), и квалифицированного персонала. И нет такого множества мелких и средних фирм, которые занимались в США его освоением. В других странах другая институциональная среда, где доминируют, как правило, крупные компании, а освоение сланцевого газа – это не их удел, их удел – освоение мегапроектов и реализация эффекта масштаба. И это уже другое отношение экологов, другая регулятивная среда, и многое, многое другое. «Великие знания приумножают скорбь». Так что я не жду повторения «американской сланцевой революции» в других странах.

Ожидать сланцевого бума не приходится. Может, где-то это и удастся сделать в меньших, как мне представляется объемах. То, что сейчас происходит в Польше, для меня убедительная аргументация, подтверждающая, что завышенные ожидания приводят к разочарованиям. Поэтому для меня сланцевый газ – это какие-то дополнительные точечные возможности, как, впрочем, и все другие новые появляющиеся технологии, которые не носят глобального прорывного характера. С этой точки зрения, СПГ мне кажется по своим возможностям переброски газа в глобальном плане ближе к термоядерному синтезу, а сланцевый газ – ближе к возобновляемым источникам энергии, которые будут иметь дополнительный характер в данном конкретном месте, в данное конкретное время, в данной конкретной стране в случае благоприятных более-менее условий. Вот так я это определяю. Глобальная интеграция будет, да, но заслуга в этом будет не сланцевого газа, а СПГ.

Это не значит, что сланцевый газ (или иные нетрадиционные энергоресурсы) не заслуживает внимания. Курочка по зернышку клюет. Каждому энергоресурсу найдется место, конкурентная ниша в энергобалансе. Разная в разных странах. Просто в России мы, увы, хуже подготовлены в силу нашей институциональной структуры к освоению множества мелких и средних разнообразных источников энергоснабжения. И у нас колоссальны неосвоенные запасы традиционных энергоресурсов. И огромные резервы повышения эффективности использования энергии на всех стадиях энергобаланса и во всех звеньях энергохозяйства. Поэтому для нас освоение сланцевого газа - это не насущная задача сегодняшнего дня, как это было в США или как рисуется эта задача сегодня в Польше, а, скорее, освоение и отработка перспективных технологий, которые нам могут потребоваться в некотором отдаленном будущем или – точно – в более близкой перспективе. Если, конечно, бизнес (под которым я подразумеваю не только Газпром и/или Новатэк или вертикально интегрированные нефтяные компании) решит, что это для него экономически выгодно, а государство (своей инвестиционной и налоговой политикой) создаст ему возможности для принятия таких решений.

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

- Я не совсем согласен с такими прогнозами. Они, на мой взгляд, отражают только часть картины и крайнюю зону спектра. Я бы сказал иначе, что резко увеличилась зона неопределенности в отношении спроса на газ в Европе. В рамках ЭнергодIALOGа Россия-ЕС недавно было выполнено исследование, которое с российской стороны велось силами Института Энергетики и Финансов, и которое было недавно опубликовано, в отношении сопоставления прогнозов и сценариев. Из него следует, что только та часть прогнозов, которая была спонсирована близкими к Еврокомиссии институтами или самой Еврокомиссией, показывает, что в Европе, может быть, спрос на газ идет вниз в перспективе. Если построить коридор прогнозных (сценарных) значений спроса на газ в Европе, выделив, что было до кризиса и что стало после него, то видно, что докризисный и послекризисный коридоры прогнозных значений сильно различаются. Коридор послекризисный более широкий, это такая воронка, расширяющаяся сильнее, чем расширяется воронка прогнозов, сделанных до кризиса. Средняя линия этой послекризисной воронки, т.е. консенсус-прогноз, является гораздо более пологой (меньшие усредненные темпы роста спроса на газ) и расположена на более низком уровне, чем в воронке докризисных прогнозов (сценариев). И если нижняя линия докризисных прогнозов все-таки идет с трендом вверх, то нижняя граница прогнозов послекризисных идет с трендом вниз. И поэтому, когда вы ставите вопрос, что в ЕС многие политики в отношении импорта газа в Европу исходят из своеобразной презумпции газового профицита, то это как раз аккуратно характеризует ту зону прогнозов, которая начинает проявляться в рамках спонсируемых европейскими институтами политических установок (в том числе для прогнозистов), к чему они должны стремиться в Европе. Они должны стремиться уменьшать свою импортную зависимость. Почему-то первой жертвой оказывается именно газ, лучшее и по экономике, и по экологии органическое топливо. Но с моей точки зрения, это только часть ожиданий. Поэтому я исхожу из того, что презумпция газового профицита – это скорее увеличение неопределенности и рисков, связанных с увеличивающейся неопределенностью с точки зрения прогнозирования спроса на газ.

При общении в нашими европейскими партнерами заметно, что для аргументации выбираются те прогнозы, которые утверждают, что спрос упадет вниз, причем уже не в результате кризиса – временно, а в результате системных преобразований на европейском рынке. Логика такая: в европейской «Дорожной карте 2050» поставлена задача на 85-90% снизить уровень выбросов CO<sub>2</sub> и поэтому будет снижение спроса на газ, образуется переизбыток предложения, поэтому произойдет расширение зоны спота, поэтому цены пойдут вниз. Совпадение по времени, но Третий энергопакет ЕС был опубликован в 2009 г. (на пике кризиса) и сейчас в ЕС разрабатываются подзаконные акты к Третьему энергопакету. Это, с одной стороны, усложняет задачку, поскольку получается, что наши коллеги, естественно, исходят из той ситуации, которая сложилась на рынке сегодня, и рассматривают сегодняшнюю ситуацию как отправную точку для дальнейшего развития. Я же сегодняшнюю ситуацию на европейском газовом рынке рассматриваю как отклонение от тренда, с одной стороны, и как период слома тенденций, с другой. Вектор прогнозов обычно меняется, исходя из изменения текущей конъюнктуры. Вы входите в одну фазу рынка – с повышательной конъюнктурой, все ваши прогнозы, которые выполняются в это время, тут же дают повышательный тренд. Входите в понижительную – происходит соответствующая коррекция вниз. Т.е. очень часто прогноз зависит от той фазы в длинном экономическом цикле, или в коротком, или в конъюнктурном, в котором

вы находитесь в момент его подготовки. Поэтому мне кажется, что сегодня презумпция газового профицита – это выбор тех прогнозных оценок, которые находятся в нижней части диапазона вот этой расширяющейся воронки отражают и фазу цикла и политические установки (ожидания) европейских политиков. Это - в значительной части прогнозы, подготовленные профинансированными Еврокомиссией институтами. Прогнозы, выполненные бизнес-сообществом, гораздо более оптимистичны в отношении газа.

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

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

- Если газ станет глобальным товаром, я не знаю, оторвется он по стоимости от нефти или нет, потому что в конечном итоге это должен быть выбор игроков. И если с точки зрения финансирования долгосрочных контрактов все-таки выгодно будет участникам рынка оставлять ценовую привязку, скажем, к нефтепродуктам – то не потому, что газ реально замещает нефтепродукты, а потому, как об этом говорят некоторые игроки газового рынка, что это просто удобно финансовому сообществу. Они привыкли уже за последние 20 лет работать с системой нефтяных фьючерсов, к которым и привязаны цены газа в формулах индексации европейских долгосрочных контрактов. Но на мой взгляд это не столько минимизация рисков, сколько их перераспределение (перемещение) на более отдаленную перспективу. Т.е. я исхожу из того, что ценовая индексация может сохраниться, в том числе – нефтепродуктовая как в Европе и/или нефтяная, как в Азии. При этом если в Европе нефтепродукты, особенно мазут в электроэнергетике и промышленности, уже давно перестали быть на практике действительно замещающими энергоресурсами для газа, хотя и сохранили такое свое значение в ценовой формуле индексации из-за долгосрочности контрактов, то в Азии сохраняется ситуация, когда сырая нефть остается замещающим энергоресурсом для газа не только в формуле индексации, но и на практике. В Японии сегодня, сохраняется прямое сжигание нефти на электростанциях, им это выгодно в силу определенных причин, там нефть остается де-факто замещающим ресурсом в энергопотреблении. А начиналось все с того, что в 1960-е гг. стране было выгодно ввозить относительно дешевую высокосернистую тяжелую аравийскую и иранскую нефть и непосредственно сжигать ее в котлах электростанций. Отсюда и пошла привязка к корзине сырых нефтей – известный «Японский нефтяной коктейль», используемый в ценообразовании на поставляемый в Азию СПГ, конкурентом (замещающим энергоресурсом) которого при поставках в Японию была именно сырая нефть, а не мазут, как в Европе.

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

Я исхожу из того, что сегодня корзина, к которой привязана цена на газ, должна/может быть несколько другой. Одна из возможностей – расширение спектра ингредиентов в формульной корзине ценообразования на газ, помимо доминирующих там сегодня нефтепродуктов (в Европе). Более того, сегодня газ становится, в значительной степени за счет расширения зоны его использования в энергетике, для интегрированных газо-электроэнергетических компаний не более чем сырьем для производства электроэнергии, то есть их газовые подразделения выполняют лишь обеспечивающие функции для подразделений по выработке электроэнергии, которые и становятся центрами прибыли. В этой ситуации может оказаться, что это должна быть не конкуренция газа с другими энергоресурсами как стартовая позиция в определении цены на газ, а стартовой окажется конкуренция электроэнергии, которая произведена в том числе из газа, на рынке уже ее (электроэнергии) производства. Своего рода «нет-бэк», только не в рамках газовой цепочки от потребителя к пункту сдачи приемки, а в технологической цепочке от производства конечного продукта (электроэнергии) к сырью для его производства (газ). Многие газовые компании в Европе оказались компаниями не только газовыми, но подразделениями электроэнергетических компаний, где газовая компонента нужна не более, чем газоснабжающее подразделение для основного бизнеса (типичный пример – немецкий ЕОН Рургаз). Тогда получается, что формирование стоимости замещения у нас уходит с газового рынка на рынок электроэнергетический: с конкуренции «газ - другие энергоресурсы» на конкуренцию «электроэнергия - другие энергоресурсы» или «электроэнергия из газа - другие виды электроэнергии», полученными, скажем, не из газа. Здесь могут быть изменения такого свойства, которые, с моей точки зрения, будут носить объективно обусловленный характер, я в этом ничего страшного не вижу. Но это будет отход от нефтепродуктовой индексации цены на газ, зародившейся на рынке газа в Европе в 1960-е годы и просуществовавшей там как основной механизм ценообразования до настоящего времени.

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

Я исхожу из того, что кривая увеличения издержек, которая под воздействием природного фактора забирается вверх, а техпрогрессом сдвигается вниз, носит синусоидальный характер. Тенденцию роста этой кривой эволюционный прогресс замедляет, он лишь сдерживает ухудшающее влияние природного фактора на кривую издержек/предложения, выполаживает эту кривую. Но когда резервы снижения издержек за счет эволюционного НТП оказываются исчерпаны, ему на смену приходит революционный техпрогресс. Революционный НТП способен переломить повышательную динамику издержек, перевешивая постоянное негативное воздействие природного фактора на издержки (пример – морская нефтедобыча). До настоящего времени такие «переломы» носили временный характер. Революционный НТП в освоении невозобновляемых энергоресурсов не смог пока, на мой взгляд, сделать такой перелом необратимым.

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

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

- Этот мотив сам по себе достаточно весомый. Я разделяю философию, которая заключается в том, что государство-собственник недр осваивает свои невозобновляемые природные ресурсы (само ли, через госкомпании, или передавая право пользования своими недрами частным компаниям, национальным или иностранным), тем более, когда оно осваивает огромные месторождения (мегапроекты, типа освоения голландского Гронингена, или наших Надым-Пур-Тазовского региона, Ямала, или Штокмана, или иранского Южного Парса, или Катарского Северного, что по сути одно месторождение, но оказавшееся в двух разных юрисдикциях), оно выбирает (или одобряет) программу разработки, исходя из максимизации ресурсной ренты за весь срок разработки, а программу разработки нельзя менять через каждые два года. Скажем, выбирая технологическую схему разработки месторождения, вы завязываетесь на глубину и на темп извлечения, а значит и на объем и темп инвестиций, и прочее. Поэтому любое государство, которое является собственником невозобновляемых природных ресурсов, заинтересовано в том, чтобы максимизировать природную ренту и обеспечить для этого соответствующую программу разработки. Ибо эту ренту вы можете получить только один раз – на то они и невозобновляемые энергоресурсы. С этой точки зрения, стремление Газпрома, Статойла, Сонатрака, и других компаний-производителей получить максимальную цену, естественно, является весомым экономически обоснованным аргументом, а не прихотью.

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

мире компаний по управлению издержками освоения в труднодоступных условиях. Технологические совершенствования там поставлены на поток, они их пекут, как пирожки. Это компания, которая сконцентрировалась на эффективном снижении издержек. Так вот, риски от неполучения долгосрочного контракта для нее были компенсированы тем резким снижением издержек, которое они могли обеспечить за счет комплексного управления проектом. Поэтому эта схема для них оказалась приемлемой, хотя и была навязана им против воли компании. Это единственный случай неприменения долгосрочного контракта при освоении крупного газового месторождения, который мне известен. Итак, если вы выходите на финансовый рынок за заемным финансированием для освоения газовых проектов (а в российском случае – это, как правило, мега-проекты), то общепринятый инструмент финансирования проекта (так называемое «проектное финансирование»), с моей точки зрения, предполагает и долгосрочный контракт, и определенную индексацию цены, и т.п. инструменты, минимизирующие риски невозврата вложенных (в значительной степени – заемных) средств - смотри первый пункт нашей сегодняшней дискуссии. Поэтому это для меня это более чем весомые мотивы.

И потом, я исхожу из того, что в данной ситуации лучше меньше да лучше. Если я ставлю себя в положение коммерческого игрока, что лучше: больше продавать газа по меньшей цене и получать ту же экспортную выручку или продавать меньше газа, но по более высокой цене, и получать ту же экспортную выручку? Для меня совершенно очевидно, что ответ: продавать меньше газа по более высокой цене. Потому что тогда я минимизирую свои затраты на компенсацию выбытия мощностей, т.е. у меня меньше потребность в освоении новых месторождений и т.п., это понятно. Нужно правильно оценивать свою конкурентную нишу на рынке. Газпром изначально в 2009 г. взял трехлетний период, на который, как он оценил, будет спад спроса, и поэтому все эти адаптационные меры предложил только на трехлетний период. Это было стремление максимизировать ресурсную ренту. Газпром – это государственная компания. Это лишь руки государства, которое объективно заинтересовано в максимизации ресурсной ренты от освоения своих невозобновляемых природных ресурсов. Газпром выполняет (вопрос: насколько эффективно) ту функцию, которая является коммерчески обоснованной: максимизировать ресурсную ренту для государства-собственника недр, которое является его – Газпрома – основным акционером. Поэтому он решает долгосрочную задачу. И он пытается как можно меньше терять на следовании текущей конъюнктуре, потому что ему потом будет очень тяжело отыгрывать назад. Поэтому он стремится удерживать все время свои цены на том максимальном конкурентном уровне, на котором он может это сделать. Он идет методом проб и ошибок, пытается вслед за изменением конъюнктуры делать уступки пошаговые, небольшие. Да, в силу этого он, может быть, и отстает. Но я так понимаю, что освоение месторождений в Алжире, в Норвегии и в России, это разная капиталоемкость проектов, поэтому это разный риск дополнительных уступок, поэтому (а также потому что он очень крупный) Газпром и более медленный.

**- Третий энергопакет подается Европой прежде всего как либерализация рынка. Не означает ли это возможность для неевропейских поставщиков газа получить прямой доступ к конечным потребителя на рынке ЕС?**

- Я считаю, что очень правильно поставлен вопрос. Именно это и означает. Начиная с сентября 2007 г. наше политическое руководство, Газпром и все остальные видели в третьем пакете только угрозы действующим сегодня контрактам. А мы пытались, начав в 2010 г. консультации с европейскими энергорегуляторами, расширить зону потенциальных выгод для поставщиков газа, в том числе и за пределами ЕС, на основе положений Третьего энергопакета. И то, о чем вы спросили, это та зона потенциальных выгод, которую нам надо конвертировать в реальные механизмы, которые будут закреплены

подзаконными актами к Третьему энергопакету. Они будут давать возможность Газпрому и другим поставщикам, в рамках этой новой архитектуры рынка газа ЕС, построенной как совокупность региональных зон с тарифами вход-выход и ликвидными хабами в каждой зоне, но при этом в рамках двухсекторной модели рынка газа, работая на рынке ЕС только в качестве грузоотправителя, получать доступ к конечным потребителям, перекладывая при этом все риски доставки на операторов газотранспортных систем. Если существует гарантированный спрос на мощности, то есть когда грузоотправитель готов (неважно, при наличии или отсутствии контракта с получателем – это его, грузоотправителя, риск) законтрактовать – то есть предоставить юридически обязывающие гарантии оплаты - мощности, которых сегодня нет, то при такой финансовой гарантии оплаты мощностей оператор газотранспортных систем обязан будет финансировать развитие мощностей. Об этом прямо говорит статья 13.2 Третьей Газовой Директивы, гласящая, что «оператор газотранспортной системы обязан построить инфраструктуру для удовлетворения всего экономически обоснованно и технически реализуемого спроса на мощности». Иначе говоря, экономически обоснованный спрос на мощности должен быть удовлетворен. И это более не задача и не головная боль грузоотправителя. Но при этом оператор газотранспортных систем не несет финансовые риски (риски невозврата вложенных средств). Он будет застрахован от неполучения (недополучения) финансовых средств от грузоотправителя (то есть оператору гарантирована окупаемость осуществленных им инвестиций в строительство законтрактованных трубопроводных мощностей) двумя действующими в ЕС принципами: «качай и/или плати» и «используй или теряй».

Мы сейчас обсуждаем этот механизм с нашими коллегами в Европе и в рамках упомянутых мной консультаций с европейскими энергорегуляторами, операторами газотранспортных систем, то есть теми, кто готовит подзаконные акты к Третьему энергопакету, а также в рамках нового органа российско-европейского сотрудничества – Консультативного Совета по Газу при Координаторах ЭнергодIALOGA Россия-ЕС. Наши европейские коллеги постепенно склоняются к тому, что в нашем предложении есть большая рациональность. В их понимании произошел, не могу сказать, что кардинальный перелом, но по крайней мере не отрицается наша точка зрения и рассматривается возможность ее интеграции в европейское законодательство. Мы сегодня находимся в содержательном диалоге, как это можно было бы лучше сделать.

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

**Апрель 2012**

[http://pro-gas.ru/news\\_interview/6.htm](http://pro-gas.ru/news_interview/6.htm)