

Конкуренции не избежать



К чему должны быть готовы поставщики природного газа на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона?*

Николай АРХИПОВ,
инженер-исследователь
(Институт энергетических исследований РАН);
Ирина МИРОНОВА,
инженер-исследователь
(Институт энергетических исследований РАН),
старший преподаватель
(программа ЭНЕРПО, Европейский университет в Санкт-Петербурге)

Какие факторы должны быть учтены в российской стратегии на газовом рынке АТР? В первой части статьи мы рассмотрели альтернативные варианты привязки цены, которые могли бы использоваться в рамках долгосрочных контрактов (индексация по альтернативным источникам топлива в соответствии со степенью их конкуренции с природным газом;** индексация по североамериканскому Henry Hub). В результате мы пришли к выводу, что, несмотря на определённые предпосылки, эти варианты не являются оптимальными, в особенности если учесть снижение цены на СПГ по долгосрочным контрактам в Азии вслед за ценой JCC. В данной статье рассмотрим перспективы формирования регионального газового хаба в АТР и ответим на вопрос: а действительно ли развитие торговли на хабе поможет решить проблемы, с которыми сталкивается региональный газовый рынок АТР? И какие выводы должна сделать Россия как поставщик, заинтересованный в наращивании присутствия на рынке данного региона?

Выход – региональный ГАЗОВЫЙ ХАБ?

Привязка к цене JCC в долгосрочных контрактах на поставку СПГ в АТР вызывает немало споров. Одним из решений могла бы стать привязка к ценам, формирующимся на основе спотовой торговли. Так, в Европе в последние годы всё большее количество перезаключаемых контрактов базируется на частичной привязке к спотовым котировкам¹. Азия в принципе может повторить этот путь.

Агентство Platts на основе спотовых торгов рассчитывает ценовой индекс ЖКМ (Japan Korea Marker). Теоретически в контрактах по нему могла бы закладываться индексация. Однако использование ЖКМ в долгосрочных контрактах ограничено. Связано это с тем, что данный индекс во многом коррелирует с ценами СПГ в привязке к JCC, тем самым

* Окончание. Начало в № 5–6/2015.

** В первой части статьи была допущена опечатка. На рис. 3 (с. 29) страны должны располагаться в следующем порядке: Корея, Япония, Индия, Китай (сверху вниз).

¹ Franza Luca. Long-Term Gas Import Contracts in Europe. The Evolution in Pricing Mechanisms / Clingendael International Energy Programme, 2014. P. 18.

не неся в себе принципиально иной модели ценообразования.

Изменения, которые могут привести к более активному применению ЖКМ в качестве бенчмарка, включают увеличение количества спотовых сделок даже при отсутствии хаба (а в период с 1994-го по 2011 г. объём спотовой торговли в регионе вырос с 3 до 48 млрд м³). Другой вопрос – что с учётом законтрактованности спроса возможный объём спотовых сделок в период до 2020 г. не так уж велик и может не дать достаточной глубины для роста ликвидности.

Кроме того, в последние месяцы 2014-го – начале 2015 г. наблюдалось общее снижение средних цен таких сделок (см. рис.). Platts LNG Watch в выпусках ноября-декабря 2014 г. сообщило о рекордном падении индекса ЖКМ до 380–420 долл./тыс. м³ (для поставок января 2015 г.). Это может послужить причиной пересмотра ключевыми импортёрами своих предпочтений относительно индексации по ЖКМ. С начала 2014 г. уже действует новый контракт с привязкой к ЖКМ между компаниями Chubu Electric и GDF Suez на период до марта 2016 г.²

В любом случае, ввиду увеличения доли конкурентных поставок в регионе АТР и заинтересованности покупателей СПГ в изменении механизма ценообразования на газ, а также в связи с повышением волатильности котировок на спотовых торгах и появлением необходимости в использовании производных инструментов (таких как фьючерсы и опционы), встаёт вопрос о целесообразности развития системы биржевой торговли природным газом в регионе.

Но проблема заключается в том, что существует недостаток интегрированной региональной биржевой торговли в принципе. Активно развиваются биржи в Китае и Индии, однако они значительно оторваны от других стран, несмотря на высокую ликвидность по таким товарам, как фьючерсы на металлы.

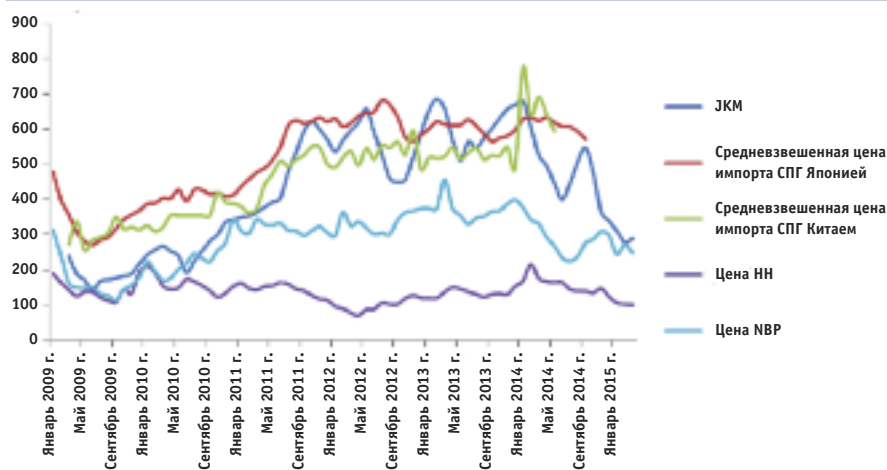
Кроме того, есть и проблема с логистикой. Вот уже несколько лет в повестке стоит вопрос о формировании регионального газового хаба³.

² What will the fall in crude prices mean for the LNG market? Platts: LNG Watch. 2014. December 23. URL: <http://www.platts.com/videos/2014/december/lng-asia-crude-price> (29.12.2014).

³ Примеры исследований, которые предполагают движение азиатского рынка по европейскому пути: International Energy Agency. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. OECD/IEA, 2013; International Energy Agency. The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. OECD/IEA, 2014; Rogers H., Stern J. Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets // Oxford: OIES, 2014.



Динамика цен импорта СПГ в АТР в сравнении с ценами Henry Hub и NBP, долл./тыс. м³



Источник: Argus, Platts

Для формирования системы биржевой торговли с привязкой к хабу не обязательно нужна политическая и экономическая интеграция по типу Евросоюза. Достаточно опереться на успешный опыт построения конкурентных рынков газа в Северной Америке (полностью либерализованной) и ЕС (проделана серьёзная работа по либерализации). При этом данный рынок должен будет отвечать ряду требований:

- наличие недискриминационного доступа к инфраструктуре (терминалам СПГ или трубопроводам) для всех участников;
- участие большого числа игроков как со стороны спроса, так и со стороны предложения;
- создание развитой инфраструктуры по транспортировке газа внутри страны (интерконнекторы, СПГ-терминалы) для

минимизации рисков монополизации, а также наличие газохранилищ, которые позволяли бы сглаживать негативные моменты для рынка в периоды пикового спроса на газ.

Кроме того, желательным условием является обеспечение значительной собственной добычи, что сокращает долю импорта в структуре потребления. Это важно, так как при высокой зависимости от импортных поставок политика государства в большей степени направлена на достижение энергетической безопасности, нежели на создание механизмов конкурентного функционирования рынка для снижения затрат на закупки энергоресурса.

В качестве наиболее вероятного места расположения потенциального газового

хаба могут выступать рынки природного газа следующих стран и региональных образований в Азии – Японии, Южной Кореи, Индии, Китая и стран АСЕАН. Их соответствие основным требованиям для создания хаба отражено в таблице. Наибольшим потенциалом по сумме факторов обладают Сингапур, Китай и Япония. Рассмотрим эти варианты более подробно.

ГАЗОВЫЙ ХАБ В АСЕАН

Сингапур представляется вполне адекватным местом для формирования газового хаба. Преимущество этой страны заключается в выгодном географическом расположении. Во-первых, Сингапур находится на пути следования значительной части танкеров СПГ, направляющихся в АТР. А во-вторых, через территорию государства проходят несколько имеющих стратегическое значение для региона газопроводов. Кроме того, страна проделала большой путь в направлении либерализации внутреннего газового рынка. Цены на нём не регулируются государством, а формируются на конкурент-

ных СПГ-танкеров, которые позволяют при надобности перебрасывать небольшие объёмы СПГ по приемлемым ценам в регионы, где спрос на газ невелик. В случае реализации этих проектов Сингапур может стать «точкой отсчёта» для зоны с системой «вход – выход».

ГАЗОВЫЙ ХАБ В КИТАЕ

Оценивая перспективы формирования газового хаба в КНР, стоит отметить следующее. Во-первых, реформа ценообразования на газ в стране привела в 2013–2014 гг. к повышению цен. Во-вторых, происходит активное развитие инфраструктуры, что сигнализирует о расширении внутреннего рынка и упрощении торговых операций.

В-третьих, активно формируются новые импортные каналы, следовательно, китайский рынок в среднесрочной перспективе будет более плотно связан с несколькими субрегиональными рынками (не только с СПГ-рынком АТР, что фактически является единственной альтернативой для Японии и Республики Корея).

координироваться самой CNPC. Если учесть, что в проекте участвует только один поставщик, то на начальной стадии платформа будет скорее не торгового, а аукционного типа (bidding).

Таким образом, реформа ценообразования в КНР, с одной стороны, не позволила полностью уйти от регулируемых цен. С другой стороны, по мере повышения их уровня создала условия формирования торговых площадок для реализации неотобранных объёмов газа. Опыт Henry Hub показывает, что для создания физического хаба достаточно, чтобы торговая площадка назначила точку доставки по торговым сделкам, как это было на NYMEX для газопровода в Луизиане в 1990 г.

Товарная биржа Нинбо⁷ в 2013 г. запустила первый в Китае форвардный СПГ-контракт, в качестве бенчмарка для которого используется ICIS Asian LNG spot price assessment⁸.

Шанхайская топливная биржа (подразделение Шанхайской товарной биржи) планирует запуск фьючерсного рынка СПГ, что может быть достаточно при-

Анализ характеристик рынка и вероятности создания хаба в некоторых странах Азии

	Регулирование цен	Количество участников на рынке	Развитость инфраструктуры	Либерализация доступа к инфраструктуре	Ёмкость рынка, импортная зависимость
Япония	■	■	■	■	■
Китай (хаб в Шанхае)	■	■	■	■	■
Корея	■	■	■	■	■
Индия	■	■	■	■	■
АСЕАН (хаб в Сингапуре)	■	■	■	■	■

Влияние: ■ положительное ■ нейтральное ■ отрицательное

ной основе. По состоянию на 2014 г. только в этой стране АСЕАН для всех участников рынка был обеспечен свободный и недискриминационный доступ к инфраструктуре.

Но значимыми ограничениями, которые затрудняют формирование хаба в Сингапуре, являются недостаточная ёмкость рынка, полная импортная зависимость от энергоресурса, а также отсутствие необходимых объёмов газохранилищ, которые могли бы сглаживать пиковые уровни спроса на газ. Однако эта проблема может быть успешно решена при реализации проекта TAGP⁴, который призван интегрировать достаточно развитую, но разрозненную трубопроводную инфраструктуру региона в единую систему. Достижению этой же цели может служить строительство малотоннаж-

Однако пока уровень цен в Китае всё равно ниже среднерегионального. Более того, упомянутая реформа имеет своей целью не столько встраивание в региональную торговлю, сколько повышение рентабельности собственной добычи. В системе ценообразования прослеживаются признаки регулирования, несмотря на переход к принципу нетбэк. Тем не менее в 2014 г. в связи с повысившимися в результате реформы ценами снизились объёмы продаж газа в ряде провинций, в том числе в северо-западных провинциях Хэйлунцзян и Цзилинь. По оценкам экономистов компании CNPC, по результатам 2014 г. на северо-востоке страны свободными могут оказаться 50–60 млрд м³ газа. Для реализации этих избыточных объёмов CNPC совместно с Дунбэйской товарной биржей⁵ обсуждает запуск пилотной платформы для спотовых продаж сетевого газа⁶. Работа платформы будет

влекательным для участников с учётом регулирования Шанхайской зоны свободной торговли⁹. В 2012 г. на этой бирже уже была запущена платформа для спотовой торговли СПГ. Она начала те-

⁴ Dongbei commodity exchange. Дунбэй – это название региона северо-восточного Китая, включающего провинции Хэйлунцзян, Ляонин, Цзилинь (иногда в него включается и административный район Внутренняя Монголия). Регион находится к северу от Пекина и граничит с Россией, через него планируется импорт газа из России в КНР в соответствии с контрактом, заключённым в мае 2014 г.

⁵ Zhang Yiping. China's new spot gas platform gets cool reception / Interfax. 2014. November 14. URL: <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/14196/chinas-new-spot-gas-platform-gets-cool-reception> (19.12.2014).

⁶ Ningbo commodity exchange. Нинбо – крупный портовый район в провинции Чжецзян, находящийся на побережье залива Ханчжоувань. С противоположной стороны залива расположен порт Шанхай.

⁷ DNV-G.L. Asia's LNG Trading Hubs & Secondary Gas Markets / Presentation at Norwegian Business Forum – Energy Solutions for Asia. 2014. October 30. URL: <http://www.innovasjon Norge.no/PageFiles/996175/Asia%20LNG%20Hubs%20and%20Secondary%20Gas%20Market%2020141030.pdf> (19.12.2014).

⁸ Там же.

⁹ Газопровод транс-АСЕАН / Trans-ASEAN Gas Pipeline Project.



стировать механизм спотовых сделок по СПГ и сжиженным углеводородным газам (СУГ) в формате аукциона.

Ключевой проблемой Китая является отсутствие доступа третьих сторон к трубопроводной системе, что подрывает доверие участников рынка к формируемым ценам на хабе. А значит, их использование в качестве справочных цен на региональном рынке проблематично. Создание газового рынка с системой доступа третьих сторон к инфраструктуре – процесс длительный и в лучшем случае может быть реализован в среднесрочной перспективе.

Тем не менее с учётом инициатив в отношении СПГ и сделок с сетевым газом на северо-востоке страны можно констатировать определённую схожесть китайского газового рынка с рынком США на более ранних этапах развития. Поэтому формирование хаба в стране (прежде всего, как физической точки поставки и/или учёта оптовых потоков газа) – вопрос времени.

ГАЗОВЫЙ ХАБ В ЯПОНИИ

Токийский залив – крупнейший в мире центр по приёму СПГ, включающий пять регазификационных терминалов общей мощностью более 100 млрд м³ газа в год и вместимостью хранилищ – 6 млрд куб. м¹⁰. Этот район обращает на себя внимание и в качестве потенциального хаба по торговле СПГ.

С одной стороны, в стране отсутствует государственное вмешательство в вопросы ценообразования и обеспечивается свободный доступ третьих сторон к инфраструктуре (в основном к регазификационным терминалам). На рынке присутствует достаточное количество игроков, что повышает возможности создания хаба. С другой стороны, трубопроводная сеть в Японии связывает каждый конкретный терминал по приёму СПГ с конкретным конечным потребителем и не позволяет диверсифицировать потоки энергоресурса. Важным ограничением является очень высокая зависимость региона от импорта СПГ, что служит отрицательным фактором для энергетической безопасности, усложняя задачу формирования высоколиквидного хаба.

К тому же ожидается, что ёмкость японского рынка в перспективе (до 2040 г.) будет снижаться. Вкупе с его изолированностью от рынков остальных стран региона это также снизит ликвидность хаба.

Для того чтобы на базе терминалов Токийского залива сформировался физический хаб, необходима логистическая возможность хранения СПГ в объёмах, позволяющих осуществлять спотовые сделки и соответствующие операции по отгрузке. Более того, требуется биржа, на которой будут заключаться контракты с поставкой на хаб. Японцы этого не делают, а торговым площадкам других стран не настолько удобно привязывать контракты к поставкам в Японию.

Проблема Японии заключается и в том, что спрос в значительной степени

законтрактован (а относительно активный выход на спотовые рынки начался из-за аварии на «Фукусиме») и последующего роста спроса на газ). Единственный механизм перехода на отличный от индексации по JCC формат ценообразования на газ – это переговоры с целью изменения условий уже заключённых долгосрочных контрактов¹¹.

Что касается внутреннего газового рынка Японии, то, несмотря на трёхсотлетние традиции торговли фьючерсами на различные товары, объёмы торговли такими контрактами на энергоресурсы в стране достаточно скромны. Их увеличению препятствуют значительное участие государства в функционировании энергорынков и недостаточная интегрированность транспортной инфраструктуры внутри страны.

В совокупности факторы высокой законтрактованности спроса на газ в Японии и отсутствия индексации по средней импортной цене на терминалах Токийского залива не позволяют говорить об установлении данной точки в качестве базовой для индексации в рамках контрактов – будь то рынок внутриазиатский или региональный.

Таким образом, в краткосрочной перспективе создание в Азии ценового бенчмарка на основе газового хаба представляется проблематичным. Дело в том, что во всех рассмотренных выше странах существуют институциональные ограниче-

¹⁰ По состоянию на 2012 г. Источник: IEA Natural Gas Information 2012, NEXANT 2013.

¹¹ Rogers H., Stern J. Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets. Oxford: OIES, 2014. P. 30.

ния, которые оказывают влияние на ликвидность. Однако в долгосрочном периоде это перспектива вполне реализуема.

НА ЧТО ЖЕ ДЕЛАТЬ СТАВКУ?

Итак, подведём итоги. Основные проблемы импортёров природного газа в АТР – это высокий уровень цен, который в контексте динамики европейского и североамериканского рынков уже не кажется обоснованным. В качестве причины диспаритета в уровнях цен чаще всего называется механизм ценообразования: для региона АТР – это доминирующее использование привязки к ценам на нефть в рамках долгосрочных контрактов.

При определённой конъюнктуре рынка могут быть применены разные методы ценообразования. Однако формирование механизмов конкурентного ценообразования не является приоритетной целью для азиатских игроков. Основная их задача – создание институциональной структуры рынка, которая бы обеспечивала для них более низкий уровень цен. Приемлемый уровень может достигаться в совершенно различных вариантах калькуляции, далеко не все из которых служат образцами конкурентного ценообразования в традиционном смысле. К примеру, при определённых внешних условиях для азиатских импортёров СПГ, скорее всего, выгоднее привязывать цену на СПГ к корзине JCC, а вовсе не к Henry Hub. При этом оба механизма никак не отражают баланс спроса и предложения на газ в АТР.

В качестве альтернативы активно рассматривается вариант индексации по другим источникам топлива, исходя из их доли в энергобалансе. Использование данного механизма связано с одной существенной проблемой. Энергетический баланс стран с течением времени меняется, причём иногда очень существенно и в довольно сжатые сроки. Соответственно, велика вероятность возникновения ситуации, когда схема индексации по альтернативным энергоресурсам перестанет отражать фундаментальные рыночные условия задолго до истечения уже подписанных долгосрочных контрактов. Нет никаких гарантий, что такая привязка будет соответствовать рыночным реалиям в большей степени, чем привязка к JCC.

Более того, азиатские страны ввиду необходимости обеспечения энергетической безопасности вынуждены зачастую занимать более мягкую позицию в отношениях со своими поставщиками.

На сегодняшний день ещё не созрели объективные условия, которые позволили бы большинству азиатских государств диктовать свои условия поставщикам и предлагать в качестве альтернативы механизм ценообразования с привязкой к энергоресурсам, исходя из их доли в энергобалансе. Однако движение в этом направлении идёт. К примеру, Китай, который проделал большой путь к диверсификации источников поставок газа, предлагал в рамках переговорного процесса по импорту газа из России по «восточному маршруту» вариант индексации по ценам на уголь. Однако Россия ожидаемо отказалась: КНР производит более половины угля в мире и имеет возможности оказывать влияние на его стоимость не только на внутреннем рынке, но и на мировом.

Привязка к цене на Henry Hub также не может считаться более «справедливой», нежели альтернативные механизмы ценообразования. Формируемая в рамках этой системы цена будет отражать фундаментальные характеристики не азиатского рынка газа, а североамериканского (по сути, привязка к HH станет обозначать цену, ориентирующуюся на баланс спроса и предложения в США). Нет также и уверенности в том, что эта цена будет обеспечивать экономию для потребителей на азиатском рынке. Данный формат индексации привлекателен в Азии только при условии высоких цен на нефть и низких цен на HH. Динамика цен на нефть и результирующие изменения цен на газ во второй половине 2014-го – начале 2015 г. стали наглядной демонстрацией того, что эта система вряд ли может использоваться в качестве универсального механизма ценообразования на азиатском рынке в средне- и долгосрочной перспективе. Нельзя забывать, что в будущем, по мере замедления темпов добычи сланцевого газа и начала его экспорта, цены на HH могут существенно возрасти.

Ещё одним вариантом организации торговли природным газом в регионе является создание регионального хаба. Однако в ближайшее время это представляется проблематичным. Во всех рассмотренных случаях (Китай, Япония, АСЕАН, Индия, Республика Корея) существуют институциональные ограничения. Но в долгосрочной перспективе создание хаба представляется вполне реализуемой идеей. Наибольшие шансы на его формирование имеют АСЕАН, Китай и Япония.

С учётом интересов российских компаний, имеющих перспективы наращивания своего присутствия на газовом рынке АТР, запрашиваются следующие выводы.

Во-первых, очевидно, что «идеальной» модели ценообразования на газ в АТР не существует, как нет и консенсуса между ключевыми импортёрами по поводу предпочтительных механизмов. Уже имеющийся портфель долгосрочных контрактов определяет доминирование нефтяной индексации на ближайшие 10–15 лет.

Во-вторых, биржи по торговле газом всё же будут развиваться. Основная ценность наличия торговой биржи, осуществляющей сделки с природным газом, а также ликвидных хабов заключается в том, что как покупатель, так и продавец могут осуществлять торговые операции с газом по известной и адекватной цене.

России необходимо подготовиться к тому, что рынок газа в АТР будет трансформироваться. Он станет уходить от привязки к ценам нефти, хотя и сохранит долгосрочные контракты. Несомненно, в регионе начнёт развиваться биржевая торговля природным газом и будут формироваться хабы. Это не является однозначно негативной новостью для поставщика, заинтересованного в возврате своих инвестиций в проект (а именно такой возврат ставится под вопрос при массивном введении торговли на хабах, как это происходит в европейском контексте). Часто конкурентным ценообразованием называют ситуацию, когда у потребителя есть возможность выбора поставщика. Таким образом, само понятие «конкуренция газ – газ» сконцентрировано на стороне потребителя. Для адекватного функционирующего рынка должна быть зеркальная возможность поставщика иметь выбор направления поставки (назовем это «конкуренция покупатель – покупатель»). Поэтому с этой точки зрения российским компаниям было бы выгодно формирование более конкурентного рынка в Азии с возможностью поставок на разные хабы.

Итак, ключевой задачей для российской стратегии экспорта газа является разработка принципов на случай реализации различных сценариев развития регионального рынка. В том числе необходимо сформулировать принципы долгосрочной работы на рынке с высокой степенью конкуренции между поставщиками. ■