



Есть ли шансы у американского СПГ?

Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР¹

Андрей КОНОПЛЯНИК, доктор экономических наук, профессор;
Джинсок СУН, аспирант
(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

В данной статье анализируется изменение границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке сжиженного природного газа (СПГ) в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) при двух ключевых механизмах ценообразования. Первый – нет-бэк от стоимости замещения в АТР (привязка к импортным ценам на сырую нефть так называемого японского нефтяного коктейля²). Второй – кост-плюс (привязка к спотовым котировкам на рынке физического газа США на ключевой/маркерной торговой площадке страны – Henry Hub).

После резкого падения цен на нефть и сохранения их на уровне вдвое-втрое более низком, чем в первой половине десятилетия, американский СПГ с ценовой формулой проекта Сабин Пасс (Sabine Pass)³ становится неконкурентоспособным по сравнению с СПГ с нефтяной привязкой на рынке АТР (при стандартной структуре контрактов). Это происходит даже при нынешних исторически низких значениях цен газа на рынке США. Более того, американский СПГ оказывается также неконкурентоспособным в Европе по сравнению с российским сетевым газом при сохранении для последнего стандартной (хотя и постепенно модернизируемой) формулы ценообразования – с доминирующей нефтепродуктовой индексацией.

¹ Статья представляет развёрнутую и дополненную версию доклада «Границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке СПГ в АТР при разных механизмах ценообразования: нет-бэк от стоимости замещения в АТР (нефтяная привязка – к JCS) vs кост-плюс (газовая привязка – к Henry Hub)», с которым авторы выступили на международной конференции «СПГ Конгресс Россия 2016», организованной компанией «Восток капитал» 16–18 марта 2016 г. (Москва, гост. Балчуг Кемпински).
От редакции: указанный доклад авторов, положенный в основу настоящей статьи (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/160317-Konoplyanik-Sung-LNG%20Russia%20Congress%202016-ENGL.pdf>), был отмечен изданием Global LNG Hub Weekly – LNG Industry portal в выпуске от 22 июня с.г. как одна из пяти лучших публикаций по рынку СПГ в мире с наивысшим рейтингом «5 баллов»

² JCS = Japan(ese) Crude Cocktail или Japan Customs Clearance Price (средняя по основным сортам импортная цена на нефть в Японии).

³ Первый экспортный проект СПГ в США, реализованный компанией Cheniere. Его ценовая формула является модельной для поставок американского СПГ на внешние рынки.

ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ

В соответствии с данными очередного ежегодного «Обзора мировых оптовых цен на газ», опубликованного Международным газовым союзом в начале мая нынешнего года⁴, на долю импорта газа в 2015 г. пришлось четверть (27%) его мирового потребления. При этом практически половина (49%) глобального импорта газа (трубопроводного и СПГ) осуществляется с нефтяной и/или нефтепродуктовой привязкой/индексацией (отражающей историческую конкуренцию «газ – нефть»). Почти столько же (45%) реализуется в рамках конкуренции «газ – газ», когда цена отражает баланс спроса и предложения на рынке газа с множественным числом его участников.

В сфере СПГ (1/3 всех импортных поставок) доминирование нефтяной индексации заметнее – на её долю в 2015 г. пришлось 69% против 31% у ценообразования по модели конкуренции «газ – газ». В АТР доля нефтяной индексации

⁴ Wholesale Gas Price Survey, 2016 Edition. A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2015, IGU, May 2016, 62 pp. (http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf).

при импорте СПГ ещё выше, чем среднемировые значения. При этом выше и зависимость стран АТР от поставок из других регионов.

С одной стороны, в условиях падения нефтяных цен (с середины 2014 г.), с другой – в связи с началом экспорта американского СПГ (в феврале 2016 г.) важно понимать, каким образом меняется не только экономика (конкурентоспособность) поставок, осуществляемых с разных проектов СПГ в рамках единой (доминирующей) модели ценообразования, но и конкурентоспособность разных механизмов ценообразования на данном рынке. Каковы последствия такой ценовой турбулентности для разных моделей ценообразования? В частности, в АТР, который изначально был целевым регионом для экспорта американского СПГ и который рассматривается в качестве перспективного для поставок российского газа (как сетевого, так и СПГ)?

В своём интервью от 25 мая нынешнего года, озаглавленном «Влияние нефтяных цен: как долго продлится этот новый мир ценообразования»⁵, генеральный секретарь международной газовой ассоциации Cedigaz⁶ Дж. Хьюро отметил, что после 2009 г. произошло существенное уменьшение значения нефтяной индексации в ценообразовании на газ в мировой торговле. Но это, по его словам, «преимущественно европейский феномен вследствие волны пересмотра контрактов в результате либерализации на фоне изменения фундаментальных тенденций на рынке». Действительно, в 2015 г. только 30% европейского потребления газа было привязано к ценам на нефть (через нефтепродуктовую индексацию в долгосрочных газовых контрактах) против 78% в 2005 г. В АТР, напротив, нефтяная индексация по-прежнему доминирует. Там на её долю приходится около 60% потребления и 83% ценообразования на импортный газ⁷. В итоге, отмечает Дж. Хьюро, анализируя эволюцию газовых цен, необходимо принимать во внимание поведение двух различных рынков – нефтя-

ного и газового. Различающиеся (расходящиеся) фундаментальные тенденции этих рынков создают разрывы между уровнями цен, которые определяются в рамках нефтяной индексации и конкуренции «газ – газ». В свою очередь, данные ценовые разрывы могут стать катализаторами эволюции механизмов ценообразования на газ по образцу того, как это произошло в Европе в последние годы⁸.

Напомним, что в результате американской «сланцевой революции» (взрывного роста добычи сланцевого газа в стране с середины 2000 годов) после 2007 г. внутренний рынок США оказался де-факто закрыт для газа извне Американского континента, то есть в первую очередь для катарского СПГ. Законтрактованные объёмы последнего были перенаправлены с рынка Соединённых Штатов в ЕС, где в итоге образовался избыток предложения, что привело к наращиванию конкуренции «газ – газ» и расширению применения спотового ценообразования, построенного на данной модели.

Катар имел (и использовал) возможность опускать цену на свой СПГ ниже цен конкурентов (например, российского газа). Добывая вместе с газом жидкие углеводороды, он мог компенсировать недобор выручки по газу за счёт экспорта жидких фракций в условиях высоких цен на нефть во второй половине 2000-х – первой половине 2010-х. Этого не могли делать экспортёры в Европу, которые добывали газ как монопродукт (как, например, «Газпром» с его сухим сеноманским газом). Таким образом, конкурентная цена отсечения у Катара уходила в область отрицательных величин (то есть он мог бы для вытеснения конкурентов с рынка продавать газ и по отрицательной цене)⁹.

На наш взгляд, постановка вопроса о возможности повторения на рынке АТР

европейского сценария с начала экспортных поставок американского СПГ является вполне корректной. Более того, один из авторов неоднократно ставил его в качестве предмета для дискуссии в разных (отечественных и зарубежных) аудиториях¹⁰. Дело в том, что экспортная цена американского СПГ фактически построена на механизме «кост-плюс» (привязана к закупочной цене газа на внутреннем рынке). Поскольку до февраля 2016 г. США фактически являлись «энергетическим островом», взрывное наращивание добычи сланцевого газа обрушило его цены на замкнутом внутреннем рынке и удерживало их на низком уровне. Поэтому базой для привязки экспортных цен (в формулах экспортных контрактов американского СПГ) служили снижающиеся внутренние цены. А основным конкурентом для будущих поставок СПГ из США был экспорт из других источников (в том числе с российского проекта «Сахалин-2») по ценам, привязанным к высоким в то время нефтяным котировкам.

Ряд авторов также обращали внимание на необходимость оценки влияния американского СПГ на мировой рынок. Так, ещё в 2012 г. об этом писала Т. Митрова: «...после 2020 г. около 60–90 млн т СПГ из Северной Америки выйдут на глобальный рынок. При этом поставки газа из США не только могут вытеснить с рынка более дорогие проекты (например, из Австралии и России), но и, по всей видимости, сыграют важную роль в процессе выработки нового подхода к формированию цен на СПГ по всему миру и в переходе в долгосрочной перспективе к привязке к спотовым ценам»¹¹. Аналогичный вывод содержался и в исследовании компании Deloitte¹².

Азиатская ценовая премия была основным притягательным моментом для

¹⁰ См., например: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013) / «Круглый стол: Открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013 «Энергетическая стратегия» России: догама или изменяющийся взгляд на перспективу?» – М. 2013. 07 февраля. (http://www.konoplyanik.ru/speeches/130207-Konoplyanik-MMEF_RT.pdf); Konoplyanik A. 'Domino Effects' of US Shale Gas Revolution: International Consequences in Institutional Sphere" // Presentation at Forum 1: "Keynote Forum – Decoding Global and Chinese Trend on Emerging Industries", BIT's 1st Frontier Industrial Forum-2013. Qingdao, China. 24–25 October 2013 (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/131024-Konoplyanik-Qingdao.pdf>).

¹¹ Митрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки и его влияние на мировые газовые рынки // Энергетическая политика. 2012. № 6. С. 30–41.

¹² Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center for Energy Solutions and Deloitte Market Point LLC, Deloitte Center, 2013, 24 pp.

⁸ Geoffroy Hureau. Impact of the oil price...

⁹ Глобальные последствия американской «сланцевой революции» (её «эффекты домино», включая один из изложенных здесь) подробно проанализированы одним из авторов. См., например: Конопляник А. Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования «Газпрома» (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергетическая безопасность Евросоюза») // Нефтегазовая Вертикаль. 2010. № 18. С. 28–29; он же. «Эффекты домино» американской «сланцевой революции» // Вестник аналитики. 2014. № 1(55). С. 87–94; он же. Американская «сланцевая революция»: последствия неотвратимы // ЭКО. 2014. № 5. С. 111–126; Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65–106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 pp.

⁵ Geoffroy Hureau. Impact of the oil price: How long will this new pricing world continue? // Gastech News. 25 May 2016. (http://www.gastechnews.com/lng/impact-of-the-oil-price-how-long-will-this-new-pricing-world-continue/?utm_medium=email&utm_campaign=7143193_Gastech%20News%20EMEA%2026%2F05%2F2016&utm_source=00QF00000dDvwXMAS&dm_i=18NV,493Q1,L8I4VK,FIW3S,1).

⁶ Cedigaz – международная газовая ассоциация, независимый источник всеобъемлющей информации по газовой отрасли с 1961 г.

⁷ Wholesale Gas price Survey. 2016 Edition...

Рис. 1. Как формируется цена на СПГ на рынке в АТР

Системы формирования цен на газ/СПГ в международной торговле: (а) конкуренция «газ-нефть»; (б) конкуренция «газ-газ»

(1) Европа

(а) Индексация к ценам нефтепродуктов (мазут/газойль) с дисконтом (Гронингенская формула = нет-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя/«на горелке», с 1962 г. по настоящее время)

(б) Индексация к ценам газовых хабов в Европе (с 2009 г. по настоящее время)

(2) АТР

(а) Индексация к цене сырой нефти в АТР (JCS, с 1970-х гг. по настоящее время)

(б) Индексация к цене газа на Генри Хаб США (с 2016 г., поставки СПГ из США)

Источники: Цена Энергии (Секретариат Энергетической Хартии, 2007); The Pricing of Internationally Traded Gas (OIES, 2012), авторы

Формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \cdot \text{JCS}(\text{СИФ}) + B$$

– Коэффициент “В” = константа (предмет переговоров)

– Коэффициент “А” для СПГ контрактов (“slope” = наклон контрактной кривой):

– 17,2% (Нефтяной паритет СПГ по калорийности)

– Привязка к нефтяному паритету по калорийности с дисконтом => “А” меньше 17,2%, чтобы СПГ был конкурентоспособным против JCS

Почему JCS?

Япония = первый импортёр СПГ в Азии (с 1969 г.): сырая нефть БСВ (тяжёлая высокосернистая аравийская нефть) как основное топливо для производства электроэнергии в Японии в 1970-х годах => прямая конкуренция СПГ и сырой нефти в Японии в секторе производства электроэнергии и промышленного тепла => привязка к JCS

монетизируемой ресурсной ренты); исторически цена газа привязывается (индексируется) к цене сырой нефти (в АТР) или нефтепродуктов (в Европе).

3. Спотовая цена (разовых сделок), определяемая в рамках конкуренции «газ – газ» на торговых площадках (физических или виртуальных) в тех или иных рыночных зонах (торговая – неинвестиционная – цена, может включаться в качестве механизма ценообразования в срочные контракты в условиях избытка предложения газа на рынке).

Применение разных моделей ценообразования на газ представлено на рис. 1.

Японская формула. Привязка цен на СПГ к сырой нефти в АТР имеет давние исторические корни, уходящие во времена, предшествующие началу импорта сжиженного газа в данный регион. На его долю приходится 70% мировой торговли СПГ, в нём находятся пять крупнейших импортёров данного энергоносителя (Япония, Южная Корея, Китай, Индия, Тайвань). Крупнейший из них как в АТР, так и в мире – Япония. В 1969 г. она впервые в Азии импортировала сжиженный природный газ с Аляски (с месторождения компании Marathon в заливе Кука)¹⁴.

Японские компании начали привязывать цены на СПГ к ценам на сырую нефть (с учётом калорийности) с самого начала его экспорта, ибо именно нефть (а не нефтепродукты, как в Европе) была в то время прямым конкурентом (замещающим топливом) для входящего на рынок этой страны импортного сжиженного газа. В 1960 годы цены на нефть находились на низком уровне (около 2 долларов за баррель), а об охране окружающей среды практически не задумывались. Поэтому для Японии, демонстрировавшей миру своё «экономическое чудо» (двузначные темпы экономического роста), намного выгоднее было покупать наиболее дешёвую тяжёлую арабскую/аравийскую (Arabian Heavy) высокосернистую (с содержанием серы выше 3,5%) нефть и использовать её непосредственно в качестве котельно-печного топлива – для прямого сжигания в топках электростанций и промышленных бойлеров. Именно за счёт этого и было

начала экспорта американского СПГ. Ибо только так можно было бы разрешить накапливаемые финансовые проблемы американских компаний, добывающих сланцевый газ, и «рассосать» растущий ком их накопленной задолженности, образовавшейся в результате применения механизмов долгового финансирования для добычи сланцевых углеводородов в условиях низких цен на газ на внутреннем рынке. На фоне высоких нефтяных цен (и газовых цен с нефтяной привязкой у основных конкурентов американского СПГ в АТР) конкурентоспособность американского СПГ не вызвала сомнения. Поэтому если с начала его поставок сложился бы (пусть минимальный) избыток предложения СПГ в АТР (на высокую ценовую премию на данном рынке после аварии на АЭС «Фукусима» нацелились многие производители газа), то это привело бы к неизбежной конкуренции «газ – газ». И как результат – к снижению цен на него и постепенному (или, наоборот, обвальному) уходу от нефтяной индексации в АТР. То есть к повторению европейского сценария в Азии с кучей негативных последствий для компаний, принимавших свои «окончательные инвестиционные решения» (FID/Final Investment Decisions) в отношении новых проектов экспортных поставок СПГ в регион в период высоких цен на нефть, столь же высокий уровень которых экстраполировался и на перспективные периоды окупаемости инвестиций в эти проекты.

Падение цен на нефть замутило эту чёткую картинку. Попробуем разобраться и вновь прояснить её, на сей раз – для новой ценовой ситуации на рынках углеводородов.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН НА СПГ В АТР

Итак, на рынке физического газа существуют три модели ценообразования, применение которых зависит от стадии развития соответствующего энергетического рынка¹³.

1. Цена «кост-плюс» (издержки-плюс), определяемая прямым счётом (суммированием) элементов затрат и приемлемой нормой прибыли в рамках производственно-сбытовой газовой цепочки от устья скважины до пункта сдачи-приёмки газа (цена срочных контрактов: минимальная инвестиционная цена, цена самофинансирования).

2. Цена по принципу «нет-бэк от стоимости замещения», определяемая обратным счётом от цены (с дисконтом) конкурирующего с газом энергоресурса у потребителя («на горелке») к пункту сдачи-приёмки газа (цена срочных контрактов: максимальная инвестиционная цена, обеспечивающая производителю экспортёру получение максимальной

¹³ Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии. Брюссель. 2007. 277 с.; Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования (ИНП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г.). – М.: Изд-во ИНП РАН, 2010. – 102 с.

¹⁴ Положительный опыт взаимодействия по поставкам американского СПГ с этого проекта в Японию предопределил успешное участие компании Marathon и японских корпораций Mizui и Mitsubishi в консорциуме по реализации проекта СПГ «Сахалин-2». Его оператором являлась Marathon, до продажи своей доли и передачи функции оператора Shell (до вхождения в проект мажоритарным акционером компании «Газпром»).

в значительной степени обеспечено упомянутое «экономическое чудо».

Сырая нефть и мазут – наиболее используемые виды котельно-печного топлива для производства электроэнергии в 1970-е годы. На них приходилось более 40% электрогенерации в Японии¹⁵. В итоге это привело к серьёзному загрязнению окружающей среды (в частности, к эффекту «кислотных дождей»). Чтобы снизить зависимость от импорта сырой нефти, ставшей в 1970 годы более дорогой и являющейся экологически более «грязной», Япония начала привязывать цену на более экологически чистый СПГ к ценам на нефть с дисконтом по калорийности. Тем самым обеспечивалась денежная экономия при энергетическом импорте.

Изложенное объясняет, почему исторически первая формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР содержала привязку к цене сырой нефти – «японского нефтяного коктейля» (JCC). Импортная цена (P) построена в этой формуле по принципу «нет-бэк от стоимости замещения»:

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \cdot JCC(\text{СИФ}) + B(\text{долларов за 1 млн БТЕ})$$

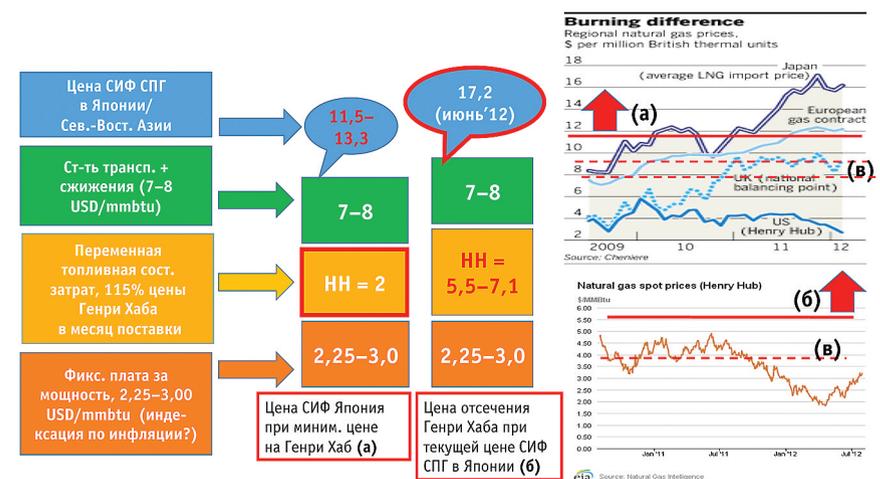
Поскольку стоимость замещения определяется «на горелке» (у конечного потребителя), то цены в формуле – это цены СИФ, а не ФОб.

В данной формуле параметр «А» называется «наклон кривых СПГ-контрактов», или «наклон контрактных кривых» (contract slope), и его величина отражает степень зависимости цен СПГ от цен на сырую нефть. Сжиженный газ находится в паритете с нефтью по калорийности, когда $A = 17,2\%$. Поэтому контрактные цены на СПГ привязаны к ценам на сырую нефть с наклоном кривых «А» менее чем 17,2% (то есть с дисконтом), чтобы СПГ был конкурентоспособен (более выгоден для потребителя).

Константа «В» (скидка/надбавка к цене) согласуется между продавцами и покупателями. От Японии эта контрактная практика распространилась по всему региону.

Американская формула (Сабин-Пасс). США в феврале 2016 г. начали вновь (после 1969 г.) экспортировать сжиженный газ. Американские экспортные СПГ-проекты используют совершен-

Рис. 2. Модель ценообразования на СПГ проекта Sabine Pass компании Cheniere Energy Inc. (США)



Источники: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013)..., слайд 5.

Рис. 3. Один из расчётных вариантов экономики поставок СПГ из США на экспорт в 2011 г. по направлениям (долл./млн БТЕ)

	Для Великобритании	Для Японии
Цена газа, поставляемого на сжижение (на завод/терминал в США)	3,8	3,8
Стоимость сжижения	2,92	2,92
Транспортные расходы	1,07	2,15
Цена СИФ (у импортёра)	7,79	8,87
Спотовая цена (у импортёра)	8,84	11,73
Прибыль от реализации по споту	+1,06	+2,86

Расчёты Университета Райс, США (по данным ФизЭФ).

Источники: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013)..., слайд 6.

но другой механизм ценообразования, в основе которого лежит контрактная формула первого (в «нижних» 48 штатах, помимо Аляски) аналогичного проекта – Сабин-Пасс компании Cheniere. Согласно данной формуле, цены на СПГ не привязаны к цене замещения у импортёра (JCC), а будут определяться ценами на выходе с экспортного терминала. А они, в свою очередь, будут зависеть от цен в Henry Hub – основном, маркерном для США газовом хабе (физической торговой площадке) в штате Луизиана.

Иными словами, цена на выходе с экспортного терминала – это та цена, по которой компания-экспортёр, являющаяся торговым посредником между производителем и зарубежным потребителем га-

за, закупает сжиженный газ у компании-владельца завода. А та, в свою очередь, либо сама добывает газ, либо закупает его на внутреннем рынке США. То есть фактически это механизм ценообразования «кост-плюс» (см. рис. 2):

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = P(\text{ФОб/Генри Хаб}) \cdot 115\% + \text{годовая фиксированная плата за мощность (2,25–3 доллара за 1 млн БТЕ)} + \text{стоимость сжижения и транспортировки}$$

Дополнительные 15% к цене Henry Hub покрывают стоимость транспортировки газа до СПГ-терминала на побережье Мексиканского залива и уже обеспечивают положительную маржу производителе-

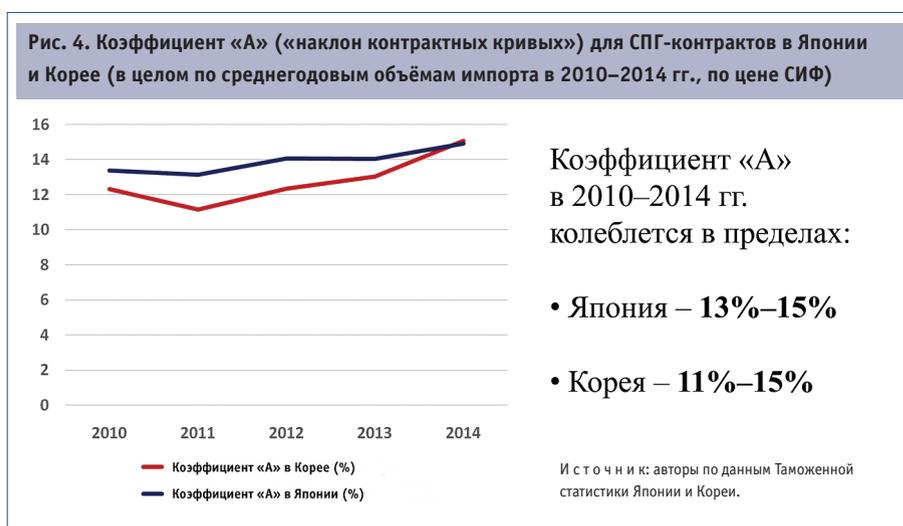
¹⁵ Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии...

лю СПГ. Фиксированная ставка означает сумму, которую покупатели (компании-посредники, заключившие контракт на закупку СПГ на заводе для последующей его продажи на экспортных рынках) обязуются выплачивать производителю ежегодно в качестве «платы за резервирование мощности» вне зависимости от того, покупают ли они у него газ или нет. К этому добавляется стоимость сжижения и транспортировки до рынка страны-импортёра. В итоге экспортёр получает контрактную цену СИФ, которую он может сравнить со спотовыми ценами в целевом регионе потребления либо с расчётной ценой СИФ других экспортёров (в случае доступа к их данным).

С тех пор как в 2012 г. было принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Сабин Пасс», прошло много дискуссий о ценовой конкурентоспособности американского СПГ на глобальном рынке и степени его влияния на международные цены. До того, как котировки сырой нефти начали падать (в июле 2014 г.), ожидалось, что американский СПГ будет одним из наиболее привлекательных на мировом рынке – на фоне высоких цен на нефть и низких цен на Генри Хаб.

Так, при конъюнктуре рынка 2011 г. маржа при экспорте (прибыль при реализации по споту) американского СПГ при поставках в АТР оценивалась специалистами Университета Райс (США) втрое выше, чем при поставках в Европу (см. рис. 3). В данных их расчётов издержки по сжижению и транспортировке (4–5 долларов за 1 млн БТЕ) оказывались примерно в полтора раза ниже, чем у других источников (7–8 долларов) (см. рис. 2).

Расчёты, выполненные одним из авторов по состоянию на середину 2012 г. (на дату принятия FID по проекту «Сабин Пасс»), показали (см. рис. 2), что при державшейся в то время на рынке АТР импортной цене СПГ СИФ Японии на уровне 17,2 долл./млн БТЕ формула «Сабин Пасс» обеспечивала цену «кост-плюс» в Японии на уровне 11,5–13,3 долл./млн БТЕ и маржу для экспортёра 3,3–5,7 долл./млн БТЕ, что составляло бы 19–33% цены СИФ. Было за что бороться! При этом величина маржи в полтора-три раза превышала бы закупочную цену газа на американском рынке, поскольку в это время цены на Henry Hub сократились до исторического минимума. Тогдашняя конъюнктура рынка СПГ в АТР удерживала цену отсечения по закупкам газа на внутреннем рынке США (цену Henry Hub) для аме-



риканского экспортёра СПГ на уровне в полтора-три раза выше её тогдашних значений: 5,5–7,1 против 2 долл./млн БТЕ (см. рис. 2).

По данным расчётам, это делало бы американский СПГ (напомним, что в то время речь шла лишь о будущих – начиная с 2016 г., не ранее, экспортных поставках), безусловно, конкурентоспособным в АТР, причём с большим «запасом прочности». Он также становился более конкурентоспособным (в зависимости от уровня оценок затрат на сжижение и транспортировку, с большим или меньшим «запасом прочности») по сравнению с контрактными поставками трубопроводного газа (читай: в первую очередь российского), а то и со спотовыми поставками «голубого топлива» в Европу (см. рис. 2).

Но так как нефть с тех пор подешевела более чем на 50% – с более 100 долл./баррель до менее 50 долл./баррель – американский СПГ потерял своё очевидное ценовое преимущество. Да и сохранил ли он его вообще? Так как ситуация на рынках изменяется быстро, а цены на СПГ в АТР могут быть привязаны как к цене нефти, так и к цене Henry Hub, необходим более глубокий сравнительный анализ ценовой конкурентоспособности двух указанных ценовых механизмов. Для этого сначала оценим типовую структуру действующих контрактных поставок СПГ в АТР.

«НАКЛОН КОНТРАКТНЫХ КРИВЫХ»

На рис. 4 показана динамика коэффициента «А» («наклона контрактных кривых») СПГ-контрактов в Японии и Южной Корее на основании их среднего-

Коэффициент «А» в 2010–2014 гг. колеблется в пределах:

- Япония – 13%–15%
- Корея – 11%–15%

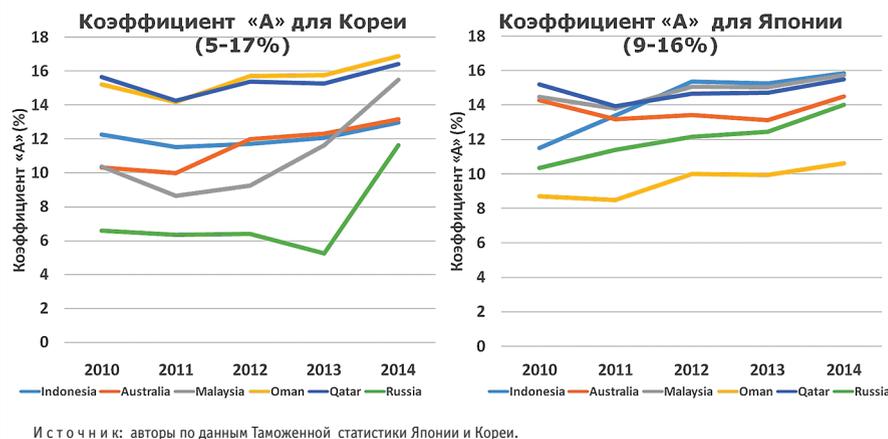
вых импортных цен (СИФ) за 2010–2014 гг. Данная среднегодовая цена в каждый год периода рассматривается как один условный контракт с определённым (фиксированным) коэффициентом «А». В Южной Корее этот коэффициент варьируется в диапазоне 11–15%, а в Японии 13–15%.

В Японии «контрактные кривые» находятся в этот период на более высоком уровне, так как импорт СПГ в страну резко возрос после аварии на АЭС «Фукусима» в марте 2011 г. (для использования в качестве котельно-печного топлива на тепловых электростанциях для компенсации падения выработки электроэнергии на АЭС страны). За ним выросла и импортная цена на СПГ в стране. В то же время у Корейской газовой корпорации (Kogas) было заключено несколько долгосрочных контрактов на закупку СПГ с Йеменом, Россией (проект «Сахалин-2») и Малайзией на более выгодных для покупателя условиях, чем в Японии. В Южной Корее не было такого резкого роста спроса, поэтому сохранялось более конкурентное предложение СПГ и «контрактные кривые» расположены на более низком уровне, чем у Японии¹⁶.

На рис. 5 показана динамика коэффициента «А» импортных контрактов СПГ в Японии и Южной Корее, рассчитанных на основе средних импортных цен СИФ по отдельным поставщикам, представляющим разные страны. Уровень этого коэффициента в Южной Корее не-

¹⁶ Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014). <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>; Ревенков В.И. Цены на российский СПГ для Южной Кореи необоснованно низкие (09.10.2013) / <http://www.fief.ru/analytic/read.209.htm>

Рис. 5. Коэффициент «А» для СПГ-контрактов в Японии и Корее по поставщикам в 2010–2014 г. (цена СИФ)



сильно варьируется в период с 2011-го по 2014 г., за исключением наклона контрактных кривых малайзийского СПГ в 2013 г. по сравнению с 2012 г. и наклона контрактных кривых российского сжиженного газа в 2014 г. по сравнению с 2013 г. В первом случае причина резкого роста коэффициента заключается в пересмотре условий долгосрочного контракта между Petronas и Kogaz¹⁷. Что касается второго случая, то в СМИ нет подтверждений того, что между Южной Кореей и Россией велись переговоры об изменении цены.

Наклон контрактных кривых СПГ в Южной Корее по поставщикам варьируется в диапазоне от 5,2 до 16,9%. При этом до 2014 г. самыми низкими значениями коэффициента «А» характеризовался российский СПГ-контракт (поставки с проекта «Сахалин-2»). Без его учёта изменения данного коэффициента в 2010–2013 гг. в Южной Корее и Японии находились в одном диапазоне 9–16% (см. рис. 5).

Разброс значений коэффициента «А» для импортных японских СПГ-контрактов по странам-поставщикам – в пределах 8,5–16%. Если исключить наиболее дешёвый оманский СПГ, то наклон варьируется от 10,3% до 16%. Диапазон разброса коэффициента наклона кривых СПГ в Японии уже, чем для Южной Кореи. Кривые для японских контрактов располагаются в среднем на более высоком уровне, чем для южнокорейских. То есть среднегодовая импортная цена СПГ в Японии выше, чем в Республике Корея.

¹⁷ Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014) / <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>

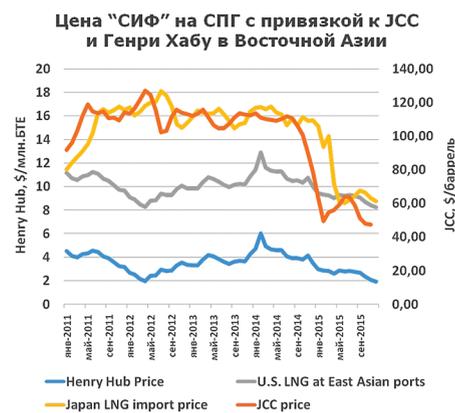
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Как уже отмечалось, цены на СПГ в АТР с 2016 г. формируются с помощью двух механизмов ценообразования – индексации к JCC и привязки к Henry Hub. Причём в середине 2014 г. резко упали мировые цены на нефть. Поэтому ожидания поведения рынка нефти и газа в период до принятия FID по американским СПГ-проектам и в настоящее время

Рис. 6. Динамика цен JCC и Генри Хаба

- 2011–2014 гг.: разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной (JCC) и газовой (Генри Хаб) привязкой в АТР:
 - высокая цена на нефть,
 - снижение цены на Генри Хаб вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта (переполнение рынка)
 - 2014 г. по настоящее время: снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой (в результате падения мировых цен на нефть) и сохранение цен на Генри Хаб на низком уровне (\$2–\$4/млн БТЕ в 2015 г.)
- Будет ли цена на Генри Хаб держаться на низком уровне после:
- *начала экспорта СПГ из США?
 - *экспорта трубопроводного газа в Мексику?

Источники: Министерство финансов Японии, EIA natural gas price, World Bank, Petroleum Association of Japan, авторы.



меня (в период реализации принятых ранее, в период иной конъюнктуры, инвестиционных решений) принципиально различаются (см. рис. 6).

В 2011–2014 гг. наблюдалась разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной (JCC) и газовой (Henry Hub) привязкой в АТР. При высокой цене на нефть происходило снижение цены на газ на

Henry Hub вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта.

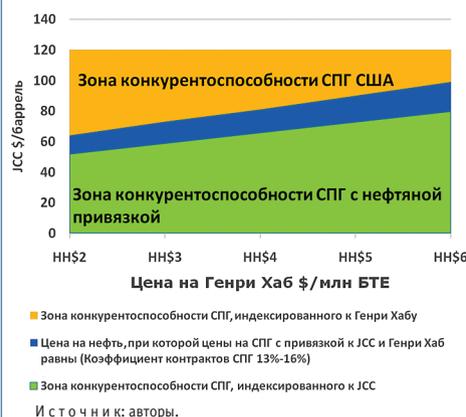
С 2014 г. по настоящее время произошло снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой в результате падения мировых нефтяных котировок, а цены на Henry Hub сохранились на низком уровне (2–4 долл. за 1 млн БТЕ в 2015 г.) (см. рис. 6). Однако будет ли цена на Henry Hub держаться на низком уровне после начала экспорта СПГ из США и поставок трубопроводного газа в Мексику? Существуют оценки, согласно которым мощности по экспорту американского СПГ могут достичь 70 млн т в год к 2020 г. Т. Митрова и Deloitte пишут об экспорте 60–90 млн т после 2020 г.¹⁸ У американских производителей заключены долгосрочные контракты не только с азиатскими, но и европейскими и южно-американскими торговыми компаниями (так, первые отгрузки американского СПГ были направлены в Латинскую Америку). Так как эти контракты не предусматривают условие «бери и/или плати» (Take-And/Or-Pay) и «пункт назначения» (Destination clause), сейчас сложно предсказать, какие объёмы направятся в Азию, Европу и страны Южной Америки в будущем. Это будет зависеть от ценовой конъюнктуры на рынке

газа в каждом из этих регионов. И пока рынок газа не является глобальным (хотя и быстро глобализируется за счёт развития СПГ-инфраструктуры и торговли

¹⁸ <http://blog.argusmedia.com/how-much-us-lng-is-under-construction/>; Митрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки...; Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center...



Рис. 7. Зоны конкурентоспособности СПГ в Азии с привязкой к JCC и к Henry Hub



- При цене газа на Генри Хаб \$2/млн БТЕ (минимальное значение: апрель 2012-го, начало 2016 г.), СПГ с нефтяной привязкой конкурентоспособен в Азии при цене JCC < \$50/баррель (сегодня)
- При цене газа на Генри Хаб \$6/млн БТЕ (максимальное значение: начало 2014 г.), СПГ с нефтяной привязкой был бы конкурентоспособен в Азии при цене JCC < \$80/баррель (середина 2010-го – конец 2014 г.)
- При цене JCC выше \$100/баррель СПГ США становится конкурентоспособен, если цена на Генри Хаб превышает \$6/млн БТЕ, но вернутся ли цены на нефть на уровень \$100/баррель и выше?

им), то конъюнктура региональных рынков газа станет определяться как общими, так и особенными факторами.

Экспорт трубопроводного газа в Мексику растёт очень быстро: его объём увеличился с 20,6 млрд м³ в 2014 г. до 29,8 млрд м³ в 2015-м – почти на 50%¹⁹.

США перестают быть «энергетическим островом», переполненным предложением газа. Ослабление данного избытка неизбежно должно будет привести к росту цен на газ на внутреннем рынке (эти опасения были продиктованы долгие ожесточённые дискуссии сторонников и противников разрешения экспорта СПГ: низкие цены на внутреннем рынке были очень выгодны для потребителей энергоресурсов).

Итак, инвестиционные решения в отношении американских экспортных СПГ-проектов принимались в период устойчиво высоких цен на нефть и значительного превышения импортных цен СПГ в АТР с нефтяной индексацией (повторявших с лагом запаздывания динамику цен на нефть) против расчётных цен по принципу «кост-плюс» (нижней инвестиционной цены любого инвестиционного проекта, обеспечивающей его самоокупаемость). В 2014 г., как видно из данных рис. 6, ситуация принципиально поменялась.

Целью наших расчётов было определить, какое значение «цены отсечения» для американского СПГ в АТР (или цены одинаковой конкурентоспособности двух механизмов ценообразования) мы получим при различных уровнях закупочных цен американского газа на внутреннем рынке (на Henry Hub) в рамках

его фактической и ожидаемой динамики и при стандартной контрактной практике на рынке СПГ в АТР. Иначе говоря, каковы должны быть уровни цен на нефть на мировом рынке, чтобы американский СПГ был конкурентоспособен (стал неконкурентоспособен) в Азии с СПГ с традиционной нефтяной индексацией.

Для исследования сравнительной конкурентоспособности этих двух механизмов ценообразования мы выполнили расчёты на основе следующих параметров (см. рис. 7).

1) Пограничные уровни коэффициента «А» (диапазон используемых в нашем расчёте «наклонов контрактных кривых») для СПГ-контрактов с индексацией к JCC от 13% до 16% (стандартные фактические усреднённые параметры современных импортных контрактов СПГ Японии и Южной Кореи).

2) Пограничные уровни (диапазон используемых в нашем расчёте) закупочных цен газа на внутреннем рынке США (на Henry Hub) для последующего его сжижения и экспорта: от 2 долларов за 1 млн БТЕ (минимальное, фактически наблюдаемое значение за период после проявления эффекта «сланцевой революции») до 6 долларов (максимальное, фактически наблюдаемое значение за тот же период и уровень, к которому будут двигаться внутренние цены после начала и по мере наращивания экспорта СПГ из США).

3) Применение формулы формирования цен на СПГ для долгосрочного контракта «Сабин Пасс СПГ – Kogaz»:

$P(\text{СПГ/СИФ Ю.Корея}) = P(\text{Henry Hub}) \cdot 115\% + (\text{фиксированная ставка } 3 \text{ доллара за } 1 \text{ млн БТЕ})^{20}$.

4) Стоимость фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива до Японии/Южной Кореи (3 доллара за 1 млн БТЕ)²¹.

5) Цены на нефть на мировом рынке в диапазоне их фактического изменения. Расчёты показали три зоны сравнительной конкурентоспособности двух механизмов ценообразования на СПГ в АТР (см. рис. 7):

1) зону преимущественной конкурентоспособности американского СПГ;

2) зону преимущественной конкурентоспособности СПГ с нефтяной привязкой;

3) разделяющую их зону равной конкурентоспособности обоих механизмов ценообразования на СПГ в АТР (нижняя граница коридора равной конкурентоспособности соответствует контрактам с коэффициентом «А», равным 16%, а верхняя – 13%).

Для пограничных уровней цен на Henry Hub картина такова. При цене 2 доллара за 1 млн БТЕ (минимальное значение, зафиксированное в апреле 2012 г., начале 2016 г.) СПГ с нефтяной привязкой будет более конкурентоспособен в Азии, чем американский СПГ, при цене JCC ниже 50 долл./баррель. Это отражает сегодняшние условия на рынке.

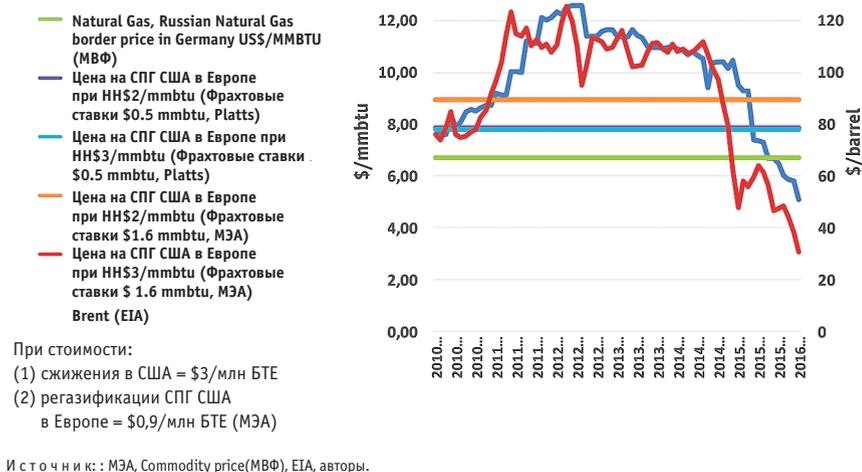
При цене газа на Henry Hub 6 долларов за 1 млн БТЕ (максимальное значение, зафиксированное в начале 2014 г.) американский СПГ был бы более конкурентоспособен в Азии, чем СПГ с нефтяной привязкой, при цене JCC выше 80 долларов за баррель (что отражает ценовые условия на рынке газа АТР в период с середины 2010-го до конца 2014 г., ко-

¹⁹ EIA Natural Gas Data (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2A.htm>).

²⁰ Cheniere Energy Annual Report 2014.

²¹ The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market: IEA.

Рис. 8. Сравнение цены американского СПГ и российского трубопроводного газа в Европе



гда и принимались основные инвестиционные решения в отношении экспортных проектов американского СПГ).

При цене JCC свыше 100 долларов за баррель СПГ из США становится конкурентоспособен, если цена на Henry Hub более превышает 6 долларов за 1 млн БТЕ. Но вернутся ли цены на нефть на уровень 100 долларов и выше? По мнению одного из авторов, мир вступил в период относительно более низких по сравнению с предыдущим десятилетним периодом цен на нефть²². Это объясняется, во-первых, разным характером формирования избытка предложения на рынке по сравнению с кризисом 2008–2009 гг.²³ Тогда вслед за падением цен на нефть произошёл их быстрый отскок на докризисные уровни. В ходе нынешнего падения цен такого не наблюдалось, поскольку предыдущий кризис был вызван изменением баланса спроса и предложения на рынке «бумажной нефти», то есть на рынке нефтяных финансовых деривативов, а этот – на рынке «физической нефти», то есть изменением баланса спроса и предложения на нефть как таковую. Во-вторых, возвращению нефтя-

ных цен в диапазон свыше 100 долларов за баррель препятствуют глобальные научно-технические последствия американской «сланцевой революции»²⁴.

АМЕРИКАНСКИЙ СПГ В ЕВРОПЕ

На рис. 8 представлены результаты наших расчётов цен на американский СПГ по долгосрочным контрактам в Северо-Западной Европе в сравнении с фактическими ценами российского трубопроводного газа на границе с Германией. То есть мы решили проверить, может ли американский СПГ вытеснить экономическими методами (предлагая более низкую цену) российский трубопроводный газ из Европы. Тезис о том, что не только сможет, но и вытеснит – является излюбленным аргументом многих американских и европейских политиков²⁵.

При этом мы исходили из постулата, что при оценке конкурентных позиций проверять варианты на устойчивость нужно, выбирая наиболее тяжёлый набор параметров для одной стороны (для себя) и наиболее благоприятный – для другой (для ваших конкурентов). Поэтому мы рассмотрели фактически наихудшую для российского трубопроводного экспорта (и наиболее благоприятную для американского СПГ) ситуацию. В основу расчёта мы положили низшие значения

²⁴ Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65–106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia. 2016. 412 pp.

²⁵ См., например: "US LNG Exports and European Energy Security Conference", Atlantic Council, 28 April 2016 (Summary by M. Hulse and M. Altenbern "US LNG Seen as Fuel for US-EU Energy Security Relationship", 29.04.2016) / <http://www.atlanticcouncil.org/events/past-events/us-lng-seen-as-uel-for-us-eu-energy-security-relationship>.

(2–3 доллара за 1 млн БТЕ) закупочных цен на Henry Hub. Взяли также не только стандартные значения фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива в Северо-Западную Европу (1,6 доллара за 1 млн БТЕ)²⁶, но и недавно проскочившие в прессе их минимальные зафиксированные значения (0,5 доллара)²⁷, чтобы «утяжелить» конкурентную ситуацию для российского газа и облегчить – для американского СПГ. Стоимость сжижения в США (3 доллара за 1 млн БТЕ) и регазификации СПГ в Европе (0,9 доллара) брали по данным МЭА²⁸.

Расчёты показали, что, несмотря на низкие цены на газ на Henry Hub и фрахтовые ставки, сегодня российский газ более конкурентоспособен по цене, чем американский СПГ, на европейском рынке. К этому же выводу приходят и известные серьёзные западные специалисты, такие как нефтегазовый аналитик банка Societe Generale Тьерри Бро, который к тому же считает, что «Россия является поставщиком на европейский рынок с самыми низкими издержками»²⁹, или Джонатан Стерн с коллегами из Оксфордского института энергетических исследований (см. рис. 9).

По их расчётам, сегодня американский СПГ проигрывает ценовую конкуренцию российскому газу по уровню своих долгосрочных маржинальных издержек, учитывающих капиталоемкую их составляющую (US LRMC на рис. 9). Он выдерживает данную конкуренцию, если только брать в расчёт краткосрочные маржинальные издержки, включающие в цену лишь эксплуатационную/операционную составляющую (US SRMC на рис. 9). Но это означает, что перед американскими производителями сланцевого газа ещё острее встает проблема выплаты накопленной задолженности, поскольку вся американская сланцевая добыча построена на долговом финансировании инвестиций. Невозможность возврата профинансированных в долг капиталовложений (если текущая европейская цена не обеспечивает их возврата, ибо находится ниже уровня долгосрочных маржинальных издержек американского СПГ) приводит к дальнейшему раздуванию пузыря фи-

²⁶ Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

²⁷ Platts, November 2015 (ставки из Тринидада Тобаго до Европы).

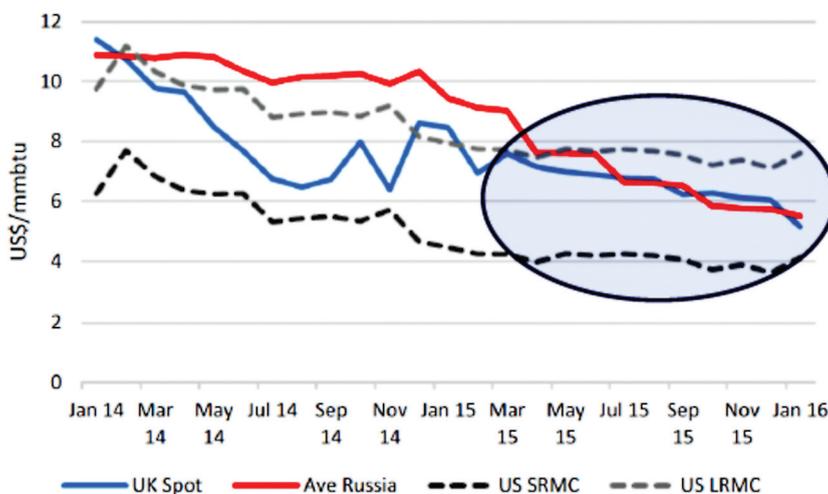
²⁸ The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

²⁹ См., например: Thierry Bros. Gas Price Development. Presentation at ENERGETIKA-XXI Conference, SPB, 11.11.2015. Slides 10, 14.

²² Konoplyanik A. Whether low oil prices put an end to oil indexation in gas? What are alternative ways & means to obtain Maximum Marketable Resource Rent in term gas contracts? (invitation to discussion) / Presentation at the 8th "ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology" International Conference, Saint-Petersburg, 11–12.11.2015 (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/151111-Konoplyanik-SPB-ENERGETIKA-XXI-presentation-EngL.pdf>).

²³ Предпосылки, характер, механизм нефтяного кризиса 2008–2009 гг. подробно проанализированы одним из авторов, например: Конопляник А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–11; № 4. С. 7–11; Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия». 2013. 344 стр.

Рис. 9. Европейские газовые цены и маргинальные издержки американского СПГ



Источники: James Henderson, Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? – OIES, OXFORD ENERGY COMMENT, January 2016, p. 7 (fig. 3).

нансовой задолженности. Будет ли он мягко сдуть или с шумом схлопнется?

ФИНАНСОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ АМЕРИКАНСКОГО СПГ

И это в очередной раз ставит вопрос о долгосрочной финансовой привлекательности экспорта СПГ для производителей американского сланцевого газа, которые являются основной ресурсной базой данных операций.

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ на рынке США обслуживание долга стало более дорогостоящим предприятием. Это привело к образованию долговой пирамиды и росту объема накопленной задолженности, которая особенно болезненно сказывается на мелких и средних компаниях – основных добытчиках сланцевых углеводородов. В отличие от крупных международных корпораций, они не являются «богатыми» в финансовом отношении компаниями, то есть не располагают большими объемами собственных финансовых резервов. Поэтому они не осуществляют финансирования своих добывающих проектов из прибыли, а полностью зависят от долгового инвестирования³⁰.

С одной стороны, это является позитивной тенденцией, поскольку проектное финансирование, которое раньше рассматривалось как своего рода «искусство для финансовой аристократии» (и

применялось обычно в рамках штучных мегапроектов, реализуя «эффект масштаба»), постепенно, по мере расширенного применения в сфере добычи сланцевых углеводородов превращалось в стандартизированную «конвейерную» финансовую технологию.

С другой стороны, данная тенденция приводит к росту задолженности этих компаний. А так как ценовая (нефтяная и газовая) конъюнктура резко ухудшилась, то для получения нового финансирования – как для реализации новых проектов, так и для перекредитования (обслуживания долга) по старым – большая часть новых займов переместилась в зону «мусорных облигаций». То есть в зону заимствований с кредитными рейтингами ниже минимального инвестиционного уровня «Ваа3» (Moody's) / «BBB-» (Standard and Poor's, Fitch IBCA)³¹. Иными словами, в зону спекулятивных кредитных рейтингов.

В итоге задолженность энергетических компаний стала крупнейшим компонентом американского рынка мусорных облигаций, превсив 15% последнего в конце 2014 г. Основной вклад в это сомнительное «первенство» внесли предприятия, занимающиеся разработкой сланцевых углеводородов. Энергетические компании опередили по этому показателю корпорации финансового (12%, второе

место) и телекоммуникационного (11%, третье место) секторов³².

Резкое изменение ценовой конъюнктуры на рынке нефти отодвигает на (обозримую/необозримую?) перспективу возможность мягкого сдувания пузыря накопленной финансовой задолженности американских компаний, ведущих добычу сланцевого газа. Нынешняя ценовая ситуация изменила ожидания, ощущения финансового сектора в отношении дальнейших возможностей хеджирования сегодняшних финансовых рисков американских энергетических компаний – производителей сланцевых углеводородов. Сегодня вопрос стоит таким образом: смогут ли они вообще вернуть взятые в долг средства.

Однако не все специалисты оценивают ситуацию драматически. Так, эксперты Центра энергетических исследований Института мировой экономики и международных отношений (ИМЭМО) РАН считают, что текущая финансовая ситуация в сланцевой индустрии США несопоставимо мягче по сравнению с кризисом ипотечного кредитования в 2007 г. Во-первых, сумма накопленной задолженности сегодня гораздо меньше. Во-вторых, существенно ниже уровень вовлеченности банков в финансирование высокодоходных (то есть высокорискованных) инструментов (капиталовложений в добычу сланцевых нефти и газа). Доля банковских кредитов нефтегазовому сектору в общем портфеле банковского кредитования составляет 2,5–3,5%, в то время как в 2007 г. доля ипотечных кредитов достигала 33%³³. Поэтому, заключают авторы, мы стоим на пороге волны банкротств отдельных компаний, но не сланцевой отрасли в целом. При снижающемся ценовом цикле в энергетических отраслях многие производители, включая тех, что добывают сланцевые нефть и газ, остаются под угрозой дефолта. Тем не менее, полагают эксперты ИМЭМО РАН, даже в случае массовых банкротств их активы просто перейдут в руки более успешных (финансово устойчивых) компаний-конкурентов.

Однако повысит ли это долгосрочную конкурентоспособность американского СПГ в Европе и Азии? ■

³⁰ Stern J. and Fattouh B. Oxford Institute for Energy Studies, 'Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated?' / Presentation at the ENERGETIKA-XXI, St. Petersburg, 12 November 2015. Slide 18.

³¹ Moody's, Standard and Poor's, Fitch IBCA – три основных международных рейтинговых агентства; наличие кредитных рейтингов от двух из них является необходимым условием получения международного долгового финансирования.

³² Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65-106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 pp.

³³ Жуков С. В., Золина С. А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти // Мировая экономика и международные отношения. 2016, № 10 (в печати).