

# ДВА ПРОФИЦИТА В ПРОТИВОФАЗЕ



**ВИТАЛИЙ ЕРМАКОВ**  
Заведующий Центром анализа  
энергетической политики НИУ ВШЭ

**П**ревышение предложения над спросом (профицит) было характерно как для мирового нефтяного, так и для региональных газовых рынков на протяжении последних нескольких лет. Причины двух профицитов носили комплексный характер, и ряд из них совпал.

Так, технологическая революция в применении методов компьютерного моделирования разработки месторождений и в сфере гидроразрыва пластов привела к прорывам в добыче как сланцевого газа, так и нефти плотных пород в США. В результате резко увеличились объемы предложения углеводородов в мире.

Столкнувшись с появлением нового гигантского источника предложения, ОПЕК перестала квотировать добычу. Это стало причиной ценовой войны, продолжающейся и по сей день.

Профицит на газовом рынке возник во многом в результате переоценки производителями будущего спроса и невозможности остановить многочисленные проекты, которые достигли точки невозврата. Сюда относятся и мегапроекты «Газпрома» на п-ве Ямал, и многочисленные планы по строительству заводов СПГ в Австралии и США.

В течение следующих нескольких лет нас ожидает гигантский рост предложения сжиженного газа в результате выхода на рынок новых мощностей, инвестиционные решения по которым были приняты в период высоких цен и оптимистичных ожиданий роста спроса на газ, особенно в Азии.

Фундаментальные факторы на нефтяном и газовом рынках существенно отличаются, и достижение нового равновесия на каждом из них

Повышение нефтяных котировок в результате соглашения между ОПЕК и независимыми производителями оживило дискуссии о среднесрочных ценовых трендах. Преобладает мнение, что по мере перебалансировки рынка ценовые ориентиры будут смещаться к уровням, покрывающим затраты полного цикла, и, вероятно, превысят \$70 в течение следующего года-двух.

Низкие нефтяные котировки повлекли за собой падение мировых цен на газ. Но будущий рост цен на нефть вряд ли поможет газовым ценам в 2017–2020 годах. В то время как нефтяной профицит сойдет на нет, газовый только начнет формироваться. На рынок выйдут значительные новые объемы СПГ, что обусловлено реализацией ранее проинвестированных проектов. В результате цены на газ в Европе, которая возьмет на себя роль балансира глобального газового рынка, окажутся под давлением. Эти процессы могут иметь негативные последствия для России. Поставки трубопроводного газа в Европу, имеющие нефтяную индексацию, рискуют оказаться неконкурентоспособными.

будет подчиняться своим собственным правилам. В этой связи базовая гипотеза состоит в том, что ребалансировка на нефтяном рынке произойдет значительно раньше, чем на газовом. Подобная гипотеза исключительно важна для анализа перспектив как российского нефтяного, так и газового сектора.

### Сланцевая «компенсация»

После двух лет политики невмешательства, приведшей к борьбе всех против всех за рыночную долю на нефтяном рынке, представители ОПЕК изменили курс и договорились о введении ограничений на объемы добычи (см. «Добыча и квоты ОПЕК»). Производители, не входящие в картель, в том числе и Россия, присоединились к соглашению.

В результате нефтяные цены к концу года поднялись до \$56/барр, а затем несколько снизились. Но к апрелю 2017 года они вернулись к отметке \$55 (см. «Мировые цены на нефть»).

Устранение с рынка 1,7 млн барр/сут. в течение первых шести месяцев 2017 года в результате соглашения о сокращении добычи может резко изменить соотношение между мировым спросом и предложением, устранить профицит и запустить процесс сокращения рекордно высоких объемов складских запасов нефти. Это приведет к долгожданной ребалансировке на рынке и в результате к дальнейшему росту цен.

Даже в достаточно консервативном сценарии сокращения добычи ОПЕК, который лег в основу краткосрочного прогноза Министерства энергетики США, выпущенного в начале января 2017 года, профицит, царивший на рынке в 2015–2016 годах, сменяется дефицитом во второй половине нынешнего года, а затем рынок приходит в состояние равновесия (см. «Мировой баланс спроса и потребления на январь 2017 г.»)

Многие аналитики заявляют о том, что при росте цен свыше \$60/барр сокращение добычи членами ОПЕК и присоединившимися к соглашению производителями освободит место для дополнительных объемов так называемой сланцевой нефти США (более корректно говорить о нефти, добываемой из плотных пород или tight oil).

В результате рынок стабилизируется на этом ценовом уровне. При

## Добыча и квоты ОПЕК



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные Всемирного банка, МЭА и ОПЕК

этом указывается, что технологический прогресс резко снизил уровень цен безубыточности добычи нефти в США (breakeven prices). И поэтому производители нефти плотных пород могут увеличить добычу на 2–3 млн барр/сут. при сохранении контроля над своими затратами.

Поскольку этот тезис крайне важен для ценовых прогнозов, представляется необходимым более подробно проанализировать, что стоит за так называемыми ценами безубыточности.

Как правило, под этим термином понимают цены, при которых производители способны компенсировать свои затраты. Но что входит в определение затрат? С точки зрения процесса добычи нефти, в их структуре можно выделить три категории:

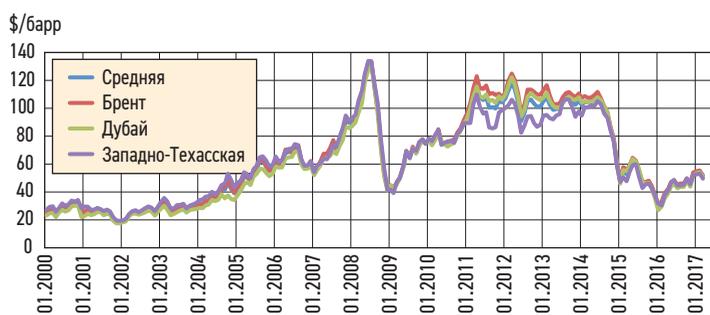
- ⊙ Краткосрочные маржинальные затраты, которые включают в себя операционные расходы на добычу из действующих месторождений, то есть затраты на ремонты и поддержание скважин, на топливо и

электричество, на выплаты заработной платы персоналу и на налоговые платежи, а также общие административные расходы. Применительно к ним часто используют термин lifting costs, хотя и не всегда корректно;

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ НА НЕФТЯНОМ И ГАЗОВОМ РЫНКАХ СУЩЕСТВЕННО ОТЛИЧАЮТСЯ, И ДОСТИЖЕНИЕ НОВОГО РАВНОВЕСИЯ НА КАЖДОМ ИЗ НИХ БУДЕТ ПОДЧИНЯТЬСЯ СВОИМ СОБСТВЕННЫМ ПРАВИЛАМ**

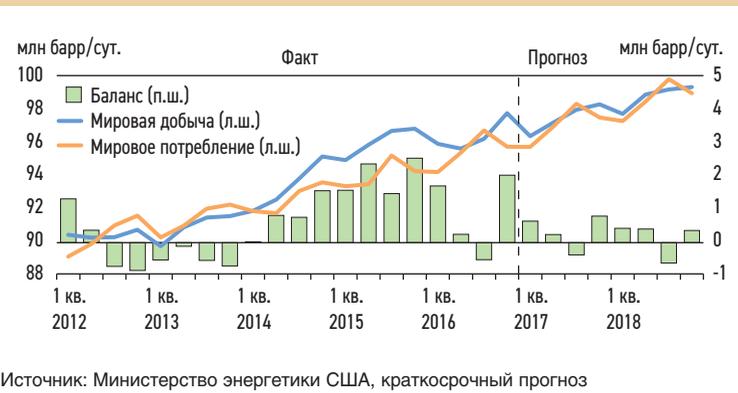
- ⊙ Так называемые затраты половинного цикла, которые в дополнение к перечисленным выше также включают расходы на строительство скважин (бурение, завершение и стимулирование притока);
- ⊙ Затраты полного цикла, куда помимо двух первых категорий входят ассигнования на поиск и раз-

## Мировые цены на нефть



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные Всемирного банка

## Мировой баланс спроса и потребления на январь 2017 г.



ведку, стоимость лицензий или аренды участков, инвестиции в создание промыслов и необходимой инфраструктуры, включая промысловые нефтепроводы и дороги, финансирование создания резервного ликвидационного фонда для декомиссии участков.

ров за баррель в зависимости от используемого контекста.

Какое это имеет отношение к прогнозу нефтяных цен на 2017 год? Самое прямое.

### Американская «неваляшка»

Давайте посмотрим, что именно позволило американским производителям нефти плотных пород избежать обвального падения добычи в 2015–2016 годах.

Каких-либо принципиальных изменений в технологии гидроразрыва пласта не произошло. Но американские компании сумели увеличить производительность с помощью бурения нескольких удлиненных горизонтальных ответвлений от одного ствола и техники мультистадийного гидроразрыва.

По мере снижения цен они начали использовать самые лучшие буровые установки из имеющихся. Количество действующих буровых станков до кризиса составляло более 1500, в мае 2016 года оно сократилось до мини-

муму в 316, а к апрелю 2017 года поднялось до 672 (см. «Количество действующих буровых в США»).

Привлекается также наиболее квалифицированный персонал. Это позволило значительно сократить время бурения скважин и снизить краткосрочные маргинальные удельные затраты.

Области, в которых действительно был достигнут технологический прорыв, — геофизика и компьютерное моделирование воздействия гидроразрывов на пласт. Это в значительной мере способствовало успешной идентификации и разработке в первую очередь так называемых sweet spots — наиболее продуктивных зон месторождений.

Ключом к высоким дебитам при освоении нефти плотных пород являются толщина пласта и его естественная трещиноватость. А совершенствование техники гидроразрывов лишь помогает усилить отдачу, но не способно радикально изменить естественные характеристики пластов.

Концентрация американских компаний на локализованных наиболее продуктивных зонах месторождений при игнорировании менее продуктивных (то есть своего рода снятие сливок) не только обеспечила более высокие дебиты, но и в краткосрочной перспективе снизила затраты на перемещение буровых. То есть производители стали бурить больше на наиболее продуктивных участках, а за счет увеличения длины боковых стволов и многостадийного ГРП дебиты на скважину резко увеличились.

По мере того как отрасль переходила в режим выживания, резко сократились расходы на услуги сервисных компаний. На фоне снижения спроса американские сервисные предприятия были вынуждены снизить цену на свои услуги, работая на грани рентабельности или даже лишь для покрытия своих переменных затрат, чтобы выжить в условиях кризиса.

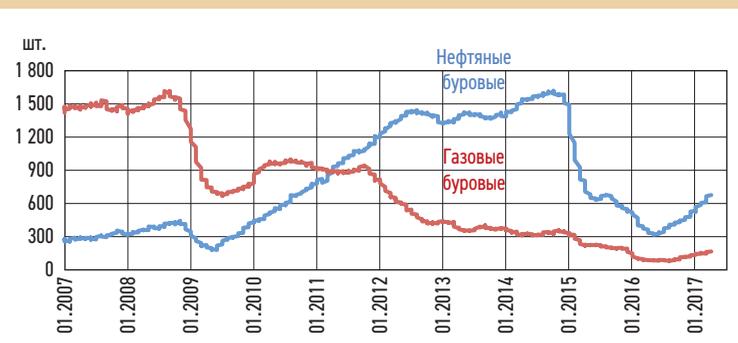
### Продолжение эксперимента

Но что же произойдет в условиях, когда американским компаниям нужно будет не замедлять падение добычи, а активно ее наращивать? Как уже отмечалось, сейчас господствует тео-

**ЦЕНЫ БЕЗУБЫТОЧНОСТИ БУДУТ ОЧЕНЬ СИЛЬНО ОТЛИЧАТЬСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОГО, КАКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ИХ РАСЧЕТА**

Цены безубыточности будут очень сильно отличаться в зависимости от того, какое определение затрат используется для их расчета. К тому же внутри каждой категории существует большой разброс значений в зависимости от типов проектов и характеристик запасов. Важно понимать, что цены безубыточности имеют несколько ступеней и их абсолютный уровень может отличаться на десятки долла-

## Количество действующих буровых в США



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные Baker Hughes

рия о том, что они могут безболезненно компенсировать сокращение добычи ОПЕК и других производителей при сохранении контроля над затратами. Позволю себе высказать альтернативную гипотезу.

Очевидно, что потребуются ввод в действие новых буровых. Но многие буровые станки, работавшие до 2014 года, затем были использованы для ремонта действующих. Так что возвращение их в эксплуатацию или же закупка новых будут означать рост удельных затрат.

Привлечение новой рабочей силы также приведет к увеличению расходов. Повышение спроса на услуги сервисных компаний неизбежно вызовет рост тарифов, по которым они будут готовы работать.

Но самое главное — необходимость существенно нарастить добычу (на 2–3 млн барр/сут., поскольку в дополнение к сокращению предложения мы видим продолжающийся рост спроса) неизбежно потребует разработку менее рентабельных участков месторождений с низкими дебитами и высокими удельными затратами.

Если же американские компании не смогут своевременно компенсировать выпадающие объемы мирового предложения, то на нефтяном рынке вместо профицита, в условиях которого мы жили два последние года, может возникнуть устойчивый дефицит. А ценовые ориентиры могут резко сместиться с порога краткосрочных маржинальных затрат на порог затрат полного цикла.

В этих условиях могут возникнуть предпосылки для резкого скачка цен. Возможно, он будет ограничен по времени началом нового инвестиционного цикла на волне роста цен. Но тем не менее он станет весьма чувствительным как для стран-производителей, так и для государств-потребителей.

Итак, в 2015–2016 годах американские компании, занимающиеся извлечением нефти плотных пород, продемонстрировали свою способность предотвратить резкое падение добычи в условиях снижающихся нефтяных цен. В следующем году мы станем свидетелями второй части эксперимента, в результате которого выяснится насколько добыча сырья плотных пород в США чувствительна к динамике нефтяных цен и как это повлияет на мировые котировки.

## Европейский балансир

Увеличение навеса предложения над спросом на газовом рынке не является неожиданностью. Значительный профицит ожидался в 2016 году, но этого не случилось из-за задержек в реализации проектов в Австралии и США. Столкнувшись с рекордно низкими ценами в первой половине 2016 года, операторы сделали всё возможное, чтобы несколько отложить начало отгрузок.

Некоторый рост цен в Азии к концу 2016 года позволил проектам Sabine Pass в США и Gorgon в Австралии наконец-то начать полномасштабные операции. Но количество новых крупных проектов СПГ, выходящих на рынок в 2017–2020 годах, и объемы нового предложения являются поистине гигантскими (см. «Крупнейшие источники предложения СПГ, выходящие на рынок в 2017–2020 гг.»)

Даже принимая во внимание возможные задержки некоторых проектов, новые объемы должны насытить азиатский рынок и привести к тому, что значительное количество СПГ направится в Европу, превратив ее в рынок балансирующих мировых поставок.

Европейский газовый рынок отвечает всем необходимым требованиям для выполнения этой функции. Во-первых, он является одним из крупнейших в мире (около 500 млрд м<sup>3</sup> в год).

Во-вторых, в долгосрочных контрактах на поставку трубопроводного газа в Европу (особенно в российских) присутствует гибкость по объемам. Это позволяет покупателям варьировать объемы закупок в рамках действующих соглашений.

В-третьих, в Европе есть многочисленные и недостаточно загруженные регазификационные терминалы. В-четвертых, на европейском рынке активно развивается биржевая торговля газом, особенно в Северо-Западной Европе. В-пятых, развитая трубопроводная инфраструктура и наличие больших объемов газовых хранилищ позволяют осуществлять межрегиональные перетоки газа и сезонную оптимизацию.

Большие объемы СПГ, невостребованные в других регионах, могут прийти в Европу и привести к острой борьбе за рыночную долю между продавцами сжиженного газа и тради-

## Крупнейшие источники предложения СПГ, выходящие на рынок в 2017–2020 гг.



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ

ционными трубопроводными поставщиками (прежде всего, Россией). Важно отметить, что в краткосрочной перспективе можно говорить о формирующихся предпосылках для ценовой

## АМЕРИКАНСКИЕ КОМПАНИИ СКОНЦЕНТРИРОВАЛИСЬ НА НАИБОЛЕЕ ПРОДУКТИВНЫХ ЗОНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ИГНОРИРОВАНИИ МЕНЕЕ ПРОДУКТИВНЫХ. ТО ЕСТЬ ОНИ ЗАНИМАЮТСЯ СНЯТИЕМ СЛИВОК

войны. Она может привести к серьезному снижению цен на газ в Европе.

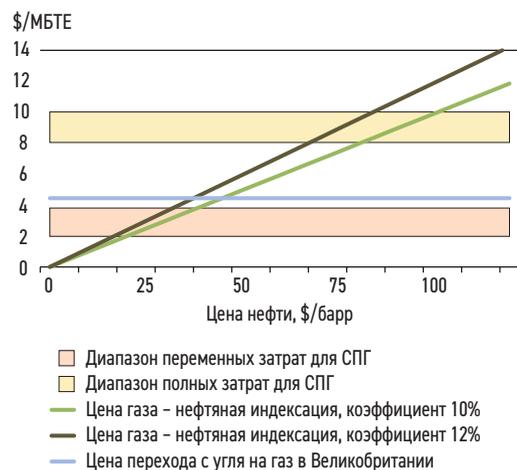
## За гранью рентабельности

Расчеты рентабельности большинства новых проектов СПГ, выходящих в ближайшие годы на рынок,

## В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОТИРОВОК НЕФТИ И ИНТЕНСИВНОСТИ БОРЬБЫ ЗА ДОЛЮ НА РЫНКЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ В ЕВРОПЕ БУДУТ НАХОДИТЬСЯ В ДИАПАЗОНЕ МЕЖДУ КРАТКОСРОЧНЫМИ ПЕРЕМЕННЫМИ И СРЕДНИМИ ЗАТРАТАМИ ОСНОВНЫХ ПОСТАВЩИКОВ

основывались на двух предпосылках. Первая — продолжение активного роста спроса на газ в Азии. Вторая — сохранение высокой ценовой премии в этом регионе по сравнению с ценами на газ в Европе и особенно в США.

## Ценовая чувствительность стоимости поставок СПГ США в Европу и контрактных цен на основе нефтяной индексации



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ

Обе эти предпосылки сейчас оказались под вопросом.

Многие проекты СПГ нуждаются в высоких уровнях цен (\$12–14/млн БТЕ) для того, чтобы окупить свои полные затраты. Очевидно, что текущие низкие цены не позволяют им это сделать. Но поскольку они уже профинансированы и запущены, поставщики вынуждены снижать цену. Согласно экономической теории, в краткосрочной перспективе продавцы могут опустить цены до уровня своих переменных затрат. Даже если это не будет полностью компенсировать капвложения, то хотя бы частично их возместит.

**МНОГИЕ ПРОЕКТЫ СПГ НУЖДАЮТСЯ В ВЫСОКИХ УРОВНЯХ ЦЕН (\$12–14/млн БТЕ) ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ОКУПИТЬ СВОИ ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ. ОЧЕВИДНО, ЧТО ТЕКУЩИЕ НИЗКИЕ ЦЕНЫ НЕ ПОЗВОЛЯЮТ ИМ ЭТО СДЕЛАТЬ**

Каковы же те уровни цен, на которых будет происходить ценовая конкуренция в Европе в ближайшие годы? Таких уровней можно выделить четыре. Три из них определяются краткосрочными переменными затратами, соответственно, интегрированных проектов СПГ, американских проектов

СПГ на основе толлинговой модели и поставок российского трубопроводного газа. Четвертый — это уровень замещения угля газом в рамках межтопливной конкуренции в Европе.

В зависимости от котировок нефти и интенсивности борьбы за долю на рынке цены на газ в Европе будут находиться в диапазоне между краткосрочными переменными и средними затратами основных поставщиков.

Большинство проектов СПГ в мире до недавнего времени являлись интегрированными. То есть они включали добычу газа, его сжижение и поставку финальным потребителям. Их экономика основана на долгосрочных контрактах. Хорошим примером здесь могут служить австралийские проекты. Из-за их концентрации на коротком временном отрезке они пережили резкую инфляцию расходов и превысили изначально закладываемые сметы. В результате многие из них имеют высокие капитальные затраты и высокий уровень возмещения долгосрочных полных затрат, доходящий до \$12–14/млн БТЕ.

Но поскольку капзатраты на разработку газовых месторождений и на строительство заводов по сжижению уже были понесены, они не влияют на решения по текущим операциям. Запущенные мощности будут поставлять СПГ на мировые рынки даже в условиях низких рыночных цен, при которых исторические капитальные затраты никогда не окупятся.

Краткосрочные переменные затраты у большинства проектов СПГ за пределами США сравнительно невысоки и составляют лишь \$1–1,5/млн БТЕ. В Америке ситуация несколько иная.

## С надеждой на толлинг

СПГ-проекты в США (во всяком случае, их первая волна, представленная проектами на побережье Мексиканского залива) основаны на принципиально иной бизнес-модели. Это терминалы по сжижению газа, которые предлагают свои услуги потребителям в рамках давальческой (толлинговой) схемы. Таким образом, потенциальный экспортер СПГ может приобрести газ на спотовом рынке на базе Henry Hub, оплатить его доставку до завода, заплатить за услуги по сжижению (как правило, в рамках долгосрочного контракта), а затем за

его транспортировку до целевого экспортного рынка и за регазификацию.

В рамках американской бизнес-модели владельцы СПГ-терминалов финансируют создание заводов по сжижению с минимально необходимой им нормой рентабельности за счет экспортеров-покупателей толлинговых мощностей. А последние принимают на себя риск изменения цен на газ (и на американском рынке, и на потенциальных экспортных рынках).

В 2010–2014 годах средняя цена СПГ в Японии составила \$14,8/млн БТЕ, а средняя цена газа на Henry Hub — \$3,9/млн БТЕ. Огромный ценовой дифференциал между американским и азиатским рынками, как представлялось многим игрокам, делал использование толлинговой схемы высокоприбыльным и низкорисковым бизнесом.

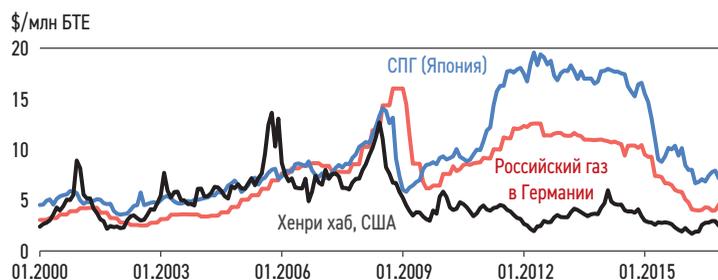
Но в 2016 году, после снижения мировых газовых цен, ситуация радикально изменилась. Среднегодовая цена газа на Henry Hub в прошлом году составила \$2,5, а на СПГ в Японии — \$6,9. В Европе она снизилась до \$4,6. Таким образом, поставки американского СПГ в Азию не покрывали полные затраты, а в Европу — даже краткосрочные переменные.

Поскольку краткосрочные переменные затраты американских СПГ-проектов включают в себя стоимость приобретения газа на Henry Hub, они существенно выше, чем у интегрированных проектов. Их минимальные оценки находятся в диапазоне от \$3 до \$4/млн БТЕ.

Как уже отмечалось, нашей гипотезой является рост мировых цен на нефть до \$70–80/барр в 2017–2018 годах. В этой связи представляется важным проанализировать ценовую чувствительность поставок СПГ из США на европейский рынок и сравнить ее с контрактными ценами трубопроводных поставщиков газа в Европу, которые формируются на основе нефтяной индексации (см. «*Ценовая чувствительность стоимости поставок СПГ США в Европу...*»).

При котировках в \$45/барр (среднегодовой уровень в 2016 году) контрактные цены на газ, формируемые по механизму нефтяной индексации, составляют от \$4,5 до \$5,4/млн БТЕ, в зависимости от коэффициента. Это примерно соответствует краткосрочным переменным затратам американских СПГ-проектов, но гораздо ниже их полных затрат.

## Мировые цены на природный газ



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные Всемирного банка

Пока есть возможность осуществлять поставки на рынки с более высокими ценами (Азия и Латинская Америка), американский СПГ будет направляться именно туда, поскольку это снижает их общие потери. Однако если эти регионы будут неспособны абсорбировать дополнительные объемы предложения СПГ, поставки должны будут прийти в Европу.

Хотя при низких ценах на нефть это не будет приносить прибыли компаниям, заключившим толлинговые соглашения с владельцами заводов по сжижению, они всё равно заинтересованы в том, чтобы продолжать осуществлять поставки. Это снижает их потери по предоплаченным контрактам на давальческую переработку.

При ценах на нефть от \$70 до \$80/барр американские проекты СПГ окупают не только свои краткосрочные переменные затраты, но и в ряде случаев полные затраты. Индексированные к нефти формульные цены их основного конкурента — российского газа — будут в диапазоне \$7–9,6/млн БТЕ.

В этой ситуации на газовом рынке Европы будет формироваться профицит предложения. И традиционным трубопроводным поставщикам придется предоставлять скидки к контрактной цене, чтобы сохранить свою рыночную долю или хотя бы минимизировать потери объемов продаж.

При ценах на нефть выше \$70/барр многие СПГ-проекты в США смогут полностью окупить долгосрочные затраты при поставках в Европу. Это будет означать еще более напряженную конкуренцию с традиционными трубопроводными поставщиками и может заставить послед-

них пойти на существенное изменение своей экспортной стратегии.

### На пороге ценовых войн

Последствия исчезновения профицита на нефтяном рынке в 2017 году при сохранении профицита на газовом рынке до 2020 года (и даже позже) достаточно очевидны с точки зрения цен на российскую нефть и нефтепродукты. Но вот в плане цен на российский газ мы имеем дело с более сложной ситуацией.

Эта сложность объясняется тем, что цены на российский трубопроводный газ, экспортируемый в Европу, определяются преимущественно на основе индексации к корзине нефтепродуктов с временным лагом в шесть-девять месяцев. А целевым ориентиром для установления регулируемых цен на российском внутреннем рынке официально является принцип экспортной альтернативы (то есть паритета внутренних оптовых цен с чистыми экспортными ценами, за вычетом экспортной пошлины и расходов на транспортировку).

Цены на газ оттолкнулись от минимальных значений начала 2016 года (см. «Мировые цены на природный газ»). Если нефтяные котировки существенно вырастут в нынешнем году, это будет отражать изменение фундаментальных факторов на глобальном рынке (сокращение добычи в рамках сделки ОПЕК+ при неспособности американских компаний достаточно быстро компенсировать эти объемы).

В рамках такого сценария формульные цены на российский газ в Европе также значительно вырастут (хотя и с некоторой задержкой). Од-

нако это повышение может не отражать фундаментальные показатели европейского и глобального (формирующегося в связи с развитием торговли СПГ) газовых рынков в 2017–2020 годах. Ведь именно в этот период ожидается появление гигантских объемов «нового» СПГ.

Два фактора — резкий прирост объемов СПГ, нацеленного на Европу, и возможное быстрое повышение нефтяных цен в 2017 году — могут круто изменить ситуацию на европейском рынке и привести к ценовой войне между российским трубопроводным газом и СПГ.

**ПОСКОЛЬКУ КРАТКОСРОЧНЫЕ ПЕРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ АМЕРИКАНСКИХ СПГ-ПРОЕКТОВ ВКЛЮЧАЮТ В СЕБЯ СТОИМОСТЬ ПРИОБРЕТЕНИЯ ГАЗА НА HENRY HUB, ОНИ СУЩЕСТВЕННО ВЫШЕ, ЧЕМ У ИНТЕГРИРОВАННЫХ ПРОЕКТОВ**

В случае профицита СПГ в мире и превращения Европы в балансирующий рынок конкурентоспособность российских экспортных газовых цен, индексированных к нефтяной формуле, может значительно снизиться по сравнению с ценами СПГ на споте. В 2017–2020 годах в результате насыщения азиатских рынков в Европу

**РЕЗКИЙ ПРИРОСТ ОБЪЕМОВ СПГ, НАЦЕЛЕННОГО НА ЕВРОПУ, И БЫСТРОЕ ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЦЕН МОГУТ ПРИВЕСТИ К ЦЕНОВОЙ ВОЙНЕ МЕЖДУ РОССИЙСКИМ ТРУБОПРОВОДНЫМ ГАЗОМ И СПГ**

может приходиться более 30 млн тонн СПГ в год. В итоге объемы российских поставок могут значительно снизиться, что поставит на повестку дня вопрос о возможном изменении ценовой стратегии «Газпрома».

### Последствия для России

Асимметричная ребалансировка нефтяного и газового рынков в течение следующих нескольких лет может создать новые дополнительные шоковые эффекты и иметь важные последствия для отрасли.

## Цены на экспортном и внутреннем газовых рынках и уровень экспортной альтернативы



Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ

Во-первых, макроэкономическая ситуация в России окажется под влиянием обратной связи: «рост нефтяных цен — укрепление рубля —

оптимизировать портфель закупок. При этом риск несет российская сторона. В случае стремительного сокращения российского газового экспорта возникнет проблема профицита газа в РФ. Появится необходимость балансировать объемы добычи. В результате может резко обостриться противостояние «Газпрома» и независимых производителей в борьбе за долю на внутреннем газовом рынке.

Начиная с 2016 года достижение уровня «экспортной альтернативы» произошло не в результате постепенного роста внутренних цен до уровня \$180–200/тыс. м³ (как ожидали представители отрасли еще несколько лет назад), а в результате коллапса внешних цен. Так что экспортный паритет опустился в настоящее время до \$60–70, то есть примерно до уровня долларова эквивалента внутренних российских газовых цен.

Но в случае ребалансировки на нефтяном рынке и роста цен на нефть до \$70 в 2017 году и до \$80 в 2018-м произойдет значительное укрепление обменного курса рубля к доллару. Это вызовет рост долларовых значений внутренних регулируемых цен на газ, а также увеличит выраженные в долларах затраты на транспортировку.

Формульные цены «Газпрома» в Европе, индексируемые к нефти, также вырастут. В условиях профицита на европейском рынке и конкуренции с СПГ они окажутся значительно выше спотовых и потеряют связь с фундаментальными показателями рынка.

Если «Газпром» сделает выбор в пользу сохранения рыночной доли, он будет вынужден предоставлять скидки своим европейским контрагентам. И тогда цены реализации на экспорт окажутся значительно ниже формульных. В этих условиях на российском газовом рынке может возникнуть принципиально новая ситуация (см. «Цены на экспортном и внутреннем газовых рынках...»).

Возникает возможность реализации сценария, согласно которому цены российского внутреннего рынка окажутся выше чистых экспортных (нетбэков или экспортной альтернативы). И тогда внутренний рынок превратится в премиальный.

В случае же защиты «Газпромом» своих формульных цен в Европе весьма вероятно значительное сокращение экспортных объемов. Это обострит ситуацию профицита предложения на внутреннем рынке. □

**АСИММЕТРИЧНАЯ РЕБАЛАНСИРОВКА НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО РЫНКОВ В ТЕЧЕНИЕ СЛЕДУЮЩИХ НЕСКОЛЬКИХ ЛЕТ МОЖЕТ СОЗДАТЬ НОВЫЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ШОКОВЫЕ ЭФФЕКТЫ И ИМЕТЬ ВАЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ОТРАСЛИ**

рост издержек в долларовом выражении — снижение международной конкурентоспособности российского экспорта».

Во-вторых, действующие контракты «Газпрома» с европейскими компаниями предусматривают значительную гибкость по объемам и дают покупателям возможность



*ngv.ru*

