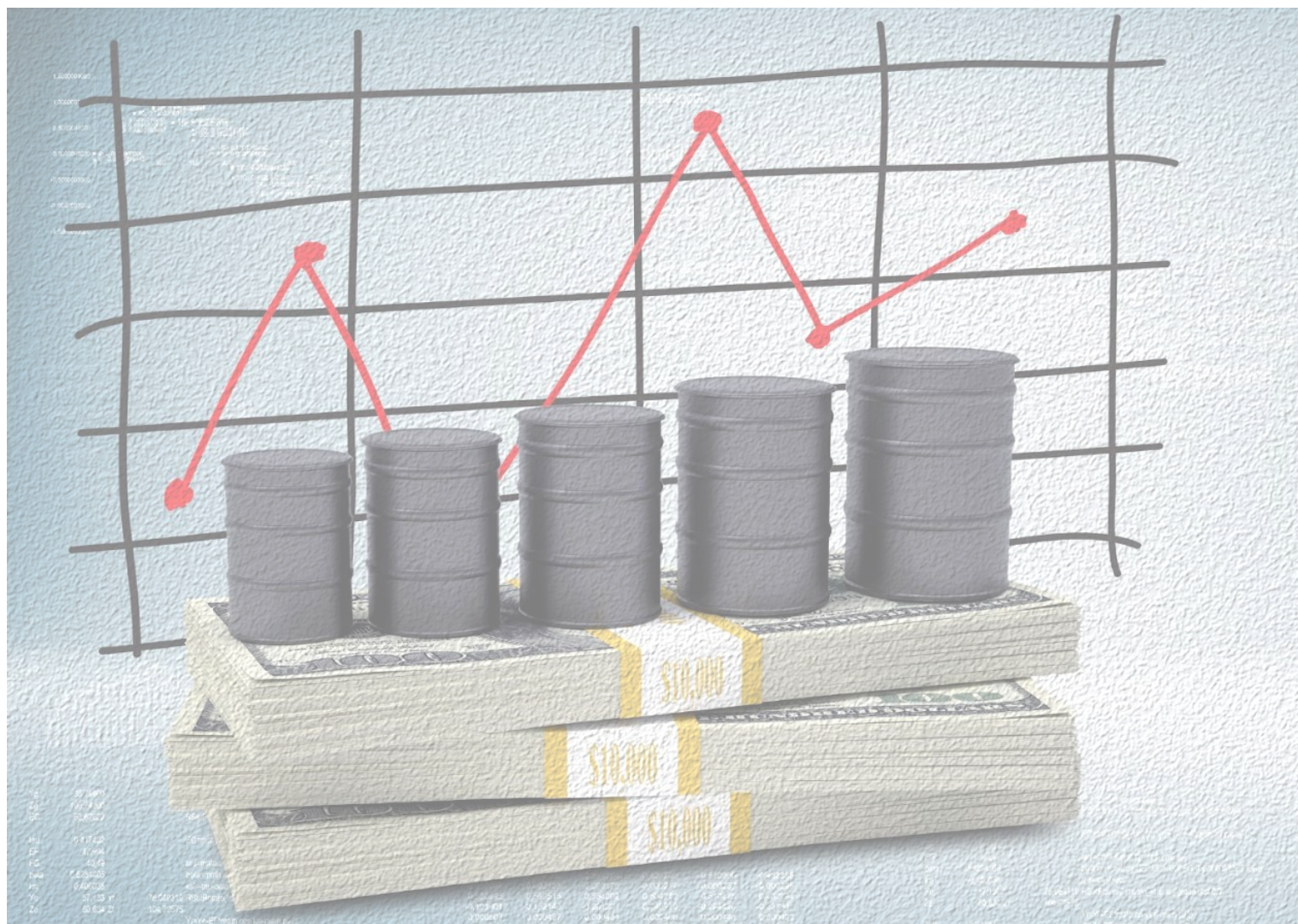




ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЗАПИСКА

СЦЕНАРИЙ АСИНХРОННОЙ РЕБАЛАНСИРОВКИ НА МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ РЫНКАХ: РИСКИ И ВОЗМОЖНОСТИ

Выпускаются для информирования органов власти и бизнеса о последних тенденциях в мировой и российской энергетике, о развитии прорывных технологий, определяющих новый технологический уклад в энергетике.

СЦЕНАРИЙ АСИНХРОННОЙ РЕБАЛАНСИРОВКИ НА МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ РЫНКАХ: РИСКИ И ВОЗМОЖНОСТИ

Автор: **В. В. ЕРМАКОВ**

Заведующий центром изучения энергетической политики
Институт энергетики
НИУ ВШЭ

Институт энергетики НИУ ВШЭ 2017

Адрес: Москва, ул. Вавилова, д. 7

Тел. +7(985)964-04-60

<https://energy.hse.ru/>

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ**

АПРЕЛЬ 2017



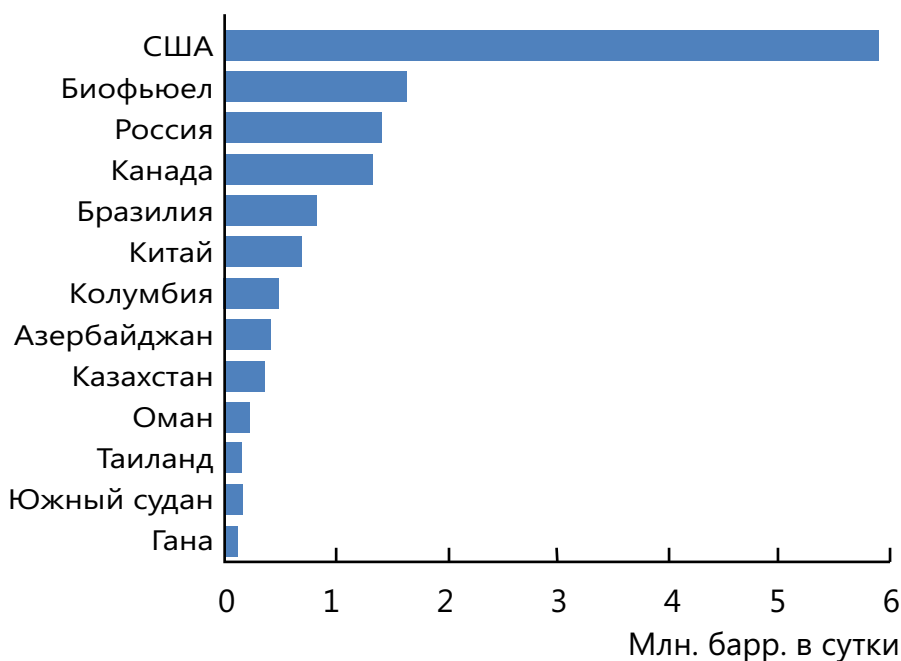
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

1.1. ПРОБЛЕМА ДВУХ ПРОФИЦИТОВ

Превышение предложения над спросом (профицит) было характеристикой как мирового нефтяного, так и мирового/региональных газовых рынков на протяжении последних нескольких лет. Причины двух профицитов носили комплексный характер и ряд из них совпадал. Так, технологическая революция в применении методов компьютерного моделирования разработки месторождений и в современной развитой технике гидроразрыва пластов привели к прорывам в добыче как сланцевого газа, так и нефти плотных пород в США и резко увеличили объемы предложения углеводородов в мире (См. Рис. 1)

Рис. 1 Инкрементальный прирост добычи нефти в странах, не входящих в ОПЕК за 2005-2015 гг.

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные МЭА



Столкнувшись с появлением нового гигантского источника предложения ОПЕК перестал квотировать добычу, что привело к ценовой войне, продолжающейся на рынке по сей день. (См. Рис. 2)

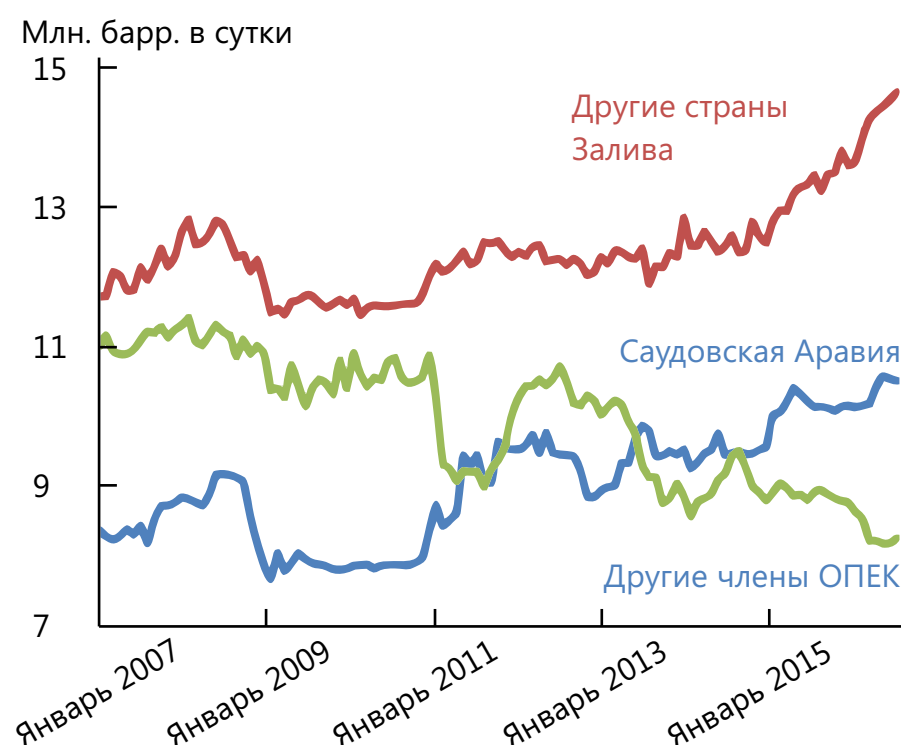
Причины возникновения профицита на мировом нефтяном рынке резко отличаются от причин возникновения профицита на газовых рынках.

Профицит на газовом рынке во многом возник в результате переоценки производителями будущего спроса и невозможности остановить многочисленные проекты, кото-

рые достигли точки невозврата. Сюда относятся и мега-проекты Газпрома на п-ве Ямал, и многочисленные проекты по строительству заводов СПГ в Австралии и США. В течение следующих нескольких лет нас ожидает гигантский рост предложения СПГ в результате выхода на рынок новых проектов, инвестиционные решения по которым были приняты в период высоких цен и оптимистичных ожиданий роста спроса на газ, особенно в Азии. (См. Рис. 3)

Рис. 2 Добыча нефти в странах ОПЕК

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные МЭА

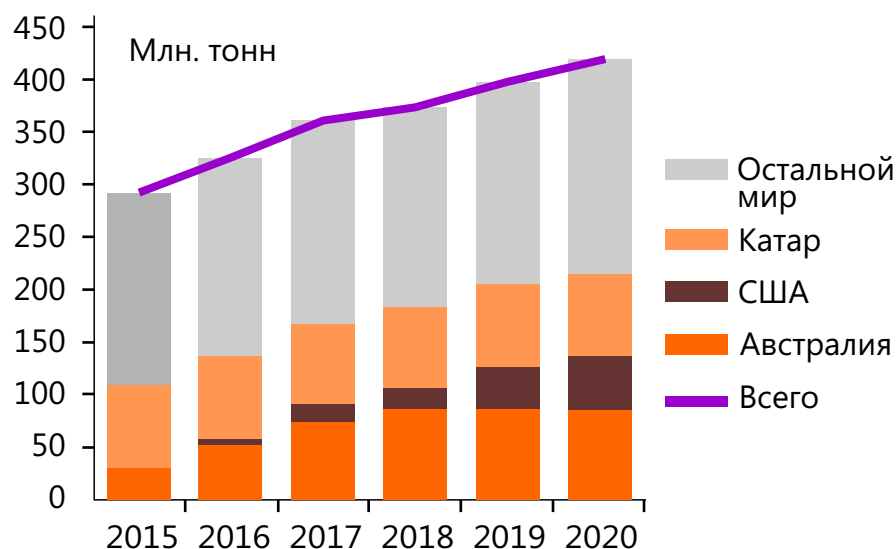


На нефтяном рынке профицит в течение двух последних лет был вызван отказом ОПЕК от своей роли балансирующей на фоне рекордного роста инкрементальных объемов предложения нефти, добываемой из плотных пород в США и фактической ценовой войной.

Говорить о том, что причины профицита и, соответственно, решения проблемы на газовом рынке находятся на стороне спроса, а причины профицита и его устранения на нефтяном рынке - на стороне предложения и политики ОПЕК, было бы чрезмерным упрощением, но важно отметить, что фундаментальные факторы на нефтяном и на газовом рынках существенно отличаются и достижение нового равновесия на каждом из этих рынков будет подчиняться своим собственным правилам.

Рис. 3. Мощности по производству СПГ в мире

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные GIIGNL



В этой связи базовая гипотеза, которую представляется необходимым проанализировать в данном отчете, является идея о том, что ребалансировка на нефтяном рынке произойдет значительно раньше, чем на газовом рынке. Подобная гипотеза исключительно важна для анализа перспектив как российского нефтяного, так и газового сектора.

1.2. ЧТО ДЕЛАЕТ ВОЗМОЖНЫМ СЦЕНАРИЙ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО РОСТА НЕФТЯНЫХ ЦЕН В 2017-18 ГОДАХ?

После двух лет политики «невмешательства», выразившейся в «борьбе всех против всех» за рыночную долю на нефтяном рынке, представители ОПЕК изменили курс и договорились о введении ограничений на объемы добычи. (См. Рис. 4)

Производители, не входящие в ОПЕК, в том числе и Россия, мировой лидер по добыче нефти, присоединились к соглашению. Нефтяные цены к концу года поднялись до \$56 за баррель. (См. Рис. 5)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

АПРЕЛЬ 2017

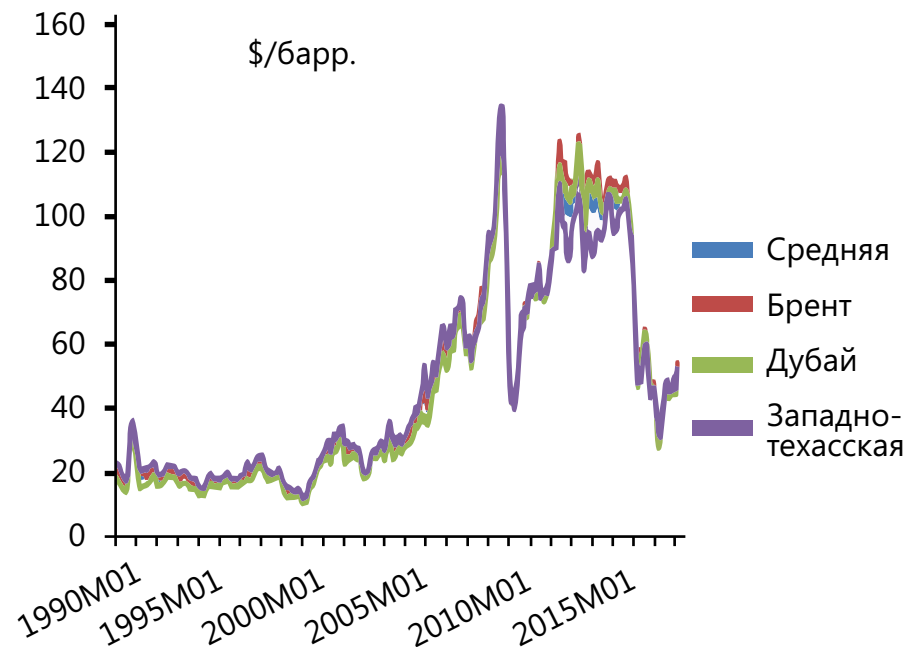
Рис. 4. Добыча и квоты ОПЕК

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



Рис. 5. Мировые цены на нефть

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

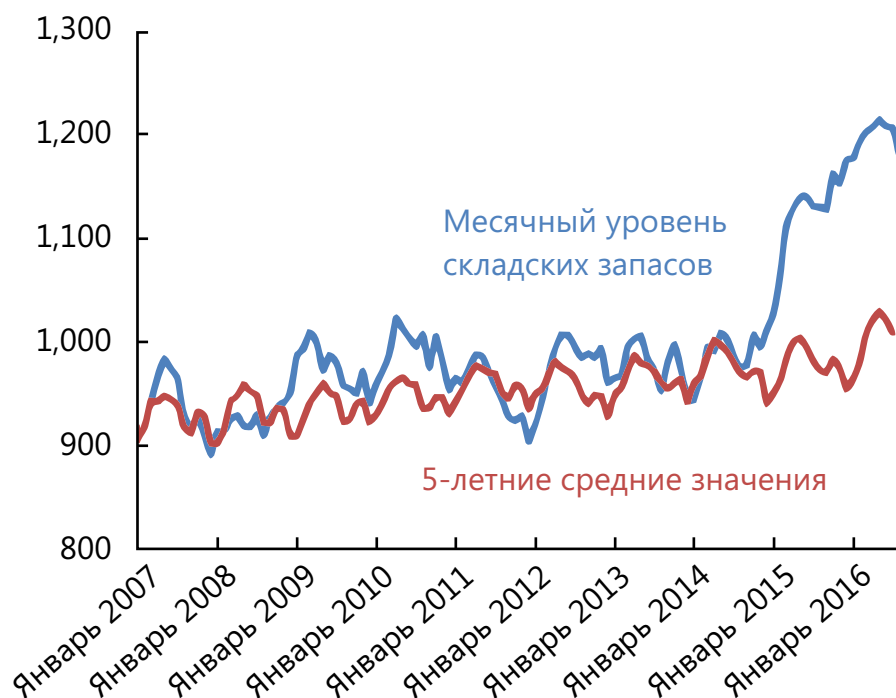


Устранение с рынка 1,7 миллионов баррелей в день в течение первых шести месяцев 2017 года в результате соглашения о сокращении добычи может резко изменить соотношение между мировым спросом и предложением, устранить профицит, который на протяжении последних двух лет присутствовал на рынке, и запустить процесс сокращения рекордно высоких объемов складских запасов нефти (См. Рис. 6)

Рис. 6. Уровни складских запасов нефти в странах ОЭСР

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные МЭА

Млн. барр.



Это приведет к долгожданной ребалансировке на нефтяном рынке и в результате – к дальнейшему росту нефтяных цен. Даже в достаточно консервативном сценарии сокращения добычи ОПЕК, который лег в основу краткосрочного прогноза Министерства энергетики США, выпущенного в начале января 2017 г., профицит, царивший на рынке в 2015-16 гг. сменяется дефицитом во второй половине 2017 г. и затем рынок приходит в состояние равновесия. (См. Рис. 7)

Фьючерсы на первую половину следующего года демонстрируют устойчивое контанго (т.е. рынок оценивает поставки ближайших месяцев дешевле, чем последующих), а временная структура контрактов (относительно небольшой ценовой спред между шестым и первым месяцем поставки) свидетельствует о том, что трейдеры не верят в быстрое сокращение складских запасов. Однако, фьючерсная кривая второй половины 2017 года выглядит иначе: в течение лета она становится более плоской и начинает переходить в форму бэквордации (т.е. цены ближайших месяцев поставки начинают превышать цены последующих). Это классическая иллюстрация к сценарию вымывания складских запасов: контанго в начале года отражает наличие рекордных складских запасов и необходимость платить премию за их хранение, в то время как бэквордация ассоциируется с

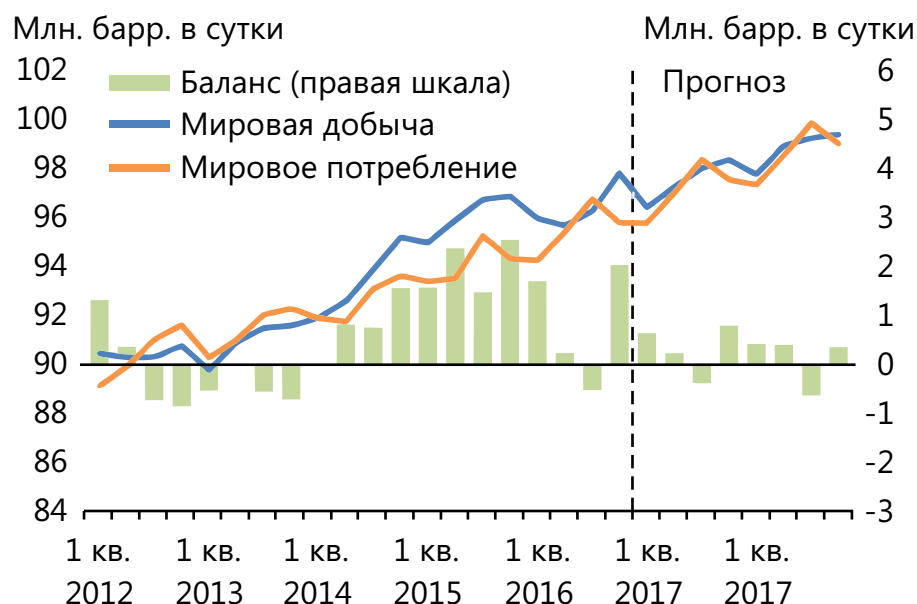
АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

АПРЕЛЬ 2017

восстановлением баланса между спросом и предложением и сокращением складских запасов в результате их выхода на рынок.

Рис. 7. Мировой баланс спроса и потребления

Источник: Министерство энергетики США, краткосрочный прогноз, январь 2017 г.



Большинство участников нефтяного рынка, похоже, ожидают, что эффект сокращения добычи проявится не раньше второй половины 2017 года.

Что касается абсолютных уровней нефтяных цен, многие аналитики заявляют о том, что при росте цен свыше \$60 за баррель 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) и рынок стабилизируется на этом ценовом уровне. Фундаментальным допущением в рамках этой гипотезы является тезис о том, что добыча нефти в США способна выступить балансирующим мировому нефтяного рынка, а объяснением – то, что технологический прогресс в области добычи нефти в США резко снизил уровень цен безубыточности (breakeven prices), так, что производители нефти плотных пород могут увеличить свою добычу на 2-3 миллиона барреля в день при сохранении контроля над своими затратами.

Поскольку этот тезис так важен для нефтяных ценовых прогнозов, представляется исключительно важным более подробно проанализировать, что стоит за так называемыми «ценами безубыточности».

Прежде всего, когда говорят о «ценах безубыточности» для производителей, речь идет об уровнях цен при которых производители способны компенсировать свои затраты. Но что входит в определение затрат? С точки зрения процесса добычи нефти в структуре затрат можно выделить три категории:

- Краткосрочные маржинальные затраты, которые включают в себя операционные затраты на добычу из действующих месторождений, т.е. затраты на ремонты и поддержание скважин, на топливо и электричество, на выплаты зарплаты персоналу и на налоговые платежи, а также общие административные расходы. Применительно к этим затратам часто используют термин *lifting costs*, хотя и не всегда корректно.
- Так называемые затраты половинного цикла, которые в дополнение к перечисленным выше также включают затраты на строительство скважин (бурение, завершение и стимулирование, а также стоимость финансирования этих операций).
- Наконец, затраты полного цикла, куда помимо двух первых категорий входят затраты на поиск и разведку, стоимость лицензий или аренды участков, затраты на создание промыслов и необходимой инфраструктуры, включая промысловые нефтепроводы и дороги, стоимость финансирования проектов и создание резервного ликвидационного фонда для декомиссии участков.

Мало того, что «цены безубыточности» будут очень сильно отличаться в зависимости от того, какое определение затрат используется для их расчета, но и внутри каждой категории существует большой разброс затрат в зависимости от типов проектов и характеристик запасов. Важно понимать, что «цены безубыточности» имеют несколько уровней или ступеней и их абсолютный уровень может отличаться на десятки долларов за баррель в зависимости от используемого контекста.

Какое это имеет отношение к прогнозу нефтяных цен на 2017 год? Самое прямое. Давайте посмотрим, что именно позволило американским производителям нефти плотных пород избежать обвального падения добычи в 2015 и 2016 годах. (См. Рис. 8 и Рис. 9)

С технологической точки зрения добыча нефти плотных пород в США – это производственный процесс с коротким инвестиционным циклом, в котором «включение/выключение» добычи, необходимое для балансировки, становится простой функцией инвестиций в осуществление необходимых технических мероприятий – бурения и гидроразрыва пласта, которые зависят от текущей экономической рентабельности проектов.

Рис. 8. Добыча нефти в США

Источник: МЭА, исторические данные до 4 квартала 2016, далее прогноз МЭА

Млн. барр. в сутки

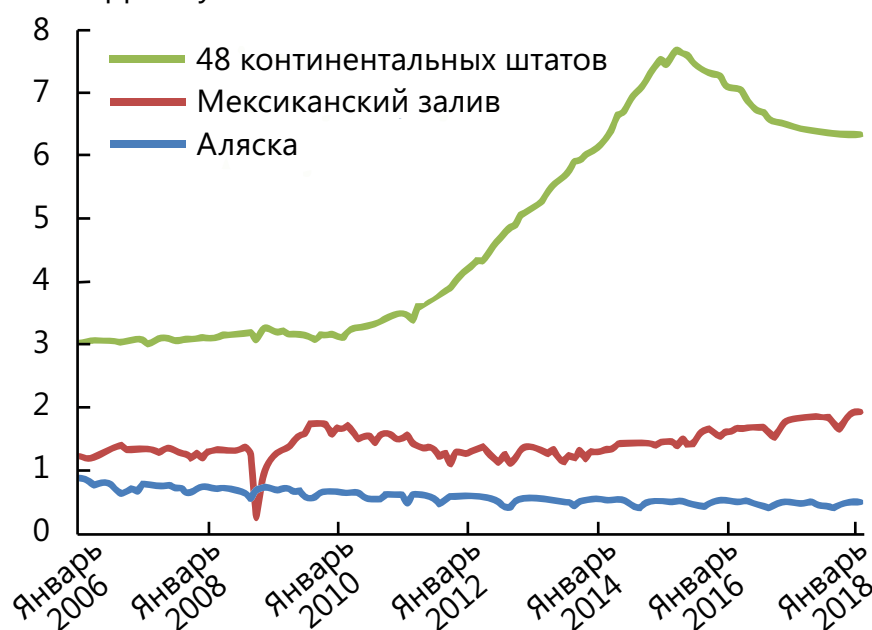
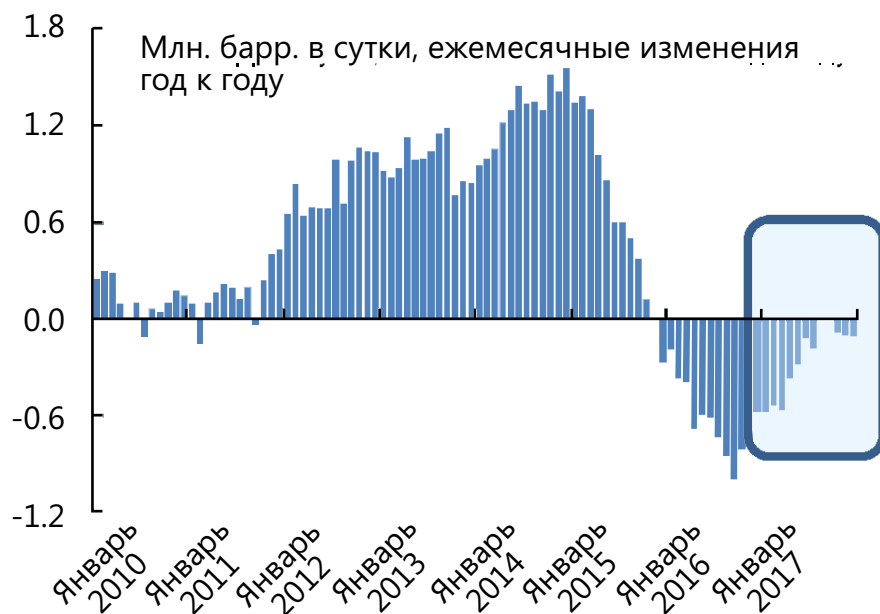


Рис. 9. Инкрементальный прирост/сокращение добычи нефти в США

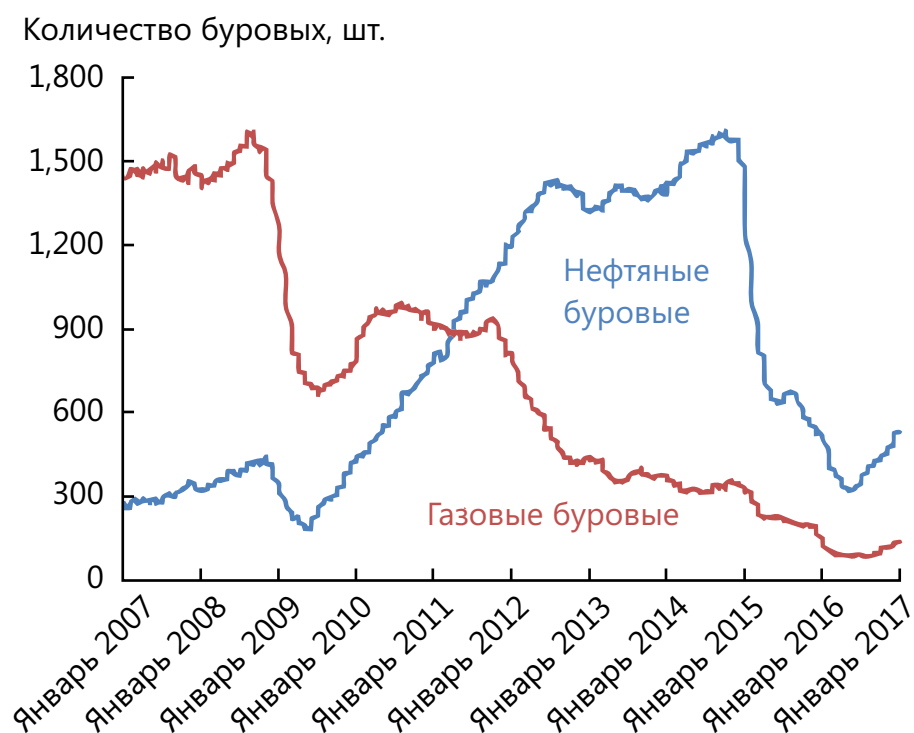
Источник: МЭА, исторические данные до октября 2016, далее до декабря 2018 г. прогноз МЭА (выделенные данные)



Большинство экспертов еще два года назад видели ее на уровне \$70-90 за баррель для затрат полного цикла и ожидали, что падение цен ниже этих уровней вызовет резкое сокращение добычи в США. Как мы знаем, этого не произошло. В качестве причины часто называют «технологический прорыв», но что стоит за этими словами? Каких-либо принципиальных изменений в технологии гидроразрыва пласта не произошло, но производители нефти плотных пород в США сумели увеличить производительность с помощью бурения нескольких удлиненных горизонтальных ответвлений от одного ствола и техники мультистадийного гидроразрыва. По мере снижения цен производители начали использовать самые лучшие из имеющихся буровые установки (количество активных буровых станков составляло более 1500 до кризиса, в мае 2016 г. опустилось до минимума в 316, а в январе 2017 г. поднялось до 529) и наиболее квалифицированный персонал, что позволило значительно сократить время бурения скважин и снизить краткосрочные маржинальные удельные затраты. (См. Рис. 10)

Рис. 10. Количество действующих буровых в США

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные BakerHughes



Область, в которой действительно был достигнут технологический прорыв – это геофизика и компьютерное моделирование воздействия гидрогазрывов на пласт. Это значительно способствовало усилиям компаний по успешной идентификации и разработке в первую очередь так

называемые sweet spots – наиболее продуктивных зон месторождений. Ключом к высоким дебитам при добыче нефти плотных пород являются толщина пласта и его естественная трещинноватость, а совершенствование техники гидроразрывов лишь помогает усилить отдачу, но не способно радикально изменить естественные характеристики пластов. Концентрация американских производителей на географически локализованных наиболее продуктивных зонах месторождений при игнорировании менее продуктивных (т. е. своего рода «снятие сливок») не только обеспечило более высокие дебиты, но и в краткосрочной перспективе снизило затраты на перемещение буровых (производители стали бурить больше вертикальных скважин на наиболее продуктивных участках, что при увеличении скорости бурения и небольших расстояниях перемещения буровых станков опять же снижало удельные затраты на добычу).

Профицит предложения создал эффект «мягкой» нижней границы ценового коридора, которая временно может значительно проседать при негативном новостном фоне. Падение цен ниже уровня \$30 в начале 2016 г. во многом стало результатом усилий спекулянтов на фоне ожидания выход на рынок иранской нефти после снятия международных санкций и роста складских запасов до рекордных исторических значений.

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

В результате мы стали свидетелями живого эксперимента по формированию нового, гораздо более низкого, чем предполагалось ранее, среднесрочного ценового коридора, поскольку ценовые ориентиры в этих условиях провалились от уровней на которых отрасль способна обеспечивать стабильное воспроизводство (затраты полного цикла) до уровня краткосрочных маржинальных затрат.

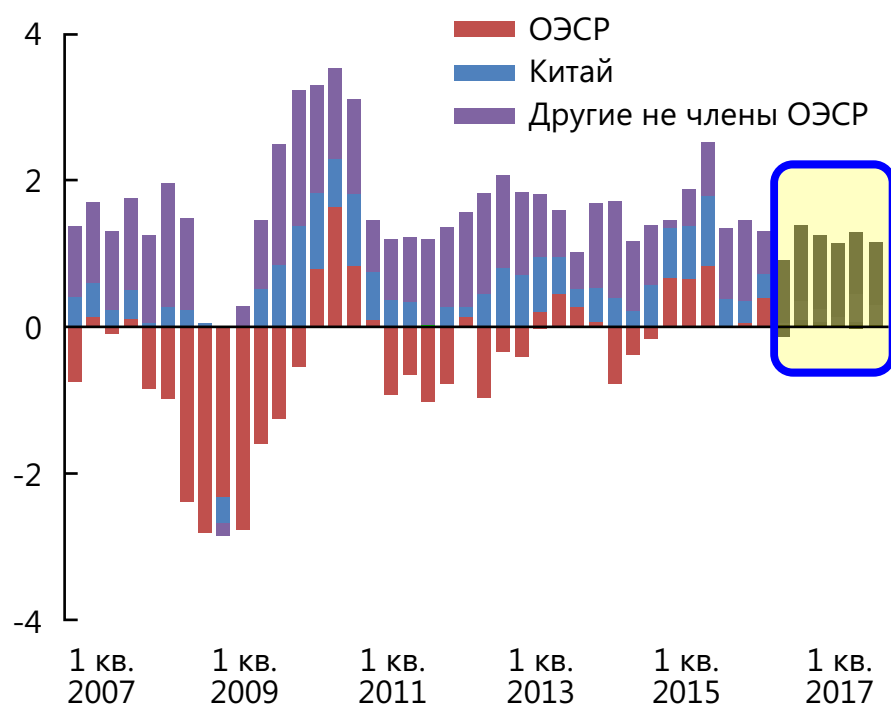
Важно отметить, что на чистоту эксперимента также оказало влияние активное ценовое хеджирование, которое применяли многие американские компании в уникальной ситуации снижения цен с уровней свыше \$100 до \$30 в 2015-16 гг. В результате цены реализации многих производителей на протяжении 2015 и 2016 годов были значительно выше рыночных цен. Этот эффект невоспроизводим в будущем, во всяком случае в таком же масштабе, но в 2016 г. он серьезно исказил рыночные сигналы для многих участников рынка.

Но что же произойдет в условиях, когда американским производителям нужно будет не замедлять падение добычи, а активно ее наращивать? В качестве альтернативы господствующей сейчас на рынке теории о возможности американских производителей безболезненно компенсировать сокращение добычи ОПЕК и других производителей, присоединившихся к соглашению при сохранении контроля над затратами позволим себе высказать следующую гипотезу. Очевидно, что потребуются ввод в действие новых буровых, но многие из буровых станков, действовавших в 2014 г. были заброшены или часть оборудования была использована для ремонта действующих, так что ввод их в действие или закупка новых будет означать рост удельных затрат. Привлечение новой рабочей силы также приведет к росту удельных затрат. Рост спроса на услуги сервисных компаний неизбежно вызовет рост цен, по которым они готовы будут работать. Возможно, самое главное, необходимость существенно нарастить добычу (на 2-3 миллиона баррелей в день, поскольку в дополнение к сокращению предложения мы видим продолжающийся рост спроса) неизбежно приведет к необходимости разрабатывать менее рентабельные участки месторождений с низкими дебитами и высокими удельными затратами. (См. Рис. 11)

Рис. 11. Инкрементальный прирост спроса на нефть в мире

Источник: МЭА, выделенные данные с 3 кв. 2016 по 4 кв. 2017 являются прогнозом МЭА

Млн. барр. в сутки, квартальные изменения, год к году



АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

АПРЕЛЬ 2017

Если американские производители не смогут своевременно компенсировать объемы мирового предложения, выпадающие из мирового нефтяного баланса в результате запланированного сокращения добычи странами ОПЕК, Россией и другими производителями, 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 ограниченного по времени началом нового инвестиционного цикла на волне роста цен, но тем не менее весьма чувствительного как для стран-производителей, так и для стран-потребителей.

В 2015-16 годах производители нефти плотных пород в США продемонстрировали свою способность предотвратить резкое падение добычи в условиях падающих нефтяных цен. В следующем году мы станем свидетелями второй части эксперимента по установлению того, насколько добыча нефти плотных пород в США чувствительна к росту нефтяных цен и как это повлияет на мировые нефтяные цены.

Будущее не задано, и цены на нефть исключительно сложно предсказывать в силу наличия огромного количества факторов, влияющих на экономику проектов и геополитику, но представляется, что нужно быть готовыми к различным сценариям, включая как сценарий «низкие цены надолго», так и сценарий «большой отскок».

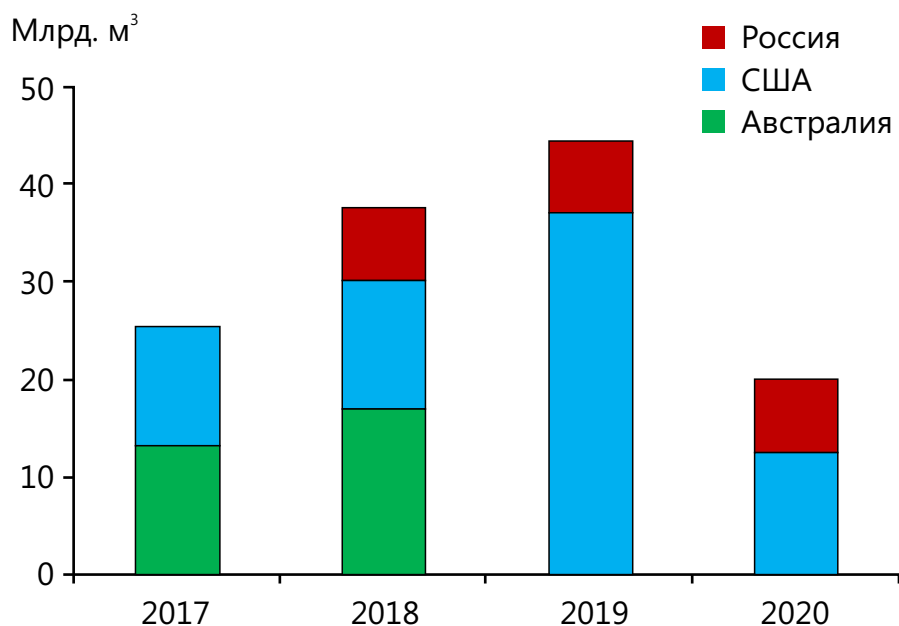
1.3. МИРОВОЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК В 2017-2020 ГОДАХ: УСИЛЕНИЕ ПРОФИЦИТА В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЫХОДА НА РЫНОК НОВЫХ ПРОЕКТОВ СПГ

Увеличение навеса предложения над спросом на газовом рынке не является неожиданностью. Участники рынка ожидали увидеть значительный профицит в 2016 г., но этого не случилось из-за задержек в реализации намеченных проектов в Австралии и США. Столкнувшись с рекордно низкими ценами на рынках в первой половине 2016 г. операторы сделали все возможное, чтобы несколько отложить начало отгрузок. Некоторый рост цен в Азии к концу 2016 г. 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 2017-20 гг. и объемы нового предложения, выходящего на рынок, являются поистине гигантскими. (См. Рис. 12) Даже принимая во внимание возможные задержки некоторых

проектов от намеченных сроков ввода в действие, новые объемы должны насытить азиатский рынок и привести к тому, что значительные объемы СПГ придут в Европу, превратив ее в рынок балансирующих мировых поставок.

Рис. 12. Крупнейшие источники предложения СПГ, выходящие на рынок в 2017-20 гг.

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ



Европейский газовый рынок отвечает всем необходимым требованиям для превращения в рынок балансирующих поставок:

- Европейский газовый рынок является одним из крупнейших в мире с объемом потребления около 500 млрд.куб. в год.
- В долгосрочных контрактах на поставку трубопроводного газа в Европу (особенно в российских) присутствует гибкость по объемам, позволяющая покупателям варьировать объемы закупок в рамках действующих контрактов.
- В Европе есть многочисленные и недостаточно утилизируемые регазификационные терминалы.
- На европейском газовом рынке активно развивается биржевая торговля газом, особенно в Северо-Западной Европе.
- Развитая трубопроводная инфраструктура и наличие больших объемов газовых хранилищ позволяют осуществлять межрегиональные перетоки газа и сезонную оптимизацию.

Многие европейские страны заявляют о своем желании диверсифицировать поставки с тем, чтобы в дополнение

к трубопроводным поставкам газа использовать СПГ и рассчитывают на низкие цены в результате ценовой конкуренции между традиционными трубопроводными поставщиками и поставщиками СПГ. К этому прибавляется официально объявленная Европейской Комиссией (ЕК) политика по сознательному снижению зависимости от российского газа. Таким образом, большие объемы СПГ, невостребованные на других рынках, могут прийти в Европу и превести к острой борьбе за рыночную долю между поставщиками СПГ и традиционными трубопроводными поставщиками, прежде всего, Россией. Важно отметить, что в краткосрочной перспективе можно говорить о формирующихся предпосылках для «ценовой войны», которая может привести к серьезному снижению цен на газ на европейском рынке.

Расчеты рентабельности большинства новых проектов СПГ, выходящих в ближайшие годы на рынок, основывались на двух предпосылках: продолжении активного роста спроса на газ в Азии и сохранении высокой ценовой премии в этом регионе по сравнению с ценами на газ в Европе и особенно в США. Обе эти предпосылки сейчас оказались под вопросом. Многие проекты СПГ нуждаются в высоких уровнях цен - \$12-14 за МБТЕ, для того, чтобы окупить свои полные затраты. Очевидно, что текущие низкие цены не позволяют им это сделать. Но поскольку проекты уже профинансированы и запущены, производители, оказавшиеся в роли маржинальных поставщиков на рынке со значительным структурным профицитом предложения, вынуждены снижать цену. Согласно экономической теории, в краткосрочной перспективе продавцы могут пойти на снижение цен до уровня своих переменных затрат, поскольку любая цена выше этого уровня будет выгодна производителям. Даже если низкие рыночные цены не будут полностью компенсировать капвложения, то по меньшей мере они смогут частично возмещать понесенные капитальные затраты. Каковы же те уровни цен, на которых будет происходить ценовая конкуренция в ближайшие годы? Мы видим четыре ценовых уровня, на основании которых будет формироваться нижняя граница диапазона газовых цен в Европе:

- 1) Уровень краткосрочных переменных затрат интегрированных проектов СПГ.
- 2) Уровень краткосрочных переменных затрат американских проектов СПГ на основе толлинговой модели.
- 3) Уровень краткосрочных переменных затрат на поставку российского трубопроводного газа в Европу.
- 4) Уровень замещения угля газом в рамках межтопливной конкуренции в Европе.

В зависимости от уровней цен на нефть 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 представляли собой интегрированные проекты (включая добычу газа, его сжижение и поставку финальным потребителям), экономика которых основана на долгосрочных контрактах с потребителями. Хорошим примером здесь могут служить австралийские проекты СПГ. Из-за концентрации времени строительства многих австралийских СПГ-проектов на коротком временном отрезке они пережили резкую инфляцию затрат и превысили изначально закладываемые под проекты сметы. В результате многие новые австралийские проекты СПГ имеют высокие капитальные затраты и высокий уровень возмещения долгосрочных полных затрат, доходящий до \$12-14 за МБТЕ. Но поскольку капитальные затраты на разработку газовых месторождений и затраты на строительство заводов по сжижению уже были понесены, они не влияют на решения по текущим операциям. Запущенные в действие проекты будут поставлять СПГ на мировые рынки, даже в условиях низких рыночных цен при которых исторические капитальные затраты никогда не окупятся.

Но краткосрочные переменные затраты у большинства проектов СПГ за пределами США сравнительно невысоки и составляют лишь \$1-1.5 за МБТЕ

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. Потенциальный экспортер природного газа в форме СПГ из США, таким образом, может приобрести газ на спотовом рынке на базисе Henry Hub, оплатить его доставку до завода по сжижению, оплатить услуги по сжижению газа (как правило, в рамках долгосрочного контракта на использование мощностей по сжижению), а затем по его транспортировке до целевого экспортного рынка и регазификации. Общая себестоимость и структура себестоимости американского СПГ таковы:

1) Стоимость приобретения газа на HenryHub:\$3 за МБТЕ. В течение 2010-2016 гг. цена на Henry Hub находилась в диапазоне от \$1.7 до \$6.0 за МБТЕ, сред

АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

АПРЕЛЬ 2017

ние цены составили \$2.6 за МБТЕ в 2015 году и \$2.5 за МБТЕ в 2016 году. В декабре 2016 г. цена была \$3.6 за МБТЕ.

2) **Стоимость транспортировки от базиса HenryHub до завода по сжижению: \$0.5 за МБТЕ.** Стоимость транспортировки, как правило, оценивается в 15% от цены газа на HenryHub.

3) **Стоимость сжижения газа: \$2.5-\$3 за МБТЕ.** Стоимость услуг завода СПГ по сжижению в рамках контрактов по давальческим (толлинговым) схемам.

4) **Стоимость транспортировки СПГ до целевого рынка: \$1-\$2.0 за МБТЕ.** Транспортировка американского СПГ в Европу оценивается в \$1 за МБТЕ и транспортировка в Азию – в \$2 за МБТЕ.

5) **Стоимость регазификации: \$0.5 за МБТЕ.**

6) **Полная стоимость поставки: от \$7.5 до \$8.0 за МБТЕ** при поставках в Европу и от \$8.5 до \$9.0 за МБТЕ при поставках в Азию.

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 рыночных цен на газ (и на американском рынке, и на потенциальных экспортных рынках). В 2010-2014 гг. средняя цена СПГ в Японии составила в среднем за период 14.8 долл. США за МБТЕ (миллион британских термических единиц), а средняя цена газа в США на Henry Hub за период – 3.9 долларов США за МБТЕ. Огромный ценовой дифференциал между американским и азиатским рынками, как представлялось многим игрокам, делал использование толлинговой схемы высокоприбыльным и низкорисковым бизнесом, поскольку значительно превышал расходы на сжижение и транспортировку.

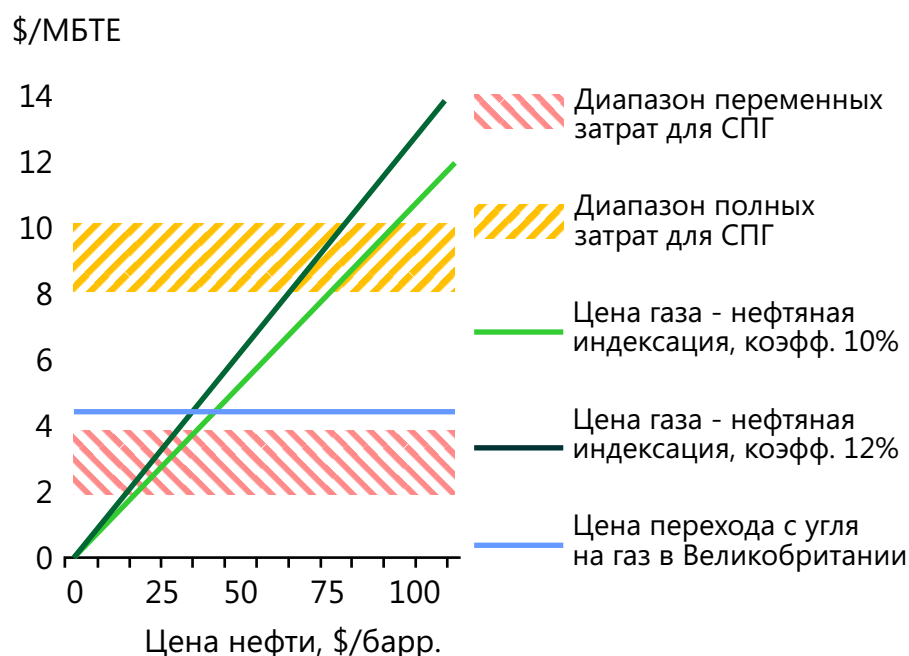
После снижения мировых газовых цен в 2016 г. ситуация радикально изменилась. В 2016 г. среднегодовая цена газа на Henry Hub в США составила \$2.5 за МБТЕ, а среднегодовая цена СПГ в Японии – \$6.9 за МБТЕ. Среднегодовые цены на газ в Европе снизились до \$4.6 за МБТЕ. Таким образом, поставки американского СПГ в Европу не покрывали даже краткосрочные переменные затраты, а цены на азиатском газовом рынке не покрывали полные затраты.

Краткосрочные переменные затраты американских проектов СПГ включают в себя стоимость приобретения газа на Henry Hub и поэтому существенно выше, чем краткосрочные переменные затраты интегрированных проектов СПГ. Минимальные оценки переменных затрат здесь находятся в диапазоне от \$3 до \$4 за МБТЕ.

Как уже отмечалось в начале исследования, нашей гипотезой является рост мировых цен на нефть до \$70-80 за баррель в 2017-2018 гг. 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. Схематическое изображение ценовой чувствительности представлено на Рис. 13.

Рис. 13. Ценовая чувствительность стоимости поставок СПГ США в Европу и контрактных цен на основе нефтяной индексации

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ



При ценах на нефть в \$45 за баррель (среднегодовая цена в 2016 г.) контрактные цены на газ, формируемые по механизму нефтяной индексации, составляют от \$4.5 до \$5.4 за МБТЕ, в зависимости от коэффициента индексации. Это примерно соответствует уровням краткосрочных переменных затрат проектов американских СПГ, но гораздо ниже их уровня полных затрат. Пока есть возможность осуществлять поставки на рынки с более высокими уровнями цен (Азия и Латинская Америка) американский СПГ будет направляться на эти рынки, поскольку это снижает их общие потери. Однако если рынки в Азии и Латинской Америке будут неспособны абсорбировать дополнительные объемы предложения СПГ, эти поставки должны будут прийти в Европу. Несмотря на то, что при низких ценах на нефть проекты поставок американского СПГ в Европу не будут приносить прибыли компаниям, заключившим толлинговые соглашения с владельцами заводов по сжижению газа, они все равно заинтересованы в

том, чтобы продолжать осуществлять поставки, поскольку это снижает их потери по предоплаченным контрактам на давальческую переработку.

С другой стороны, при ценах на нефть от \$70 до \$80 долларов за баррель, американские проекты СПГ не только окупают 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 за МБТЕ. 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 за баррель многие СПГ проекты в США смогут полностью окупить свои долгосрочные затраты при поставках в Европу, что будет означать еще более напряженную конкуренцию с традиционными трубопроводными поставщиками и может заставить последних пойти на существенное изменение своей экспортной стратегии.

1.4. КАКОВЫ МОГУТ БЫТЬ ПОСЛЕДСТВИЯ РОСТА МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ ДО \$70-80 В 2017-18 ГГ. ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ ГАЗА И СПГ?

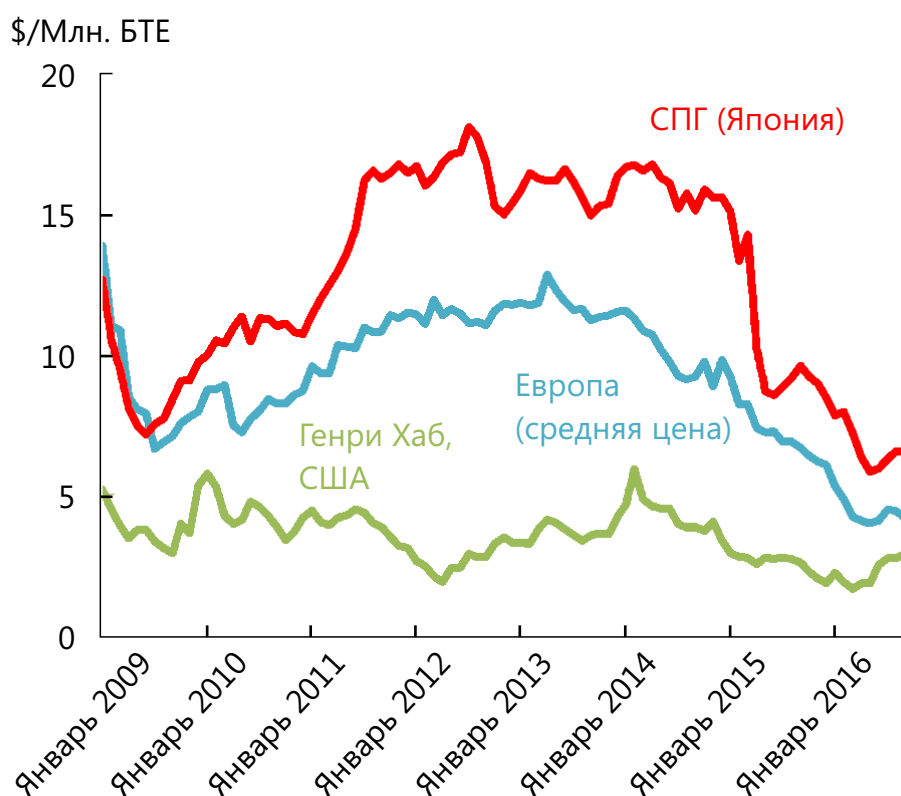
Если последствия ситуации с исчезновением профицита на нефтяном рынке в 2017 году при сохранении профицита на газовом рынке до 2020 года и даже позже достаточно очевидны с точки зрения цен на нефть и нефтепродукты российских производителей и экспортеров, то с точки зрения цен на российский газ мы имеем дело с более сложной ситуацией. Эта сложность объясняется тем, что в настоящее время цены на российский трубопроводный газ, экспортируемый в Европу, определяются, в основном, на основе индексации к корзине нефтепродуктов с временным лагом в 6-9 месяцев, а целевым ориентиром для установления регулируемых цен на российском внутреннем рынке официально является принцип экспортной альтернативы (т.е. паритета внутренних оптовых цен с чистыми экспортными ценами, за вычетом экспортной пошлины и расходов на транспортировку).

Мировые цены на газ оттолкнулись от минимальных значений начала 2016 г. (См. Рис. 14) Если мировые цены на нефть существенно вырастут в 2017 году, это будет отражать изменение фундаментальных факторов на мировом нефтяном рынке (сокращение добычи в рамках сделки ОПЕК и

других крупнейших производителей при неспособности американских производителей нетрадиционной нефти достаточно быстро компенсировать эти объемы). В рамках этого сценария формульные цены на российский газ в Европе также значительно вырастут (хотя и с некоторой задержкой), однако этот рост российских экспортных формульных цен на газ может не отражать фундаментальные показатели европейского и формирующегося в связи с ростом торговли СПГ глобального газового рынков в 2017-20 годах, на которые именно в это время выходят гигантские объемы нового предложения СПГ.

Рис. 14. Мировые цены на природный газ

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



Мировые цены на газ к концу 2016 г. выросли относительно минимумов начала года, но продолжают находиться близко к нижней границе ценового коридора, ценовые дифференциалы между рынками США, Европы и Азии по-прежнему остаются значительно ниже, чем в течение последнего десятилетия, глобальный профицит предложения сохранится по меньшей мере до 2020 г., что продолжит оказывать давление на цены.

Европейский газовый рынок в 2017 году может превратиться в рынок балансирующих мировых поставок СПГ.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

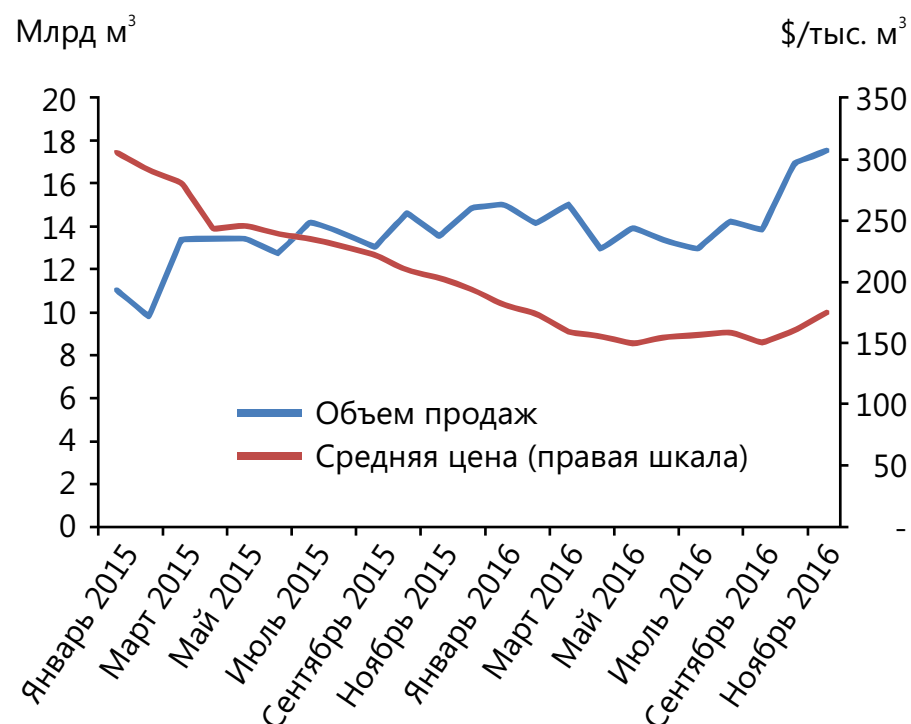
АПРЕЛЬ 2017

Нефтяная привязка и временной лаг лежали в основе российских газовых экспортных контрактов на протяжении многих лет. В рамках нормального ценового цикла относительно небольшие флуктуации формульных цен не имеют шокового эффекта. Но в последние годы мы имели дело с глубочайшими структурными изменениями на нефтяном и газовом рынках, которые наложились на ценовые циклы и значительно амплифицировали ценовые колебания, что выразилось в шоковом эффекте для рынков и то делало российские формульные цены на газ в Европе чрезмерно высокими (выше цен спотового рынка, как в 2012-2014 годах), то крайне низкими (ниже спотовых цен, как в 2016 году). Это приводило к значительным колебаниям объемов российского газового экспорта, так как европейские покупатели в рамках гибкости по объемам закупок, предоставляемой им российскими долгосрочными экспортными контрактами, оптимизировали свои газовые портфели.

В мае 2016 г. средние экспортные цены Газпрома упали до \$150/тыс.м³, но к концу года восстановились до \$180/тыс.м³. При этом объемы продаж в 2016 г. значительно выросли. Экспорт Газпрома в дальнее зарубежье в 2016 г. составил 179.3 млрд. м³, показав рост почти на 20 млрд. м³ или на 12.5% год к году. (См. Рис. 15)

Рис. 15. Объем продаж и средние экспортные цены Газпрома

Источник: Argus



Этому способствовало благоприятное сочетание следующих факторов:

- Задержка выхода на рынок ряда австралийских проектов СПГ, что уменьшило предложение для Азии и лишило Европу потенциальных объемов СПГ
- Закрытие ряда ядерных электростанций во Франции, что увеличило спрос на газ для электрогенерации
- Низкие цены на газ в сочетании с высокими ценами на уголь, что помогло замещению угля газом в Великобритании и увеличило спрос на газ
- Рекордные объемы ре-экспорта изначально российского газа на Украину из Европы в результате отказа Украины от прямых поставок российского газа
- Холодная погода в Европе

Однако одновременное повторение всех этих факторов в текущем году находится под вопросом. Два фактора – резкий прирост объемов СПГ, нацеленного на европейский рынок и возможный резкий рост нефтяных цен в 2017 году – могут резко изменить ситуацию на европейском газовом рынке и привести к ценовой войне между российским трубопроводным газом и СПГ. Конкурентоспособность российских экспортных цен на газ, индексированных к нефтяной формуле, может значительно снизиться по сравнению с ценами СПГ на споте в случае профицита СПГ в мире и превращения Европы в балансирующий рынок. В 2017-2020 гг. объемы СПГ, которые придут в Европу в результате насыщения азиатских рынков, могут превысить 30 миллионов тонн в год. Объемы российского газового экспорта в Европу могут в результате значительно снизиться, что поставит на повестку дня вопрос о возможном изменении ценовой стратегии Газпрома в Европе.

Что касается проекта Ямал СПГ, первая очередь которого вступит в действие в полном объеме в 2018 г. азиатский рынок будет предпочтительным с точки зрения нетбэков по сравнению с европейским, если ориентироваться на сегодняшние уровни ценовых дифференциалов, но региональные дифференциалы могут вновь сузиться в будущем при усилении профицита предложения. Кроме того, Ямалу СПГ предстоит продемонстрировать стабильное функционирование плана зимних отгрузок.

1.5. КАК АСИНХРОННАЯ РЕБАЛАНСИРОВКА МОЖЕТ ПОВЛИЯТЬ НА ВНУТРЕННИЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК РОССИИ?

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

АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ОТ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ НИУ ВШЭ

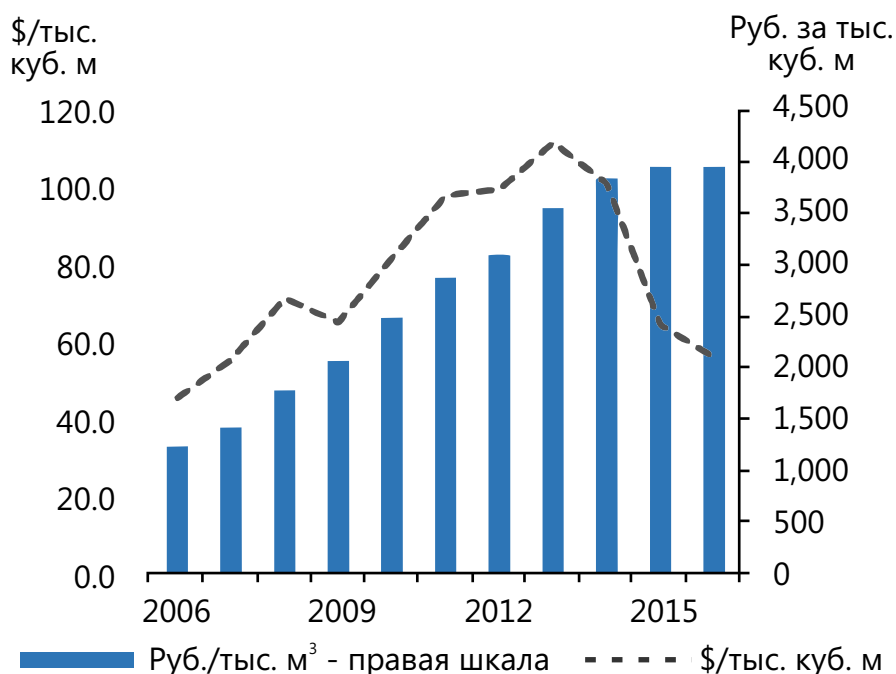
АПРЕЛЬ 2017

- Макроэкономическая ситуация в России будет под влиянием положительная обратной связи «рост нефтяных цен – укрепление рубля – рост издержек в долларовом выражении – снижение международной конкурентоспособности российского экспорта».
- Действующие контракты Газпрома с европейскими компаниями предусматривают значительную гибкость по объемам и дают покупателям возможность оптимизировать портфель закупок, при этом риск по объемам несет российская сторона. В случае резкого падения объемов российского газового экспорта, проблемы профицита газа в России и необходимость балансировать объемы добычи могут резко обостриться и привести к противостоянию Газпрома и независимых производителей в борьбе за долю на внутреннем газовом рынке.

Многие годы регулируемые цены на российском газовом рынке были в разы ниже цен на газ по экспортным поставкам Газпрома. Искусственно низкие цены на газ для российских потребителей долгие годы субсидировали отечественную экономику и поддерживали ее конкурентоспособность. Начиная с 2006 г. российское правительство осуществляло политику опережающего роста регулируемых цен (тарифов) на газ для оптовых промышленных и коммунальных потребителей, в результате которой внутренние цены выросли с \$46 за тыс. куб.м. в 2006 г. до \$112 за тыс. куб. м. в 2013 г. (См. Рис. 16)

Рис. 16. Индикативная средняя регулируемая цена на газ в России (средняя цена реализации газа Газпромом в России)

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ, данные Газпрома



Но в результате роста цен на газ в Европе в 2007-2014 гг. (падение цен в 2009 г. было резким, но относительно кратковременным) экспортные нетбэки для российского газа все равно были значительно выше внутренних цен. В 2015 г. на фоне масштабной девальвации рубля внутренние цены на газ в долларах упали, что временно поддержало разрыв между экспортными нетбэками и внутренними ценами даже на фоне начавшегося резкого падения цен на газ в Европе.

Начиная с 2016 г. эффект временного лага в контрактах Газпрома (контрактные газовые цены по формуле с нефтяной привязкой следуют за нефтяными ценами с задержкой в 6-9 месяцев) был полностью исчерпан и европейская цена резко пошла вниз. Это привело к выравниванию экспортных нетбэков и внутрироссийских газовых цен на чрезвычайно низких уровнях по сравнению с теми, которые ожидались игроками на внутрироссийском рынке.

Достижение уровня «экспортной альтернативы» произошло не в результате постепенного роста внутренних цен до уровня \$180-200 долл. за тыс. куб. м. (как ожидали представители отрасли еще несколько лет назад), а в результате коллапса внешних цен, так что уровень экспортного паритета опустился в настоящее время до примерно \$60-70 долл. за тыс. куб. м., т.е. примерно до текущего уровня долларového эквивалента внутрироссийских газовых цен.

Но в случае ребалансировки на нефтяном рынке и росте цен на нефть до \$70 в 2017 г. и до \$80 в 2018 произойдет значительное укрепление обменного курса рубля к доллару, что вызовет рост долларовых значений внутренних регулируемых цен на газ, а также увеличит выраженные в долларах затраты на транспортировку. При этом формульные цены Газпрома в Европе, индексированные к нефти также вырастут. В условиях профицита на европейском рынке и конкуренции с СПГ формульные цены окажутся значительно выше спотовых цен и потеряют связь с фундаментальными показателями европейского газового рынка. Если Газпром сделает выбор в пользу сохранения своей рыночной доли от чрезмерного падения, компания будет вынуждена осуществлять политику скидок и цены реализации на экспорт окажутся значительно ниже формульных. В этих условиях на российском газовом рынке может возникнуть принципиально новая ситуация. (См. Рис. 17)

Возникает возможность реализации сценария, в котором цены российского внутреннего рынка окажутся выше чистых экспортных цен (экспортных нетбэков или экспортной альтернативы) и внутренний рынок превратится в премиальный с точки зрения нетбэков

Рис. 17. Цены на экспортном и внутреннем газовых рынках и уровень экспортной альтернативы

Источник: Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ



В случае защиты Газпромом своих формульных цен в Европе весьма вероятно значительное сокращение экспортных объемов, что обострит ситуацию профицита предложения на внутреннем рынке и обострит борьбу за долю рынка внутри страны между Газпромом и независимыми производителями.