

СЛАНЦЫ США: SHOW MUST GO ON!



Экономика добычи сланцевого газа в США на редкость непрозрачна, затейлива и своеобразна. Достаточно высокая стоимость добычи сухого газа из сланцевых пород на уровне \$150–180 за тыс. м³ на фоне низких рыночных цен в условиях затоваривания рынка компенсируется комплексной добычей углеводородов, низкой стоимостью транспортировки, возможностями глубокого финансового рынка, высокой конкуренцией в отрасли, что заставляет компании любыми путями минимизировать свои издержки.

Если к перечисленному добавить благоприятную геологию, высокоразвитую инфраструктуру, огромное число сервисных компаний, обладающих всем необходимым оборудованием и квалификацией специалистов, частную собственность на землю и низкую плотность населения, становится очевидно, что ситуация с добычей сланцевого газа в США решительно уникальна.

Вероятность повторения американского успеха в других регионах мира крайне невелика, если вообще возможна, о чем заявила, выступая в июне 2013 года в Петербурге, глава МЭА Мария ван дер Хувен. Слишком уж удачно для американцев легла карта.

Весь мир, замерев, следит за гигантским экспериментом, в ходе которого человечество отвоевывает у природы еще один, недоступный прежде, ресурс — в полном согласии с теорией ресурсных ограничений. В этом эксперименте густо замешаны геология, экология, технологии, экономика, политика, спекуляции и новаторство. Ну что ж, лет через десять точно станет понятно, стоит ли игра свеч и кто в ней победитель.

А пока — show must go on!

2 012 год — шестой год активной добычи недоступного прежде газа из сланцевых пород в Соединенных Штатах — принес новые и крайне любопытные результаты. К чести мирового экспертного сообщества скажем, что хотя бы часть из них была ожидаема в большей мере, чем прежде, явление становится чуть более понятным, хотя и парадоксов остается предостаточно. Отчетность компаний и официальные источники по-прежнему крайне скупы в оценках на эту тему. Учитывая немалое число этих сланцевых загадок, сосредоточимся на тех из них, которые тяготеют к экономике.

Газа больше — скважин меньше

По итогам 2012 года в США вновь добыто небывалое прежде количество сланцевого газа — почти 269 млрд м³, сообщает Агентство энергетической информации при департаменте энергетики, по сравнению с 217 млрд кубов в 2011 году. Это уже без малого 40% от общего производства газа в этой стране. Прирост составил вполне впечатляющие 24%, но годом ранее он был в два раза выше — 47%. По итогам первых пяти месяцев 2013 года темпы добычи сланцевого газа в США оказываются еще ниже — 11,1% по сравнению с соответствующим периодом 2012 года.

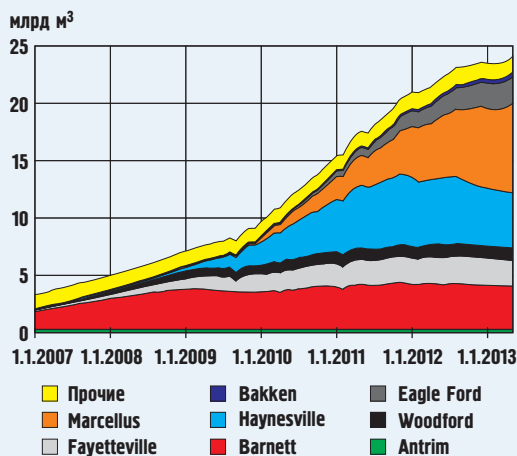
Главный сланцевый плей Barnett (48,36 млрд м³ в 2012-м) уже несколько лет как вышел на плато добычи, уступив двум другим плям Haynesville (67,86 млрд м³) и Marcellus (67,19 млрд м³), который сейчас занял лидирующую позицию (см. «Добыча сланцевого газа в США...»).

Подобные данные о добыче сланцевого газа в США впечатляют еще больше, когда становится понятно, что все растущие объемы производит все меньшее количество скважин, работающих на газ (см. «Соотношение...»).

По данным на середину 2013 года, число работающих буровых для добычи газа находится на самом низком уровне за последние 13 лет, а всего их число сократи-

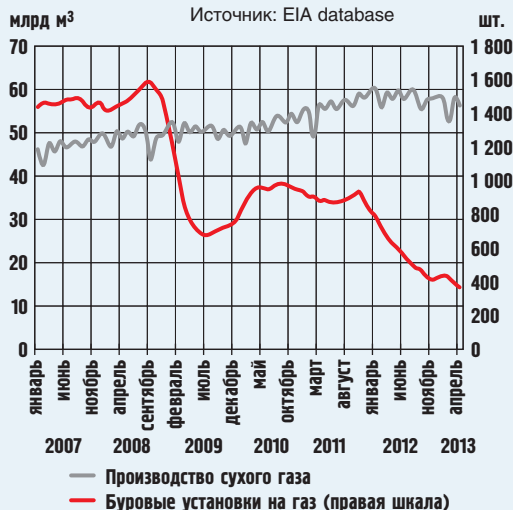
Добыча сланцевого газа в США по основным месторождениям

Источник: EIA



Соотношение количества действующих буровых на газ и объемов его добычи

Источник: EIA database



лось с начала разработки сланцев в 2007 году в четыре раза. Резкое их сокращение в конце 2008 — начале 2009 годов во многом связано с массовым внедрением технологии веерного бурения, что позволило сильно уменьшить число установок, сохранив при этом позитивную динамику добычи.

Подобная статистика, опровергающая устоявшееся представление о прямой зависимости объемов добычи и числа действующих скважин, интересна как наглядное подтверждение стремительного развития технологий газодобычи, которое в США действительно носит революционный характер.

Газа больше — цены ниже

Стремительный — почти шестикратный — рост добычи сланцевого газа в США с 2007 года, который не только успешно компенсировал падение всей прочей газодобычи в стране, но и обеспечил ей мировое первенство по этому показателю в последние годы, переполнил собственный внутренний рынок.

Энергетики начали массово переводить свои мощности на природный газ, сокращая потребление угля, перестраиваясь на газ промышленности, возвращаясь в страну газоёмкие производства и росла газоперера-

ботка, однако все же газа оказывалось слишком много.

Рынок страны отреагировал на такое «затоваривание» единственно возможным образом — биржевые цены природного газа за последние шесть лет сократились в 2,5 раза, достигнув своего исторического минимума в апреле 2012 года — \$70 за тыс. кубов. Чуть меньше, но все же очень существенно, сократились цены конечного потребления для промышленности и энергетиков — в 2 раза, а вот для домохозяйств — всего в 1,2 раза.

К слову, рядовые потребители платят сейчас за домашнее использование газа в среднем около \$350, что вполне сопоставимо с некоторыми европейскими странами — не для всех потребителей американский газ одинаково дешев.

На фоне рекордно низких цен на газ, большинство компаний сектора начали массово перемещать свою активность от добычи собственному газу к добыче жидких углеводородов (natural gas liquids, NGL) и нефти, цены на которые оставались на высоком уровне. При этом рост газодобычи поддерживался за счет уже действующих скважин с их все более развитыми технологиями и комплексной добычи углеводородов.

Вот лишь некоторые из озвученных стратегий от крупнейших компаний сланцевого сектора. Ес-

ли в 2008 году капитальные затраты пионера сланцевой газодобычи в США — компании Chesapeake — составляли 87% в пользу газа и

Стремительное развитие технологий газодобычи в США действительно носит революционный характер

только 13% в пользу жидких углеводородов, то в 2013 году это соотношение зеркально обратное — 14% для газа и 86% — для жидких углеводородов, которые в текущем году, составив 26% в добыч-

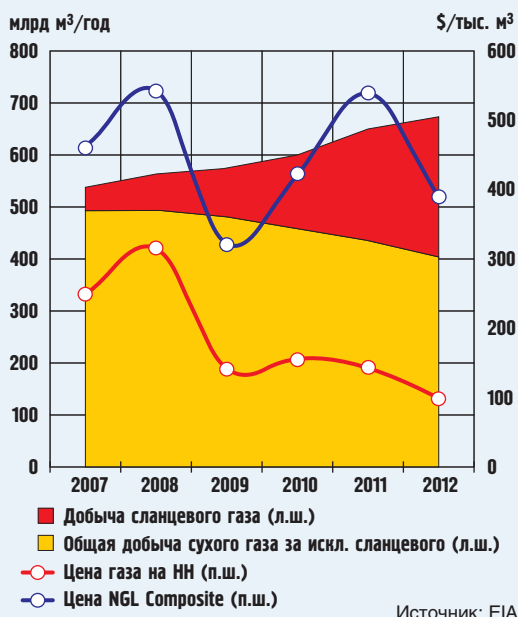
США '2012: вновь добыт небывалый прежде объем сланцевого газа — почти 269 млрд м³, но темпы роста его добычи за последние годы значительно уменьшились

ном портфеле компании, должны обеспечить ей 60% прибыли. В 2013 году Chesapeake впервые

Статистика впечатляет еще больше, когда становится понятно, что все растущие объемы производит все меньшее количество скважин

планирует 7%-ное сокращение газодобычи при росте производства ликвидов на 42%.

Добыча сланцевого и прочего газа в США, цена на газ и NGL в 2007-2012 гг.



Компания Encana, пытаясь сохранить текущий уровень газодобычи в 2013 году, планирует удвоить добычу жидких углеводородов, инвестиции в их разработку сейчас составляют 79% от всех

Реакция рынка страны: биржевые цены газа за последние шесть лет сократились в 2,5 раза с историческим минимумом в апреле 2012 года — \$70 за тыс. кубов

капзатрат. Devon Energy в текущем году вовсе не предполагает вкладываться в бурение на сухой газ, полностью перемещаясь в зоны своих лицензионных участков с запасами нефти и NGL.

Тем не менее, домохозяйства платят сейчас в среднем \$350 — не для всех потребителей американский газ одинаково дешев

Однако массовое смещение интереса компаний к добыче жидких углеводородов потенциально способно привести и к их перепроизводству по аналогии с газом.

Увеличение производства NGL в США с 89 млн тонн н.э. в 2007

году до 120 млн по итогам 2012 года уже сопровождается заметным снижением их стоимости, которая только за минувший год упала на 28%, первые четыре месяца 2013 года продолжают этот нисходящий тренд, средняя цена не поднимается выше \$350 (см. «Добыча сланцевого и прочего газа в США...»).

Спотовые цены на пропан упали в 2012 году на 32% по сравнению с 2011, а на этан — на 48%. Среднесрочная ценовая перспектива для NGL, по оценкам EIA DOE, также не слишком благоприятна. Так, цены на пропан будут сокращаться и вернуться к уровню 2012 года только к концу текущего десятилетия.

Газа больше — прибыли меньше

Экономика сланцевой газодобычи, стартовавшая на фоне высоких рыночных цен с максимумом в \$450 в середине 2008 года, позднее, на этапе своего становления, оказалась под давлением сложной ценовой конъюнктуры: последние четыре года цены не превышали \$150. При этом стоимость разработки нового энергоресурса по-прежнему остается одним из самых неочевидных вопросов.

Выручающая, как правило, в таких случаях отчетность компаний, большинство из которых публичны, на сей раз оказывается почти бесполезна. Данные представлены одной строкой либо для американских и прочих активов, либо для всех углеводородов в целом, либо для газа вообще, что не позволяет выделить из корпоративной отчетности стоимость именно сланцевого газа, добываемого на территории США. Официальные источники по этому поводу и вовсе молчат.

Затраты на добычу сланцевого газа широко варьируются у компаний, работающих на различных полях. Так, капитальные затраты преимущественно определяются стоимостью скважин, которая колеблется от \$2,5 до \$9,2 млн. При этом зачастую капзатраты растянуты на несколько лет, что не всегда позволяет учесть их для каждого года.

Показатель извлечения газа (Estimated Ultimate Recovery, EUR) также на разных скважинах отличается порою в десятки раз. Операционные затраты на добычу — самая переменчивая величина в сланцевой газодобыче — напрямую зависит от производственной специфики компании и условий работы. Еще одна составляющая цены поставки — налоги и роялти — определяется действующим на территории всей страны и в каждом отдельном штате фискальным режимом.

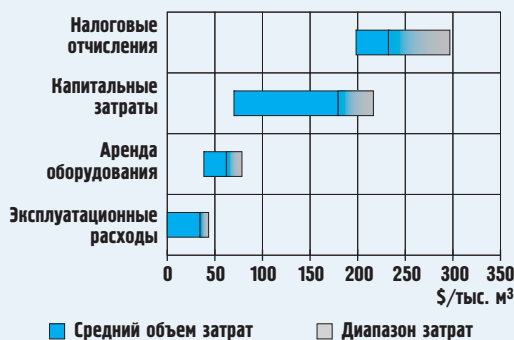
Чтобы хоть как-то формализовать эту крайне пеструю картину, пришлось прибегнуть к некоему кумулятивному анализу, в основе которого кроме корпоративных данных компаний Chesapeake и Southwestern с их высокой долей сланцевых активов в портфеле лежат оценки стоимости добычи сланцевого газа, сделанные в разное время МЭА, Массачусетским технологическим институтом, Wood Mackenzie, BP, Bloomberg.

В итоге полный цикл затрат на добычу сланцевого газа в США, включая эксплуатационные расходы, аренду оборудования, капитальные затраты и все налоговые отчисления, дает средневзвешенный диапазон от \$120 до \$190 за тыс. м³, а максимальная стоимость оказывается выше \$300 (см. «Оценка диапазона полного цикла затрат...»).

Подчеркнем, что эти оценки относятся исключительно к сухому газу, если же продукты добычи включают в себя жирный газ, NGL либо нефть, в силу огромного ценового разрыва, экономика добычи сланцевого газа оказывается более благосклонной для производителя: газ, по сути, становится побочным продуктом с практически нулевой ценой добычи — таковы парадоксы сегодняшнего дня американской газовой отрасли (см. «Цена безубыточности сланцевого газа»).

Еще одной особенностью экономики сланцевой газодобычи являются более короткие инвестиционные циклы проектов, по сравнению с традиционными, которые могут измеряться десятилетиями. Короткий срок жизни сланцевых скважин позволяет

Оценка диапазона полного цикла затрат на добычу сланцевого газа в США



Источник: ИНЭИ РАН

Цена безубыточности* сланцевого газа



оперативнее реагировать на колебания рынка.

Таким образом, применительно к добыче газа из сланцевых пород можно говорить о формировании экономики комплексной добычи углеводородов, отличной от экономики обособленной газодобычи или нефтедобычи. Положительный итог такому производству обеспечивают высокие цены на нефть и NGL, которые, по сути, субсидируют добычу сухого сланцевого газа в США.

Однако, по мере наполнения американского рынка жидкими углеводородами, на что нацелены сейчас компании сектора, цены на эти ресурсы уже пошли вниз, что вполне может нарушить такой хрупкий экономический баланс, основанный на перекрестном субсидировании.

В США эту экономическую специфику дополняют сложные финансовые схемы, к которым прибегают многие компании для повышения своей доходности и снижения рисков в условиях волатильности цен.

Основной финансовый инструмент американских нефтегазовых компаний — хеджирование, позволяющее производителям продавать свой товар по более высокой цене, фиксируя цену продажи части продукции в будущем.

Доходы от хеджирования продукции составляют до 40% всей прибыли компаний сектора. Так, с начала 2006 по конец 2012 года Chesapeake заработала на подобных операциях \$8,8 млрд, что в пересчете на единицу произве-

денной продукции составляет около \$50/тыс. м³.

На 2–4 кварталы 2013 года Chesapeake хеджировала 78% своей продукции по цене \$131 при средней цене Хенри Хаб в этом году на уровне \$133,5. При этом 7% всей добычи в 2013 году хеджированы заранее по цене лишь \$107, что значительно ниже текущих рыночных цен и заведомо принесет компании убытки.

Devon Energy застраховала без малого 18 млрд м³ газа в 2013 году по цене в диапазоне \$125–148/тыс. м³. Еще более удачные сделки заключили компания Epsara, заранее продав 15,5 млрд кубов своей будущей добычи в 2013 году по цене в \$155, и компания Southwestern, хеджировав 8 млрд м³ своей добычи в 2013 году по цене от \$149 до \$177.

С 2007 года лидер сланцевой газодобычи в США — Chesapeake — активно продвигает еще один финансовый инструмент — Volumetric Production Payment (VPP), который может быть применен на скважинах с хорошей степенью разведанности, что дает надежные гарантии будущей добычи.

За последние пять лет Chesapeake реализовала 10 договоров по схеме VPP на общую сумму \$6,4 млрд (что в пересчете на единицу продукции обеспечило компании среднюю цену в \$165/тыс. м³).

Именно эти финансовые схемы, в основе которых лежат продажи еще не добытых объемов газа, во многом и стали экономической ловушкой для компаний

сектора, что крайне важно для понимания текущей парадоксальной ситуации в газовой отрасли

Все затраты на добычу сухого сланцевого газа в США достигают \$120–190 за тыс. м³, а максимальная стоимость оказывается выше \$300

США, когда на фоне явной убыточности продаж общие объемы добычи газа остаются на высоком уровне.

На фоне рекордно низких цен на газ компании начали массово перемещать свою активность от добычи собственно газа к добыче более дорогих жидких УВ

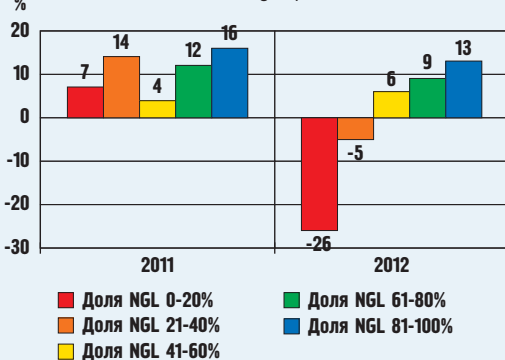
Сложные финансовые построения с участием крупных банков, к которым активно прибегали компании в условиях плохого рынка последних лет, обернулись для

По итогам 2012 года отрицательные показатели рентабельности капитала показали те компании, у которых уровень добычи жидких углеводородов ниже 40%

них жесткими обязательствами по неукоснительной добыче заранее проданных объемов газа. Разрабатывать месторождения вне зависимости от ценовой конъюнктуры толкают компании и условия

Динамика доходности собственного капитала* для нефтегазодобывающих компаний Северной Америки в 2011–2012 годах

Источник: EIA DOE, «Low natural gas prices in 2012 reduced returns for some oil and gas producers», май 2013 года



* Возврат собственного капитала (return on equity, ROE) — один из коэффициентов рентабельности, рассчитывается как отношение чистой прибыли (net profit) к среднему за период размеру собственного капитала (average owners' equity).

лицензионных соглашений, которые могут быть отозваны, если работы вовремя не начаты.

Газ, по сути, становится побочным продуктом добычи жидких УВ с практически нулевой ценой добычи — таковы парадоксы сегодняшнего дня США

Чаще всего, иллюстрируя результаты подобной практики, вспоминают все ту же Chesapeake, которая к концу 2012 года оказалась в патовом финансовом положении. Низкие цены на газ не позволили компании покрыть

Однако с ростом добычи жидких УВ цены на эти ресурсы уже пошли вниз, что вполне может нарушить хрупкий экономический баланс

крупные займы, взятые прежде на развитие бизнеса и масштабные инвестиции. В результате, в 2012 году уже продано активов на \$12 млрд, на 2013-й запланировано расстаться с активами еще на \$4–7 млрд.

Показатель EBITDA сократился с \$4,85 млрд по итогам 2011 года до \$1,9 млрд в 2012 году, чистый доход с \$1,75 млрд обернулся убытком в \$0,59 млрд, а де-

нежные средства от операционной деятельности уменьшились с \$5,9 млрд до \$2,8 млрд, хотя и 2011 год в финансовом отношении для компании тоже был совсем не блестящим. Капзатраты на 2013 год сокращены на 39%.

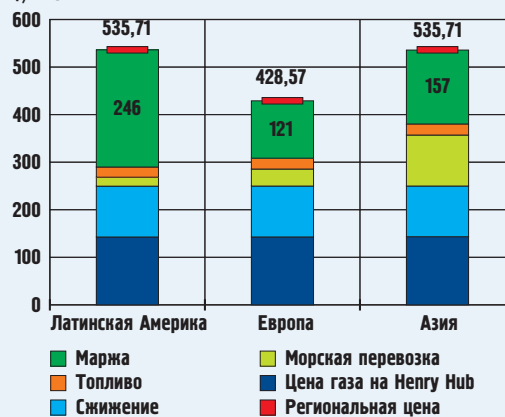
Однако Chesapeake — лишь одна из многих. EIA DOE проанализировало отчетность 60 американских и канадских нефтегазовых компаний. Были отобраны те из них, чья деятельность не менее чем на 80% сосредоточена в Северной Америке и чья добыча превышает 10000 баррелей н.э. в день; эти компании обеспечивают более половины добычи всех углеводородов на континенте.

По итогам 2012 года отрицательные показатели рентабельности капитала показали те из них, у кого уровень добычи жидких углеводородов ниже 40%, в то время как компании с высоким уровнем добычи NGL и нефти вполне сохранили свои позиции (см. «Динамика доходности...»).

Единственным разумным выходом в подобной ситуации для компаний сектора явилось бы сокращение добычи газа с неизбежной последующей корректировкой его цены в сторону увеличения, поскольку минимальным порогом, при котором сланцевый газ выйдет из «красной зоны», по нашим оценкам, является

Доходность будущих поставок СПГ с терминала Sabine Pass

\$/тыс. м³



Источник: Cheniere Energy Corporate Presentation, июнь 2013

уровень цен в \$150, обеспечивающий покрытие затрат и разумную прибыль для компаний отрасли.

Такая корректировка цен уже началась с конца 2012 года, к апрелю 2013 года цены на газ удвоились по сравнению с апрелем 2012 года. Но за последнее время компании газовой отрасли США накопили изрядный негативный багаж долгов, обязательств, финансовых и репутационных потерь, что неизбежно приведет ее к определенным структурным изменениям, вопрос только в их масштабах.

Газа больше — значит, экспорт?

В условиях переполнения рынка американские компании разрабатывают масштабную программу экспорта СПГ. Национальный обзор Annual Energy Outlook (AEO2013) предполагает к 2025 году чистый экспорт природного газа в объеме 44,24 млрд м³, с последующим увеличением к 2035 году до 71,4 млрд м³, что значительно выше оценок AEO2012.

Более десяти компаний подали документы в регулятор FERC для получения экспортных лицензий на общий объем около 300 млрд м³ (с учетом и канадских проектов). Регулирующие органы не спешат с выдачей таких разрешений, изучая возможный эффект от этого

решения на внутренний рынок страны.

По состоянию на конец 2012 года лишь один терминал Sabine Pass получил все необходимые разрешения на экспорт. Общая мощность СПГ-завода, первые две очереди которого заработают уже в 2016 году, составит 23 млрд м³ в год. Активно обсуждаются и даже уже предварительные контракты пятая и шестая очереди Sabine Pass.

В мае 2013 года такое же решение было выдано оператору еще одного СПГ-проекта Freeport.

По подсчетам Cheniere Energy, самую низкую прибыль от реализации своего СПГ по ценам региональных рынков за минусом транспортных и производственных расходов компания может получить при поставках в Европу (около \$120/тыс. м³), при поставках в АТР — \$157, а самая высокая доходность прогнозируется в странах Латинской Америки — \$246 (см. «Доходность будущих поставок...»).

Заметим, что вся прибыль от будущего экспорта в среднем на \$35 оказалась ниже расчетов компании от сентября 2012 года, преимущественно за счет повышения цен на Хенри Хаб. Подобные оценки говорят о приоритетах будущих поставок СПГ из Северной Америки, где европейское направление оказывается наименее доходным.

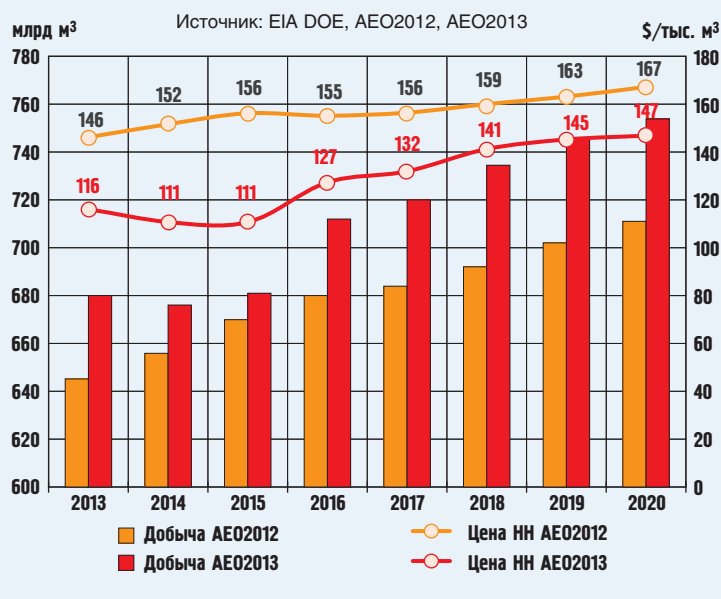
Все поставки с Sabine Pass уже законтрактованы на 20 лет: с BG Group на 8 млрд м³, с Natural Gas Fenosa, Kogas и индийской GAIL — по 5 млрд м³ каждой.

Понятно, что не все заявленные 20 новых СПГ-производств будут реализованы. Слишком активно газовым компаниям противостоит промышленное, энергетическое, потребительское и экологическое лобби, стремящееся сохранить новый энергоресурс для собственных нужд. Судьбоносное решение по американскому экспорту СПГ ждут до конца текущего года.

Еще больше?

Самые последние оценки перспективной добычи газа в США представлены в годовом обзоре

Прогноз добычи природного газа и цен на Henry Hub до 2020 года



EIA DOE, опубликованном в мае 2013 года (Annual Energy Outlook, AEO 2013), согласно которому к 2035 году доля сланцевого газа в общей газодобыче составит около 50%, или 434 млрд м³.

Любопытно сравнить две последние редакции национальных прогнозов EIA DOE по добыче и ценам на природный газ (для большей конкретности рассмотрим период только до 2020 года, как более релевантный, см. «Прогноз добычи природного газа...»).

Оценки 2013 года оказываются существенно выше по объемам добычи газа и ниже по его стоимости, нежели сделанные всего годом ранее. Но при этом AEO2013 показывает некоторый провал по добыче в 2013 году и по ценам — в 2013–2014 годах.

Впервые показанное в текущем году незначительное снижение добычи газа в США, чего не было ни в одном предыдущем прогнозе EIA DOE, вполне ожидаемо на фоне столь неблагоприятной ценовой конъюнктуры для газодобывающих компаний. Хотя последний ценовой прогноз на уровне \$111/тыс. м³ на 2013–2014 годы уже сейчас представляется мало реалистичным: средняя цена за первые пять месяцев 2013 года уже превысила \$130, а фьючерсные контракты торгуются еще выше.

Низкие цены природного газа, прогнозируемые на 2013–2014 годы, оставляют изрядные сомнения по поводу дальнейшего прироста добычи газа, поскольку они по-прежнему ниже затрат компаний. Потенциал субсидирования

Хеджирование оказалось экономической ловушкой с жесткими обязательствами по неукоснительной добыче заранее проданных объемов газа

со стороны жидких углеводородов, по мере их удешевления, сократится.

Таким образом, есть вероятность и дальнейшего сокращения и темпов роста, и самой до-

Низкие цены газа, прогнозируемые в США на 2013–2014 годы, оставляют изрядные сомнения в дальнейшем приросте добычи; но шоу продолжается...

бычи газа в США, намек на которые наблюдается в последней редакции национального прогноза. Понятно, что правительственное агентство старается не особенно развивать эту слишком чувствительную для Америки тему.