

«Сланцевая революция» в США: внутренние и глобальные изменения на энергетических рынках

Мельникова Светлана Игоревна¹, Сорокин Сергей Николаевич²

Статья прослеживает проявление одной из базовых экономических теорий – теории ограниченности ресурсов на одном из самых последних и резонансных явлений – развитии добычи газа из сланцевых пород на фоне дефицита энергоресурсов в Соединенных Штатах в конце XX века. Технологический прорыв в этой сфере, который по праву можно назвать революционным, существенно расширил предложение на энергорынке США, что повлекло за собою не только кардинальные сдвиги в структуре первичного и конечного энергопотребления, но и дало новые конкурентные преимущества всей экономике этой страны. При сохранении текущих тенденций по развитию добычи нетрадиционных нефти и газа, амбиции Соединенных Штатов по организации экспорта углеводородов могут оказать заметное влияние на сложившиеся потоки международной торговли, межтопливную конкуренцию и мировые рынки в целом. Авторы рассматривают также один из самых неочевидных вопросов в современной практике сланцевой газодобычи – экономику и экономические инструменты, активно применяемые компаниями сектора для снижения своих рисков, что позволяет говорить о формировании нового типа экономики добычи углеводородов.

Ключевые слова: сланцевый газ, хеджирование, перенасыщение рынка, перекрестное субсидирование, экспорт североамериканского СПГ

Key words: shale gas, hedging, market oversupply, cross subsidies, North American LNG exports

Введение

Историю зарождения и развития добычи газа из сланцевых пород в США можно трактовать в качестве хрестоматийного подтверждения одной из базовых экономических теорий – теории ограниченности ресурсов (в данном случае – природных ресурсов). Ставшие к концу XX столетия энергодефицитными Соединенные Штаты с неизбежным в этом случае ростом зависимости от импортных поставок и высокой стоимостью энергоресурсов, что оказывало сдерживающее влияние на экономику страны, сумели совершить настоящий технологический прорыв. Усовершенствованная и постоянно развиваемая технология гидроразрыв пласта в сочетании с горизонтальным бурением позволили начать добычу прежде экономически нецелесообразного природного газа, содержащегося в сланцевых породах.

Уже сейчас очевидно, что перед нами достаточно масштабное явление, далеко выходящее за отраслевые рамки, которое становится значимым фактором не только в экономике, но и в политике. Крайняя молодость этого явления и ограниченность первичного материала не позволяют говорить о серьезной его изученности, однако вписать

¹ Центр изучения мировых энергетических рынков Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), научный сотрудник

² Лаборатория научных основ развития и регулирования систем газо- и нефтеснабжения Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), научный сотрудник

его в контекст развития теории ограниченности ресурсов представляется вполне обоснованным. Тем интереснее отследить влияние предложения нового энергоресурса на появление новых благ и возможностей.

Активная добыча газа из сланцевых пород в США в последние пять лет уже во многом изменили внутренний рынок этой страны, что в свою очередь, привело к значительной переориентации мировых потоков энергоресурсов. Сланцевый газ уже называют основным драйвером, способным превратить США в индустриальную державу с низкими производственными издержками.

При очевидном революционном прорыве в технологиях добычи сланцевого газа, ее экономика остается достаточно непрозрачной. Анализ показывает, что текущий уровень цен поставил добывающие компании в сложные условия, зачастую не позволяющие в планируемые сроки окупать вложенные инвестиции и возвращать взятые прежде займы. В ближайшие годы представляется вероятной коррекция американского газового рынка в сторону повышения цен на 40-50%. Анализируя добычу сланцевого газа в США, можно говорить о формировании экономики нового типа, отличной от экономики добычи только газа или нефти, в основе которой лежит комплексная добыча углеводородов: природного газа, жидких фракций и нефти.

Еще один аспект анализа – оценка перспектив возможного экспорта СПГ из Северной Америки, что стало одной из наиболее обсуждаемых тем в последнее время.

Прочие регионы мира находятся лишь на начальном этапе геолого-разведочных работ, результаты которых пока явно недостаточны для оценки потенциала сланцевой газодобычи в каждом конкретном регионе.

Развитие сланцевой газодобычи в США

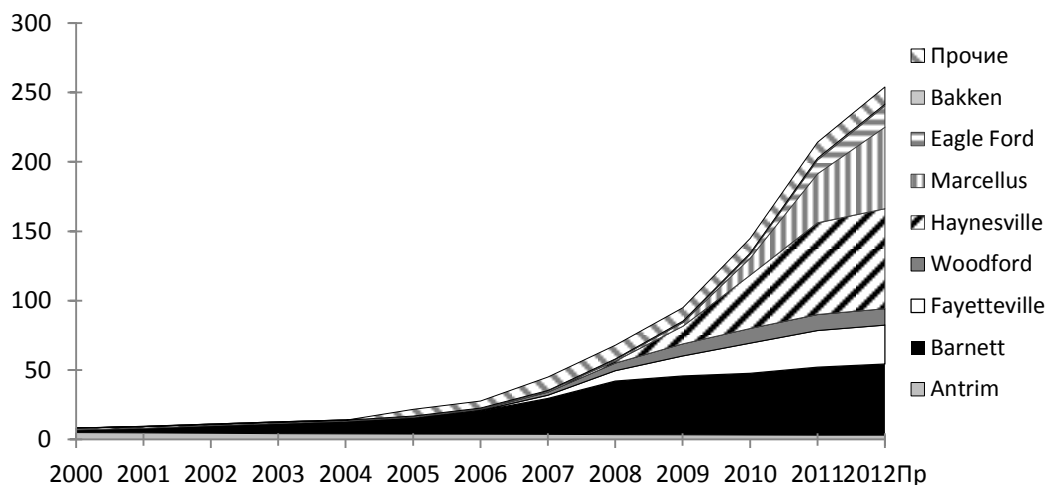
США стала первой страной в мире, сумевшей преодолеть еще одно ресурсное ограничение – извлечь недоступный прежде газ из сланцевых пород, что резко расширило предложение в этой энергодефицитной до последнего момента стране. Согласно различным экспертным оценкам ресурсы нетрадиционного газа (в т.ч. и сланцевого), при их слабой изученности, значительно превосходят ресурсы традиционного газа. (Рисунок 1) [1]

Рисунок 1 – Оценка потенциальных ресурсов традиционных и нетрадиционных углеводородов



Сегодня добыча газа из сланцевых пород охватила значительную часть территории Северной Америки. Общая добыча газа из сланцевых пород в США по итогам 2011 г. [10] составила 214,1 млрд. куб. м - по сравнению со 145 млрд. куб. м в 2010 г. [15], прирост составил 47,6%. По предварительным оценкам DOE, в 2012 г. прирост сланцевой газодобычи составит 18,6%. Традиционно лидировавший плей³ Barnett (48,9 млрд. куб. м в 2011 г.) уже несколько лет показывает стабильные результаты. В 2011 г. наибольшую прибавку обеспечили два других плей - Haynesville (65 млрд. куб. м) и Marcellus (35,4 млрд. куб. м) – см. Рисунок 2 [10].

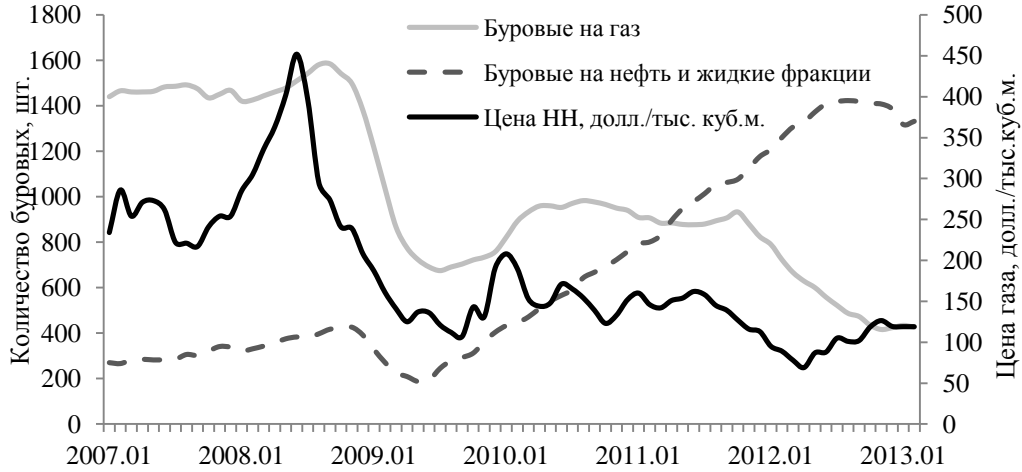
Рисунок 2 – Добыча сланцевого газа на основных плейх США, млрд. куб. м



Под влиянием интенсивного развития технологий добычи (повышения газоотдачи с одной скважины) и низких цен на газ отмечается устойчивое сокращение количества используемых буровых установок на газ при увеличении действующих установок на нефть (Рисунок 3) [24]. По данным на начало 2013 года, количество работающих буровых для добычи газа находится на самом низком уровне за последние 13 лет. Наблюдаемое на графике значительное сокращение числа действующих буровых на газ в конце 2008 - начале 2009 гг. во многом связано с массовым внедрением технологии веерного бурения, что позволило сократить число скважин, сохранив при этом позитивную динамику добычи.

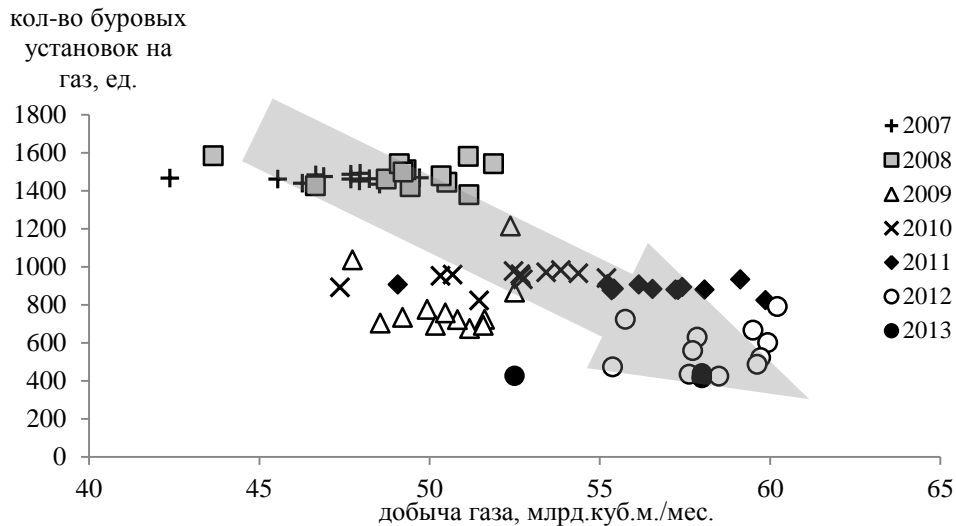
³ Плей (play) - совокупность однотипных месторождений открытых или предполагаемых, поиски и разведка которых ведутся по одной методике и одинаковым комплексом технических средств, сосредоточенных в одном нефтегазоносном комплексе в пределах одной тектонической зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов.

Рисунок 3 – Динамика действующих буровых установок на добычу нефти и газа, цена газа на Хенри Хаб, долл./ тыс. куб. м



Технология бурения с несколькими горизонтальными стволами и кустовое бурение, на фоне применения прочих методов интенсификации притока газа в скважине, разорвали традиционную зависимость между числом действующих буровых (скважин) и объемами добычи (Рисунок 4) [24]; причем наблюдается очевидный технологический прорыв на пике экономического кризиса. В то же время увеличение использования буровых на разведку и добычу нефти почти в семь раз с 2009 г. не дало сопоставимого роста ее добычи. Эта статистика скорее интересна как наглядное подтверждение стремительного развития технологий газодобычи, а также для анализа текущих приоритетов компаний.

Рисунок 4– Соотношение количества действующих буровых на газ и объемов его добычи



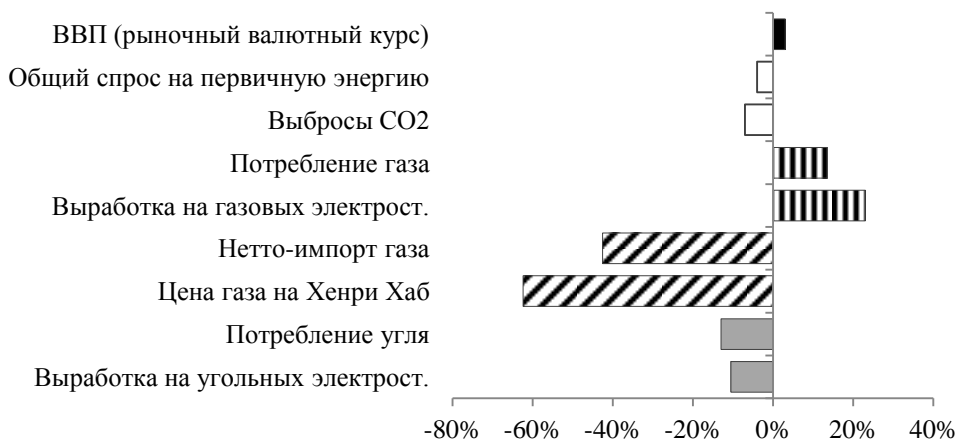
В 2012 году по мере развития сланцевой добычи стало очевидным перепроизводство газа в США, что привело к резким структурным сдвигам на рынке, а именно:

- рекордно низкий уровень цен на газ (Рисунок 3),
- снижение цен на электроэнергию,
- замещение угольной генерации на газовую,
- заполнение подземных хранилищ,
- сокращение импорта и увеличение экспорта газа,
- масштабные планы по развитию экспорта СПГ.

Ниже мы подробно остановимся на этих тенденциях, от которых, безусловно, выиграли потребители и вся экономика США в целом, но некоторые газодобывающие компании, напротив, оказались в очень тяжелом положении.

За период 2006-2011 гг. несмотря на рост ВВП, общий спрос на первичную энергию в США снизился. В то же время потребление газа значительно возросло, в отличие от потребления угля (Рисунок 5) [16]. Таким образом, сейчас нужды экономики США во многом решаются именно за счет переизбытка газа.

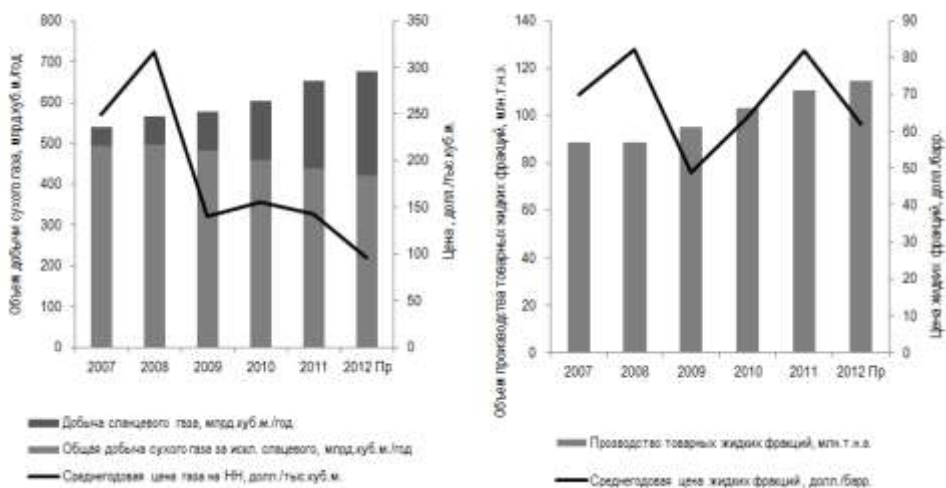
Рисунок 5- Процентное изменение ВВП и некоторых энергетических показателей в США за 2006-2011 гг.



На фоне рекордно низких спотовых цен на газ, некоторые компании сектора заявили о переориентации своих стратегий от добычи газа к добыче нефти и жидких фракций, путем резкого сокращения инвестиций и действующих буровых на газ в пользу добычи нефти и NGL⁴. Однако массовое смещение интереса компаний к добыче жидких углеводородов потенциально способно привести и к их перепроизводству. Увеличение добычи NGL в США уже сопровождается некоторым снижением их стоимости, см. Рисунок 6 [24].

⁴ NGL (natural gas liquids) - компоненты природного газа, которые являются жидкими при извлечении из пласта или на ГПЗ, включают в себя пропан, бутан, изобутан, пентан + выше; углеводороды, широко применяемые в нефтехимии, промышленности, на транспорте, в домохозяйствах.

Рисунок 6– Динамика добычи и цен на углеводороды в США в 2007-2012 гг.

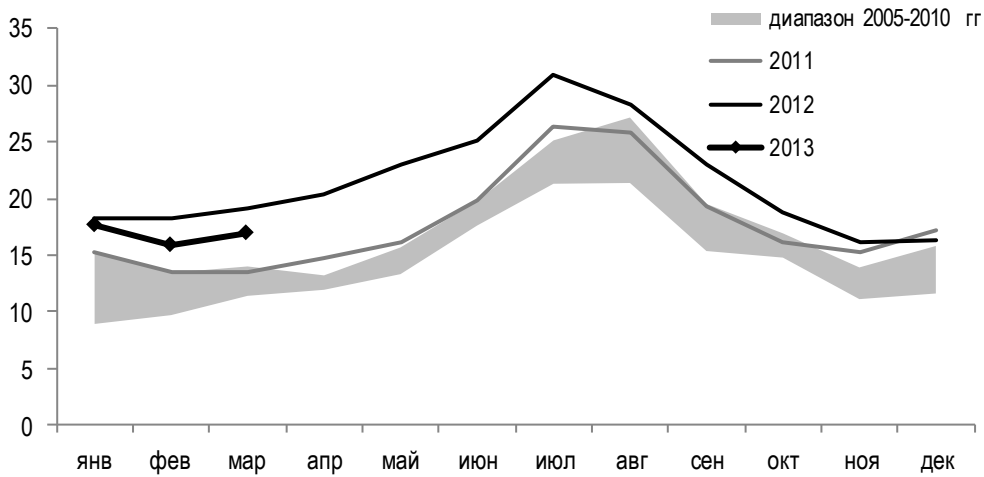


Обзор Департамента энергетики США [12] уже предполагает приостановку роста добычи газа в США, который наблюдался с 2006 г. – добыча сухого газа на 2013 г. год прогнозируется на уровне 685 млрд. куб. м, что сопоставимо с 2012 г., с незначительным падением в 2014 году – до 682 млрд.куб.м. Главная причина такой коррекции – низкие цены на газ. Преодоление порога цены в 125 долл./ тыс. куб. м, которое уже произошло в начале 2013 г., по мнению экспертов МЭА, означает выход из опасной зоны, однако этого все же недостаточно, чтобы компании-операторы почувствовали себя комфортно.

Наблюдаемое с 2004 г. устойчивое и существенное увеличение добычи природного газа в США, прежде всего за счет сланцевого газа, снизившее цены газа на внутреннем рынке до рекордно низкого уровня в последние годы, во многом повлияло на экономическую ситуацию в стране в целом.

По итогам 2012 г. общее потребление газа в США выросло на 3,8%, прежде всего за счет генерации, где рост составил 18,9%, поскольку энергетики активно переключаются на использование дешевого газа (Рисунок 7) [24; 26]. В апреле 2012 г. впервые за обозримый период в США сравнялись уровни выработки газовой и угольной генерации. Благодаря замене старой угольной генерации на газовую, в августе 2012 г. МЭА заявило об историческом минимуме, который был достигнут в этой стране за двадцатилетний период по уровню выбросов парниковых газов в атмосферу. На этом фоне угольная промышленность страны начинает испытывать серьезные трудности со сбытом на внутреннем рынке. Высвобожденные объемы угля были перенаправлены преимущественно на европейский рынок.

Рисунок 7 – Динамика потребления газа в энергогенерации в США, млрд. куб. м



Замена угля на дешевый газ в энергогенерации существенно повлияли на уменьшение стоимости электроэнергии. Так, в штатах Пенсильвания и Техас, где идет активная добыча газа из сланцевых пород, биржевые котировки электроэнергии с начала 2007 года имеют устойчивый тренд на снижение, сократившись за этот период в два и более раза, (рисунки 8 и 9) [24].

Рисунок 8 – Динамика средневзвешенных суточных оптовых цен (на сутки вперед) на электроэнергию на хабе PJM West (штат Пенсильвания)

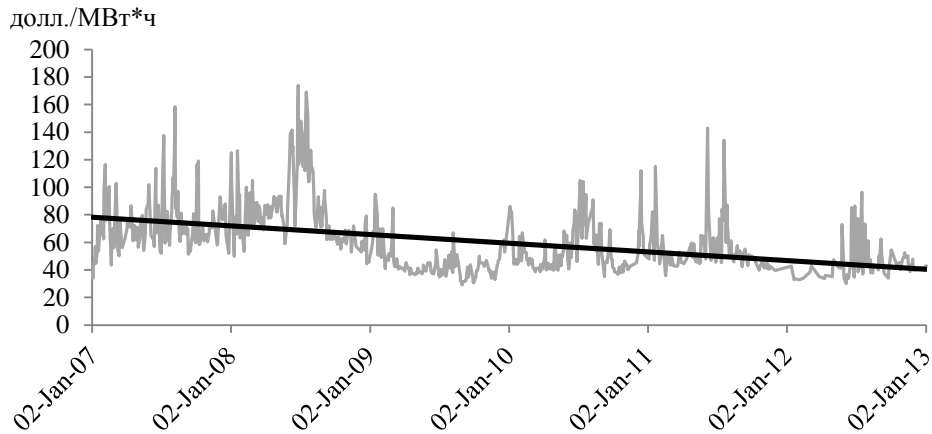
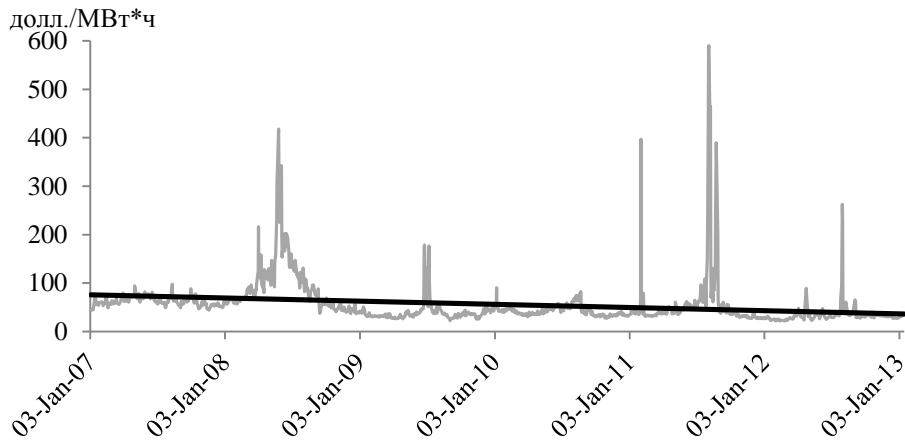
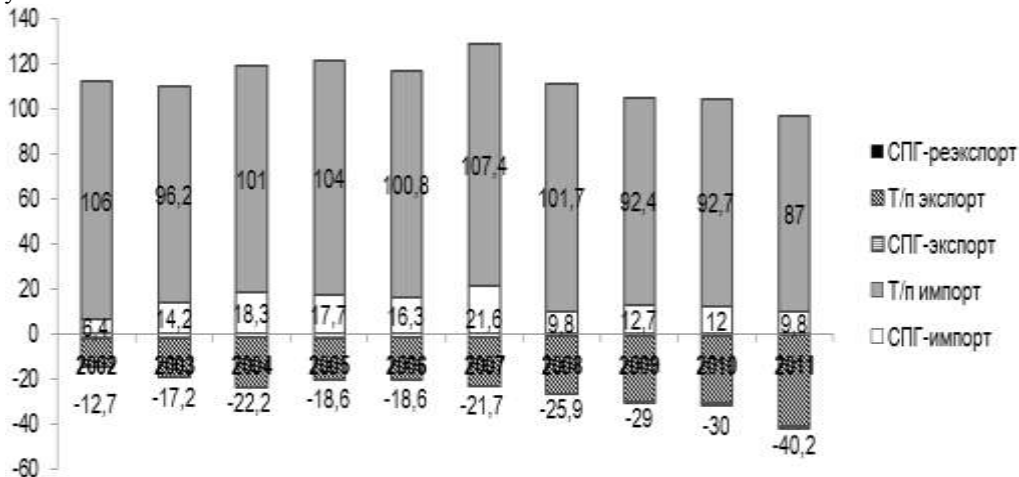


Рисунок 9 – Динамика средневзвешенных суточных оптовых цен (на сутки вперед) на электроэнергию на хабе ERCOT Houston (штат Техас)



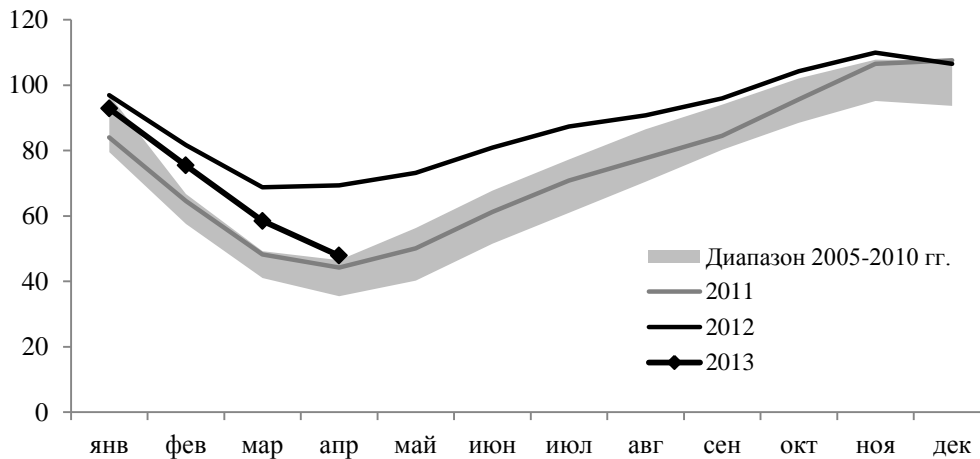
С развитием сланцевой газодобычи начинает существенно меняться экспортно-импортный газовый баланс США, с постепенным сокращением трубопроводного и СПГ-импорта и ростом экспорта газа. Общий объем нетто-импорта газа в США за 2011 г. составил около 54,5 млрд. куб. м, что на 25% ниже уровня 2010 г. Это наименьший показатель с 1992 г. В 2012 году импорт СПГ сократился еще на 53%. Трубопроводный импорт газа в США из Канады в 2011 г. сократился примерно на 5% до 87 млрд. куб. м, в то время как импорт из Мексики упал на 91% до совсем незначительных объемов - 0,084 млрд. куб. м. Объем экспорта газа из США в Канаду и Мексику вырос на 33% в 2011 г. по сравнению с 2010 г. и составил 40,2 млрд. куб. м. (Рисунок 10) [24].

Рисунок 10 - Динамика экспорта и импорта природного газа в США в 2002-2011 гг, млрд. куб. м



На фоне растущей добычи газа в США при практически неизменном спросе, подземные хранилища газа на всей территории страны оказались в 2012 г. заполнены значительно выше среднего уровня за последние пять лет (Рисунок 11) [24; 26], что наглядно свидетельствует о затоваривании внутреннего рынка. Рабочий объем заполнения ПХГ в ноябре 2012 г. составил 95%, что является максимумом за последние годы. Вероятно какая-то часть газа отправлена в хранилища не только для удовлетворения пиков зимнего спроса, но и в расчете на улучшение ценовой конъюнктуры.

Рисунок 11 - Рабочий объем газа в ПХГ в США, 2007-2013 гг., млрд. куб. м



Разработка залежей сланцевого газа в США позитивно отражается на местной газоперерабатывающей отрасли. Мощности ГПЗ в США по итогам 2011 г. составили 800 млрд. куб. м, увеличившись более чем на 25 млрд. куб. м, или на 3,4% (в 2010 г. прирост был лишь 1,5%). Как правило, это небольшие заводы (до 5 млрд. куб. м/год), приближенные к коллекторам при газосланцевых пляжах. Фактический объем переработки в 2011 г. составил 475 млрд. куб. м.[22] По данным на конец первого квартала 2012 г., суммарная производительность ГПЗ, строительство которых будет закончено или начато до середины 2014 г., составит еще более 100 млрд. куб. м. в год.

За счет «сланцевой революции» американская промышленность, особенно газоёмкая химическая, получила ощутимые преимущества перед конкурентами. Многие американские компании возвращают свои производства из третьих стран. Dow Chemical и Chevron Phillips Chemical собираются строить свои химические комбинаты в Техасе, Луизиане и других штатах. Более того, некоторые европейские химические компании задумались о переводе своих производств на североамериканский континент в расчете на дешевое топливо.

Вынашиваются масштабные планы и проводятся эксперименты по замене нефти газом на транспорте (в том числе и на грузовом). Многие эксперты склонны считать сланцевый газ драйвером пост-кризисного восстановления всей американской экономики.

Доходы от добычи сланцевого газа становятся все более заметной частью федерального бюджета. Так, общие доходы правительства от этого вида деятельности (федеральные, внутриштатные, местные налоги и федеральные роялти) по оценке IHS CERA [17] в 2011 составили 18,6 млрд. долларов, а в 2012 г. ожидаются 19,8 млрд.

долларов. Постоянно растет и количество рабочих мест в отрасли, где число специалистов в 2012 г. уже превышает 100 000 человек, на которых приходится еще 400 000 человек обслуживающего персонала. Ожидается, что вскоре общее число занятых в секторе превысит 1 000 000 человек.

При всех неопределенностях и огромном разбросе текущих и перспективных оценок, сланцевый газ уже изменил не только внутренний рынок США, но и роль этой страны в мировой энергетике, оказав глубокое влияние на перспективы использования ископаемых топлив, возобновляемую энергетiku, финансирование энергетических проектов, торговый баланс, энергобезопасность страны. Природный газ в этой стране безоговорочно выигрывает топливную конкуренцию у других ресурсов. Возрождение нефте- и газодобычи США, обусловленное новыми технологиями, стимулирует экономическую активность в стране, снижение цен на газ и электроэнергию дает американской промышленности существенные конкурентные преимущества.

Экономика сланцевой газодобычи в США

Экономика сланцевой газодобычи, начавшая свое развитие на фоне очень высоких рыночных цен с пиком в середине 2008 года, позднее, на этапе своего становления, оказалась под давлением сложной ценовой конъюнктуры. Цены поставки газа из сланцевых пород по-прежнему остаются одним из самых неочевидных вопросов, которому еще предстоит стать объектом глубокого экономического анализа.

Затраты на добычу сланцевого газа широко варьируются у компаний, работающих на различных полях, оказываясь в зависимости от целого ряда факторов. Так, капитальные затраты в основном зависят от стоимости скважин. Средняя стоимость скважины на поле Barnett составляет от 2,5 до 6,5 млн. долларов, для полей Fayetteville – 2,8 млн., для поля Marcellus – 5 млн., дороже всего обходится сооружение скважин на поле Haynesville – 9,2 млн. Капитальные затраты на сооружение скважин на сланцевый газ, несмотря на развитие технологий, в последние два-три года несколько возросли из-за удорожания материалов, роста заработной платы и ужесточения экологического контроля, а также повышения технологических показателей самих скважин.

Удельные капитальные затраты в высокой степени зависят от объема газа, извлекаемого из скважины. Лучшие сланцевые скважины в США имеют показатель извлечения (Estimated Ultimate Recovery, EUR) от 150 до 300 млн. куб. м, но чаще показатель EUR в 10-100 раз ниже. Средний показатель EUR для одной скважины на поле Fayetteville за весь срок ее эксплуатации составляет 85 млн. куб. м, на Marcellus – 153 млн. куб. м, на Haynesville – 190 млн. куб. м. Извлечение газа из скважины увеличивается с накоплением производственного опыта и развитием технологий. Также этот показатель напрямую зависит от длины горизонтального участка ствола скважины, которую во многих штатах ограничивают регуляторы.

Операционные затраты на добычу – наиболее переменчивая величина в сланцевой газодобыче, напрямую зависящая от производственной специфики компании и условий добычи.

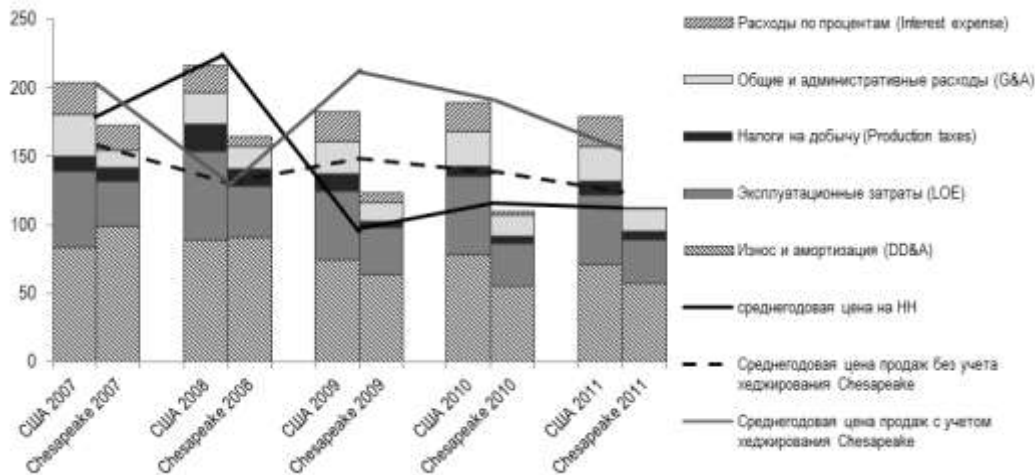
Отличительной особенностью газоносных сланцев в США является не только их относительно неглубокое залегание, но и достаточно равномерное распределение по территории страны, что максимально приближает произведенную здесь продукцию к потенциальному потребителю и к доступу в магистральную сеть. Это обстоятельство во многом определило успех «сланцевой революции», сведя расходы на транспортировку газа

к минимуму. Затраты на транспортировку одинаковы для всех видов газа, в США расстояния поставок в среднем не превышают 200 км, что в итоге оказывается одним из ключевых условий жизнеспособности отрасли при низких ценах.

Еще одна составляющая цены поставки – налоги и роялти – определяется действующим на территории всей страны и в каждом отдельном штате фискальным режимом.

Для анализа экономической специфики сланцевой газодобычи рассмотрим отчетность компании Chesapeake, которую считаем хрестоматийной для подобных оценок⁵ (Рисунок 12), в сравнении с соответствующими показателями по США в целом [2; 3; 24]. Под стоимостью газа на устье скважины в США понимают затраты на его добычу (извлечение), которые включают износ и амортизацию оборудования, налоги на добычу, административные и эксплуатационные расходы, а также расходы по процентам, т.е. стоимость заемного капитала (представляемая компанией отчетность по стандарту GAAP учитывает затраты на сбор, подготовку и компримирование газа в отдельной категории).

Рисунок 12– Структура стоимости газа на устье скважины в США в целом и сланцевого газа компании Chesapeake относительно цены НН в 2007-2011 гг., долл./тыс. куб. м



В приведенной сравнительной структуре не отражены капитальные затраты, эффект от которых может быть растянут на длительный период, поэтому их трудно учесть в определенный год. Нет здесь также и отчислений по роялти, рассчитываемых для каждого проекта и компании индивидуально. В силу сказанного приведенный анализ характеризует

⁵ Именно эта компания, занимая второе место по объемам добычи газа в США, наиболее репрезентативна для оценки экономики добычи газа из сланцевых пород, поскольку этот ресурс доминирует в портфеле добычи Chesapeake, составив 84% в 2011 г. Компания работает исключительно в пределах США, в то время как все прочие либо имеют добычные дивизионы за рубежом, либо занимаются добычей всего спектра углеводородов, что не позволяет выделить сегмент добычи сланцевого газа в их отчетности.

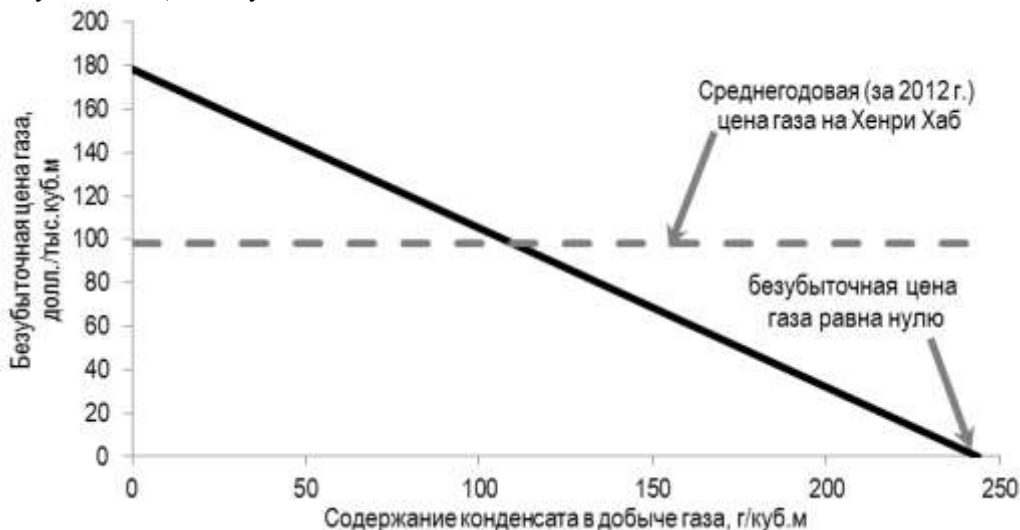
преимущественно операционные затраты на добычу газа в США вообще и на сланцевую добычу на примере компании Chesapeake.

Таким образом, стоимость сланцевого газа компании Chesapeake на устье скважины в течение всего рассматриваемого периода оказывались в среднем на 45% ниже соответствующего показателя по США в целом. Доходность при добыче и реализации сланцевого газа значительно увеличивается за счет широкого применения компаниями финансовых инструментов, которые будут подробно представлены ниже.

По оценке компании Epsana, цена газа не должна опускаться ниже 140 долл./ тыс. куб. м, чтобы обеспечить производителям достаточную прибыль и будущий рост добычи. МЭА в своем обзоре [14] считает, что при ценах ниже 106 долл./тыс. куб. м, роста добычи не будет, он станет возможным лишь с прогнозируемым ростом цен на Хенри Хаб до 140 долл./ тыс. куб. м к 2014 г.

Подчеркнем, что эти оценки относятся исключительно к сухому газу, там же где продукты добычи включают в себя жирный газ, NGL либо нефть, в силу небывало высокого отрыва цен на NGL и нефть от цены сухого газа, экономика добычи сланцевого газа оказывается более благоприятной для производителя – газ, по сути, становится побочным продуктом с практически нулевой ценой добычи. Таков феномен текущего развития газовой отрасли США, см. Рисунок 13 [19; 24].

Рисунок 13 – Цена безубыточности* сланцевого газа



*при ценах на нефть 80 долл/барр

Еще одной существенной особенностью экономики сланцевой газодобычи являются очень короткие инвестиционные циклы проектов. Для крупных мировых газовых проектов инвестиционные циклы могут измеряться десятилетиями, в течение которых необходимо поддерживать экономическую эффективность. Короткий срок разработки и действия сланцевых скважин позволяет более оперативно реагировать на рыночную ситуацию и корректировать инвестиционную политику. С увеличением доли сланцевой газодобычи,

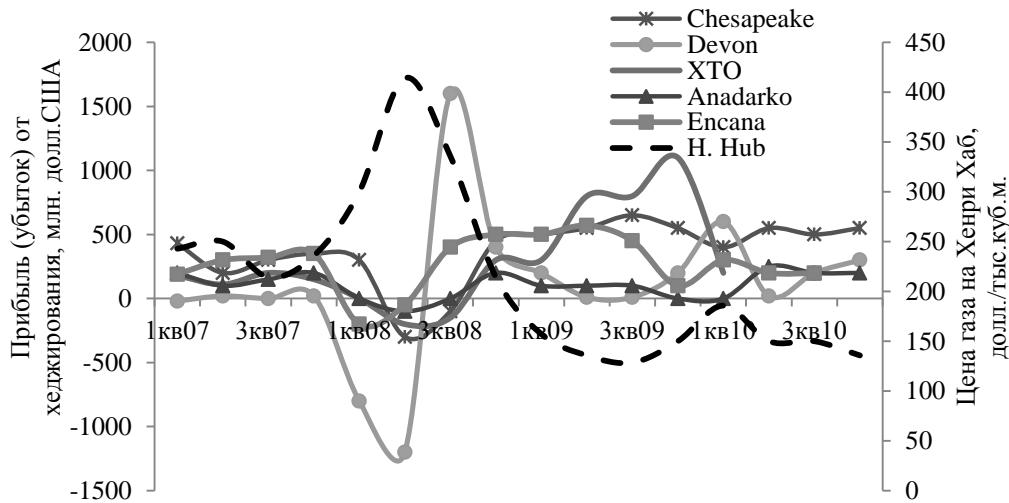
газовая отрасль становится более гибкой и в принципе должна быстрее балансировать рынок.

Таким образом, можно говорить о формировании экономики комплексной добычи углеводородов, отличной от экономики обособленной газодобычи или нефтедобычи, что существенно обогащает арсенал прикладных экономических исследований. В настоящее время положительный итог такой комплексной добычи обеспечивают высокие цены на нефть и NGL, которые, по сути, субсидируют добычу газа. По мере наполнения американского рынка жидкими углеводородами, на что нацелены компании сектора, цены на эти ресурсы могут пойти вниз. Какова жизнеспособность этой экономической системы при ином балансе цен, пока неочевидно. 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.

Основным финансовым инструментом, активно используемым американскими нефтегазовыми компаниями, является хеджирование, что позволяет производителям продавать свой товар по более высокой цене, фиксируя цену продажи части продукции в будущем. По данным на середину 2012 г., в целом по США компании «сланцевого» сектора хеджировали до 70% своей продукции.

На Рисунок представлены прибыль/убыток от хеджирования крупнейшими независимыми компаниями по добыче сланцевого газа в США в сравнении со спотовой ценой на Хенри Хаб [2, 5, 7, 13, 14, 18]. Неудивительно, что потери от хеджирования наблюдаются в 2008 г. на пике цен на природный газ, когда компании заранее продали часть своей будущей продукции по более низкой цене, а прибыль, напротив, была получена с момента коллапса цен на Хенри Хаб с начала 2009 г., когда производителям удалось загодя хеджировать свою продукцию по более высоким ценам.

Рисунок 14 – Прибыль/убыток от хеджирования крупнейшими независимыми компаниями по добыче сланцевого газа в сравнении со спотовой ценой на Хенри Хаб



Доходы от хеджирования продукции составляют от 14 до 40% от всей прибыли компаний сектора. Так, с 01.01.2006 Chesapeake заработал на подобных операциях 8,8 млрд.

долларов, что в пересчете на единицу произведенной продукции составляет около 50 долл./тыс. куб. м [6]. До конца 2012 г. Chesapeake хеджировала 64% своей продукции по средней цене 107 долл./ тыс. куб. м. Devon Energy застраховала 65% своей продукции в 2012 году по цене 133 долл./ тыс. куб. м. По состоянию на январь 2013 года Chesapeake не заключил ни одной подобной сделки, Devon хеджировал на 2013 год около 10 млрд. газа по средней цене 137 долл./тыс.куб.м., Encana – около 12 млрд.куб.м. по средней цене в 160 долл./тыс.куб.м.

С 2007 г. лидер сланцевой газодобычи в США компания Chesapeake активно продвигает еще один финансовый инструмент – Volumetric Production Payment (VPP) [6]. Договор позволяет выделить прямое доленое участие продавца в специфический лизинг и дает право покупателю получать определенные объемы газа (или нефти) в рамках данного договора лизинга. Методика VPP применяется в нефтегазовом бизнесе уже более 50 лет, позволяя продавцу продать часть будущей добычи со скважины с высокой степенью разведанности.

Продавец сохраняет права на бурение и эксплуатацию геологических зон выше и ниже реализованной зоны, а также на остаточные объемы по окончании срока договора (Рисунок 15). Совершая операции VPP, продавец увеличивает свой денежный поток от добывающих активов по привлекательной ставке дисконтирования и делит часть производственных рисков с покупателем. Покупатель в свою очередь имеет право на определенные объемы (доходы) при низкой степени риска последующей добычи и не несет ответственности за эксплуатационные и капитальные расходы, а также за налог на добычу. Покупатель также имеет «первый приоритет» на произведенную продукцию в рамках договора и может хеджировать цены будущих продаж.

Рисунок 15 – Схема реализации договора VPP



В течение срока действия VPP продавец сохраняет миноритарный пакет в определенных скважинах («буферный объем»), который предусматривает получение денежного потока для покрытия операционных затрат и налогов на добычу, а также для

покрытия потенциального дефицита в добыче, если часть эксплуатационных скважин не вышла на прогнозируемые уровни добычи. За последние пять лет Chesapeake реализовал 10 договоров по схеме VPP на общую сумму 6,4 млрд. долл. (что в пересчете на единицу продукции обеспечило компании среднюю цену в 165 долл./тыс. куб. м).

Описанные финансовые инструменты позволяют компаниям, занятым сланцевой газодобычей, в значительной мере хеджировать свои риски в условиях низких цен, гибко реагируя на любые их изменения. Аккумулированные в итоге средства, в том числе и полученные исходя из ожиданий будущих периодов, компании могут направлять на поддержание необходимого уровня добычи даже в неблагоприятной рыночной обстановке.

Однако отчасти именно эти финансовые схемы, в основе которых лежат продажи еще не добытых объемов газа, и стали экономической ловушкой для компаний сектора, что крайне важно для понимания текущей парадоксальной ситуации в газовой отрасли США, когда на фоне явной убыточности продаж, общие объемы добычи газа остаются на высоком уровне. Сложные финансовые построения, которые активно использовали компании в условиях плохого рынка на протяжении последних лет, обернулись для них жесткими обязательствами по предоставлению покупателям заранее проданных объемов газа – оговоренные объемы по оговоренным ценам они обязаны предоставить в любом случае. К развёртыванию промышленной добычи вне зависимости от ценовой конъюнктуры толкают компании и условия лицензионных соглашений, которые могут быть отозваны, если работы не начаты в установленный срок.

Текущая ситуация на американском газовом рынке неустойчива, рынок перенасыщен газом, и многие компании уже сталкиваются с трудностями. По словам Р. Тиллерсона (исполнительный директор ExxonMobil, которая потратила в 2010 г. при ценах газа, почти вдвое больших сегодняшних, 41 млрд. долл. на покупку крупной газовой компании XTO Energy, известной своими сланцевыми активами): "Приходится снимать последнюю рубашку. Мы не делаем никаких денег. Все находится в красной зоне" [21].

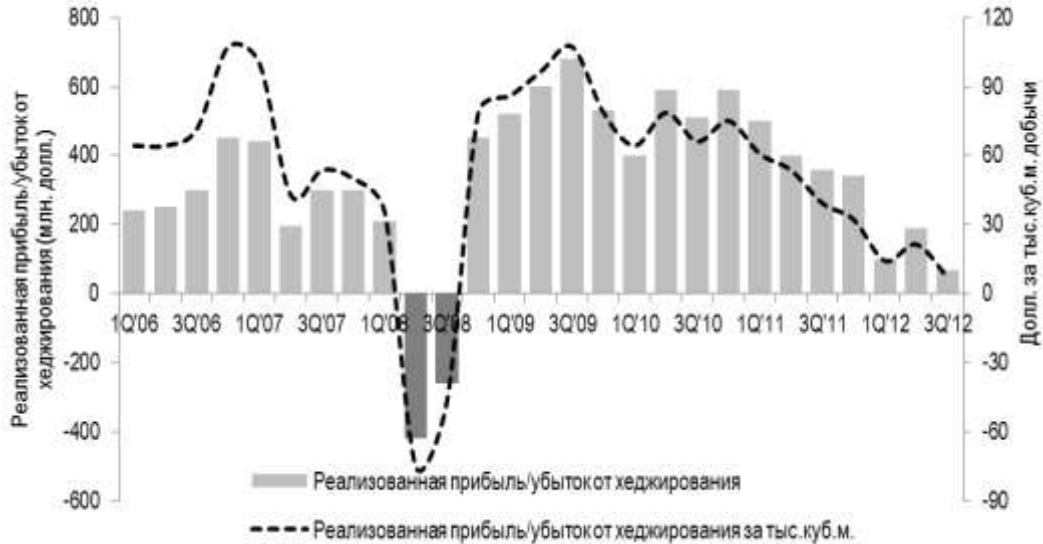
Бум в газовой промышленности в значительной степени объясняется огромными объемами сложного, нестандартного финансирования, предоставленного инвестиционными банками Goldman Sachs, Barclays и Jefferies & Company. Большую часть денег банкиры привлекли у зарубежных нефтяных и газовых компаний, таких как Total, China National Offshore Oil Corporation, которых убедили, что «американская сланцевая революция - это та возможность, мимо которой нельзя пройти».

Наиболее наглядно результаты подобной политики видны на примере все того же Chesapeake, который, как и другие игроки рынка сланцевого газа, заключил слишком много сложных финансовых сделок, которые не позволили своевременно сократить добычу для удержания цен. Казавшееся еще недавно спасением хеджирование будущих продаж обернулось не только обязательствами продолжать убыточную добычу, но и перестает быть прибыльным финансовым инструментом (Рисунок 16) [6]. Объемы таких сделок неуклонно сокращаются с 2010 г., в 2012 г. прибавка от этих операций, по расчетам компании, дает всего около 10 долл./тыс. куб. м добытого газа – желающих покупать газ впрок и дороже рынка в условиях его затоваривания не наблюдается. Подчеркнем, что эти 10 долларов - не что иное, как выигрыш у рынка, но отнюдь не синоним общей прибыльности продаж.

К концу 2012 г. компания Chesapeake оказалась в сложном финансовом положении. Низкие цены на газ не позволяют ей покрыть крупные займы, взятые прежде на развитие бизнеса и масштабные инвестиции. Результатом стала продажа части активов на фоне резко

падающей капитализации компании. В 2012 г. уже продано активов на 12 млрд. долл., на 2013 г. запланировано расстаться с активами еще на 5-7 млрд. долл.

Рисунок 16 – Прибыли/убытки от хеджирования своей продукции компании Chesapeake



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 уровень цен в 150 долл./тыс. куб. м, обеспечивающий покрытие затрат и рентабельность для компаний отрасли. Вопрос в том, сумеют ли компании «дотянуть» до окончания уже принятых на себя обязательств по добыче с продажей по заранее фиксированной цене, не прибегая к новым кабальным финансовым схемам.

Приемлемые для сланцевого газа цены будут во многом зависеть от степени перекрестного субсидирования, осуществляемого при реализации нефти и NGL. Если говорить исключительно о сухом газе, то граничные рыночные цены должны быть не менее 180-200 долл./тыс. куб. м. Расширение же перекрестного субсидирования по сравнению с текущими параметрами сделает приемлемыми и цены на газ на уровне 100-110 долл./тыс. куб. м.

Неизбежной выглядит корректировка цен, которая уже началась с конца 2012 года, к апрелю 2013 года цены на газ удвоились по сравнению с апрелем 2012 года. Однако за последнее время компании газовой отрасли США накопили изрядный негативный багаж, что неизбежно приведет ее к определенным структурным изменениям, вопрос только в их масштабах. При этом возросшая гибкость добычи за счет сланцевого газа и более короткие инвестиционные циклы могут сделать предстоящую коррекцию цен более быстрой. Как только ценовая ситуация на газовом рынке стабилизируется, в сектор вновь хлынут новые игроки, но сколько среди них сохранится уже известных нам компаний, неизвестно.

Влияние на мировые рынки

Масштабное развитие сланцевой газодобычи в США кардинально повлияло на внутренний рынок этой страны и уже сказалось на мировых рынках, более всего - в части перераспределения маршрутов СПГ. Прежде газдефицитный рынок Северной Америки практически уже перешел на самообеспечение, тем самым вытеснив адресованные ему потоки СПГ на другие рынки.

Более того, американские компании разрабатывают масштабную программу экспорта СПГ (Рисунок 17) [26]. Обзор АЕО2013 [9] предполагает к 2025 году чистый экспорт природного газа в объеме 44,24 млрд. куб. м, с последующим увеличением к 2035 году до 71,4 млрд. куб. м, что значительно выше предполагаемых объемов в АЕО2012 [8]. Более десяти компаний подали документы в FERC для получения экспортных лицензий на общий объем СПГ около 300 млрд. куб. м. (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 лишь один терминал Sabine Pass получил все необходимые разрешения на экспорт СПГ как в страны подписавшие договор о свободной торговле (FTA) так и нет. Общая мощность СПГ-завода, первые две очереди которого заработают уже в 2016 г., составит 23 млрд. куб. м в год. В мае 2013 года такое же разрешение было выдано оператору проекта Freerport.

5 декабря 2012 г. Департамент энергетики США, выпустил отчет о возможности начала экспорта СПГ из Америки [23]. Авторы пришли к заключению, что экспорт СПГ принесет больше пользы, чем потребление всего объема газа только внутри страны. Производители газа в США видят в экспорте единственное спасение от заговаривания внутреннего рынка и сохранения низких цен, в то время как крупные потребители, включая промышленные компании, химические заводы и энергетики опасаются, что экспорт может повысить цены на газ на внутреннем рынке.

Эксперты Департамента энергетики США считают, что при всех сценариях экспорт сжиженного газа принесет выгоду экономике США. Организация экспорта, помимо прямых доходов, оцениваемых в сумму от \$10 до \$30 млрд. в год при реализации большинства СПГ - проектов, позволит создать тысячи рабочих мест, поддержит внутренних производителей и будет стимулировать дальнейшее развитие месторождений природного газа. Судьба каждого нового СПГ-проекта будет определяться индивидуально.

Рисунок 17 - Планы по развитию СПГ-экспорта в Северной Америке

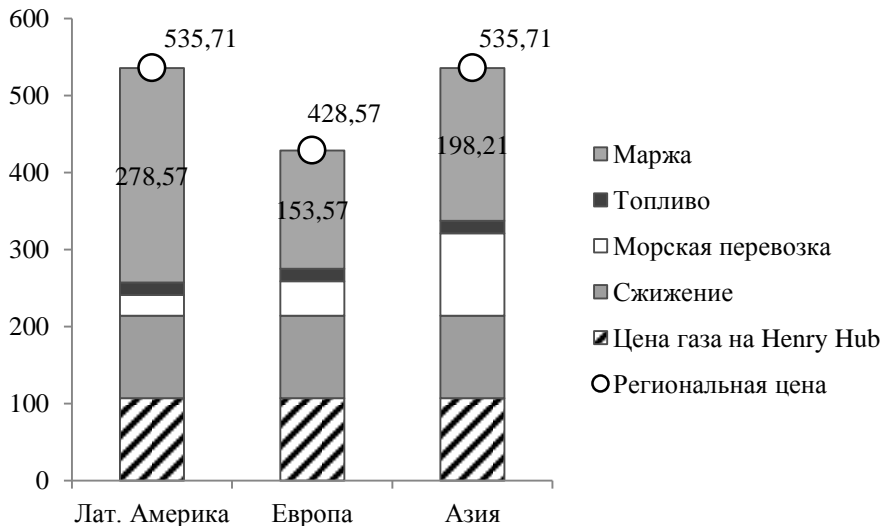


Соавтор доклада [23] агентство NERA Economic Consulting (Вашингтон), пришло к выводу, что экспорт СПГ может поднять внутренние цены на газ на \$40 за тыс. куб. м в течение пяти лет. В отчете NERA говорится, что экспорт СПГ принесет пользу газодобывающим компаниям, но приведет к росту цен на электричество и товары. Последствия не будут позитивными для всех групп в экономике, отмечает NERA.

Противники эскалации экспорта уже обвинили авторов этого доклада в ангажированности с нефтегазовыми компаниями, в активном использовании прогнозных данных Международного энергетического агентства, а также в том, что с помощью модельных расчетов можно получить любые необходимые выводы. Появление этого документа означает тактическую победу газодобывающих компаний в ущерб интересам промышленных кругов и природозащитных организаций, однако на последующих этапах нельзя исключать победы влиятельного промышленного и экологического лобби, выступающих против массового экспорта американского газа на внешние рынки.

По подсчетам компании 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 150 долл./ тыс. куб. м), при поставках в АТР – почти 200 долл./ тыс. куб. м, а самая высокая доходность прогнозируется в странах Латинской Америки – 280 долл./ тыс. куб. м [4]. Подобные расчеты могут свидетельствовать о приоритетах будущих поставок СПГ из Северной Америки, где европейское направление оказывается наименее доходным (Рисунок 18). Все поставки с Sabine Pass уже законтрактованы на 20 лет: с BG Group на 8 млрд. куб. м, с Natural Gas Fenosa, Kogas и индийской GAIL – по 5 млрд. куб. м каждый.

Рисунок 18– Доходность будущих поставок СПГ с терминала Sabine Pass в различные регионы, долл./тыс. куб. м



Активный интерес к добычным и СПГ-проектам в США наблюдается со стороны корейских и японских компаний. Многие азиатские компании, такие как CNOOC, PetroChina, Gail, Sinopec, Kogas, инвестируют значительные средства в разработку сланцевых активов, пытаясь не только закрепить себя в новом виде бизнеса, но и получить необходимые для развития собственной сланцевой газодобычи научно-технические знания.

Помимо США, перспективы экспорта СПГ активно изучает и Канада, которая в настоящий момент также оказалась под давлением низких цен на газ и снижения спроса на экспортируемый в США газ, что уже привело к сокращению текущей добычи. В стране разрабатываются планы по организации экспорта газа преимущественно на азиатский рынок. Более прочих продвинулся СПГ-проект KM LNG, расположенный в Kitimat на западном побережье, принадлежащий компаниям Apache, EOG и Encana на базе плеса Horn River и уже получивший экспортную лицензию.

Даже небольшие поставки североамериканского СПГ могут оказать заметное влияние на цены импорта СПГ в регионах, составив тем самым конкуренцию поставкам не только «нового» российского газа на те же рынки, но и газу других традиционных поставщиков, которым придется пересматривать свои экспортные стратегии с учетом новых реалий. Текущая и потенциальная экспансия сланцевого газа делает кривую предложения газа в мире более эластичной, смягчая потенциал устойчивого повышения цен в долгосрочной перспективе. Увеличение эластичности со стороны предложения также уже оказывает давление на традиционные парадигмы ценообразования.

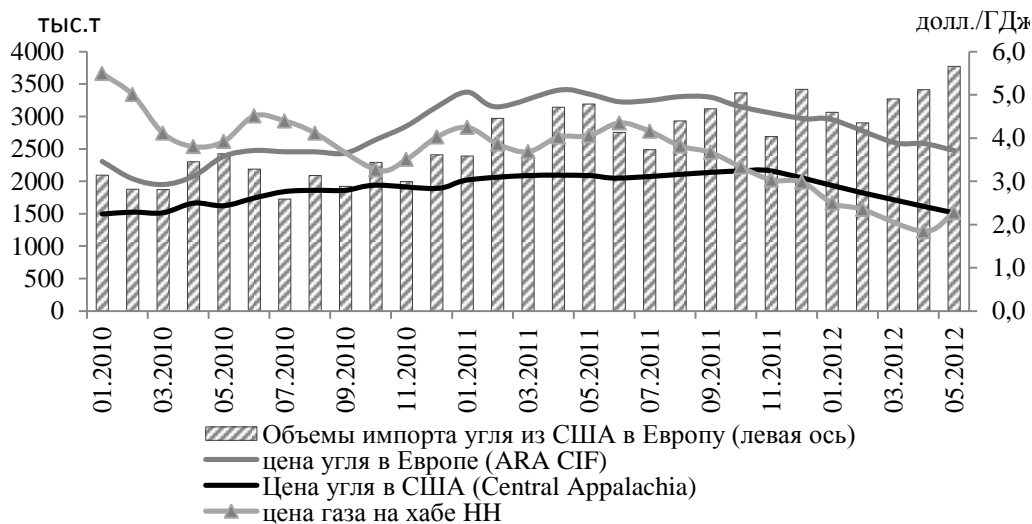
На фоне масштабного замещения угля дешевым и экологически благополучным газом, угольная промышленность страны начала испытывать серьезные трудности со сбытом на внутреннем рынке. По оценкам Департамента энергетики, и на ближайшие пять лет спрос на уголь в США будет только снижаться. Вытесненный таким образом, уголь, а к собственно американскому надо добавить и колумбийский, который тоже оказался лишним в США, нашел новый для себя рынок сбыта в Европе. Если в 2008-2009 гг., доля

американского угля в общем импорте ЕС-27 была 12%, то по итогам 2011 года она составила уже 17%. В 2012 году Германия увеличила импорт американского угля на 40% (данные за девять месяцев), а Италия и Нидерланды – в два раза. Дешевый уголь из Америки не только потеснил других его поставщиков, будучи конкурентным по цене, но в немалой степени повлиял и на газовый рынок.

Ценовые тренды на газовом и угольном рынках Европы оказались прямо противоположны. В итоге потребление газа в первой половине 2012 года в ЕС оказалось на 7% ниже первого полугодия 2011 года и на 14% ниже, чем в 2010 году. На фоне такого ценового диспаритета, вялого спроса, избытка предложения и мягкой погоды европейские потребители, и прежде всего энергетики, сделали выбор в пользу угля. Так, сланцевый газ, переполнив рынок Северной Америки, вытеснил с него экологически неблагоприятный уголь в Европу, начав таким образом, не покидая пределов США, конкурировать с поставками газа на европейский рынок, создавая любопытный прецедент межтопливной конкуренции в трансконтинентальном масштабе.

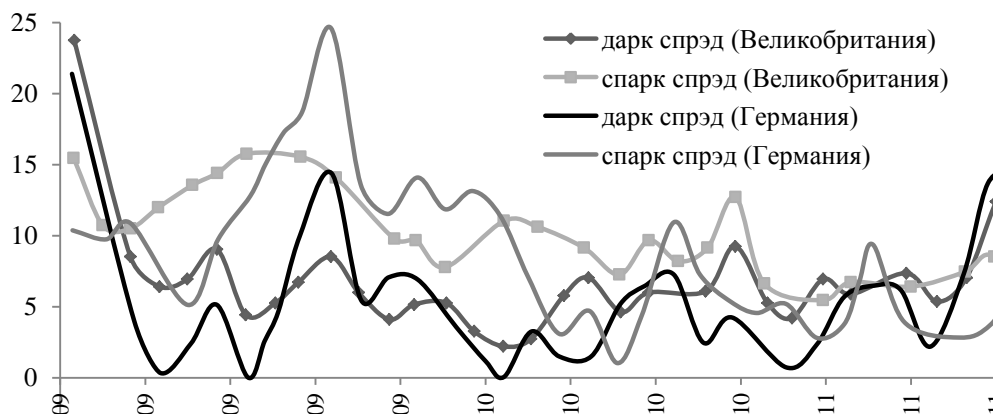
Рост экспорта энергетических углей из США в Европу стал одной из причин снижения цен на угольном рынке ЕС (Рисунок 19) [24; 25].

Рисунок 19 – Динамика импорта угля из США в Европу, цены угля в США и Европе, цена газа на хабе HH



В условиях текущих цен прибыльность газовой генерации в Европе неуклонно падает, а угольной – растет. Производство электроэнергии на основе газа в Германии в 2012 году оказалось и вовсе убыточно, в Великобритании до самого последнего времени газовая генерация сохраняла минимальную прибыль. Самые последние данные по этой стране показывают невиданный прежде разрыв в доходности от реализации электроэнергии, полученной на базе разных топлив, на уровне 20 евро за МВт.ч (Рисунок 20) [27]. В такой ситуации выбор энергетиков в пользу угля очевиден.

Рисунок 20 - Прибыльность газовой и угольной генерации в Великобритании и Германии, Евро/МВт.ч.



**Чистый дарк спрэд – разница между стоимостью электроэнергии и топливной составляющей угольной генерации с учетом платы за выбросы CO₂. Чистый спарк спрэд – разница между стоимостью электроэнергии и топливной составляющей газовой генерации с учетом стоимости выбросов.*

Нынешний угольный ренессанс в Европе кардинальным образом противоречит основам европейской энергополитики, основная цель которой - декарбонизация. Этот приоритет прописан во всех программных документах Еврокомиссии, заложен во все сценарии перспективного развития энергетики в регионе. Но последние год-полтора резко изменили устоявшийся тренд на снижение угля и увеличение доли газа и ВИЭ в топливной корзине Европы. Дешевый американский и колумбийский угли породили совершенно обратную выбранной политике ситуацию, когда новые эффективные газовые станции закрывают, а старые угольные работают с максимальной загрузкой, при том, что европейская система торговли квотами на вредные выбросы в ее нынешнем состоянии не способна оказать никакого сдерживающего воздействия на процесс сжигания грязных топлив.

Уже сейчас ясно, что Еврокомиссии придется отодвигать сроки, снижать заявленные цели, находить аргументы для перераспределения финансов. Так, последние ориентиры Евросоюза по созданию низкоуглеродной энергетики по углю указаны в Дорожной карте ЕС по энергетике до 2050 года, где базовые сценарии предписывают снизить долю угля к концу прогнозного периода в первичном потреблении с нынешних 16% до 9-11%, а низкоуглеродные сценарии – и вовсе до 2-10%. Недавний прогноз Международного энергетического агентства [16] видит снижение потребления угля в Европе с 440 млн.тут в 2010 году до 266 млн к 2035 году по сценарию новых политик и до 160 млн. тут по самому «зеленому» сценарию «450».

Таким образом, мы наблюдаем, что в отдельных странах и регионах конкурентные рынки электроэнергии создают более сильные связи между рынками природного газа и угля, увеличивая тем самым межтопливную конкуренцию. При этом политики, стремящиеся к одновременному прогрессу в достижении энергетической безопасности,

учитывая как экономические, так и экологические цели, принимают все более сложные, а иногда и противоречивые решения.

Заключение

Очевидное ограничение энергоресурсов в США в конце прошлого века подтолкнуло развитие инновационных технологий по добыче нетрадиционного газа вообще и сланцевого в частности, что в итоге стремительно расширило предложение нового энергоресурса. Минувшие пять лет после начала промышленной добычи сланцевого газа в США, будучи слишком коротким периодом в масштабах развития газовой отрасли, тем не менее, дают материал и основания для некоторых первичных выводов, которым еще только предстоит лечь в основу фундаментального экономического анализа.

Резкое увеличение добычи сланцевого газа в США привело к устойчивому снижению спотовых цен на природный газ и к перенасыщению рынка. В этих условиях часть компаний стала уделять приоритетное внимание инвестициям в добычу нефти и жидких углеводородов, сокращая при этом инвестиции в добычу сухого газа.

В немалой степени поддержанию доходности операторов при неблагоприятной ценовой конъюнктуре помогает широкое применение компаниями финансовых механизмов (хеджирование, VPP). Однако, именно сложные финансовые схемы, в которых компании видели спасение в условиях низких цен, не позволили им вовремя снизить добычу и осуществить ценовую корректировку.

Анализ ситуации позволяет говорить о формировании экономики комплексной добычи углеводородов, отличной от экономики обособленной газодобычи или нефтедобычи. В настоящее время положительный итог такой комплексной добычи преимущественно обеспечивают высокие цены на нефть и NGL, которые, по сути, субсидируют добычу газа.

Развитие сланцевой газодобычи в США, даже оставаясь региональным явлением, уже оказало значительное влияние и на мировые рынки, прежде всего в части перераспределения потоков СПГ. Это влияние только возрастет с возможным началом экспорта СПГ из США и Канады с 2016 г., который, скорее всего, пойдет на премиальные рынки АТР, Латинской Америки и Европы.

Непродолжительная история сланцевой газодобычи, фрагментарная статистика, накопленная лишь по одной стране, затрудняют долгосрочные оценки перспектив для этого нового энергоресурса по всему миру. Но уже сейчас очевидно, что перед нами крайне интересное, но и столь же противоречивое явление, где явные плюсы перевешивает внушительное количество угроз и рисков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Н.П. Лаверов, "Топливо-энергетические ресурсы: состояние, динамика освоения, обеспеченность", Лекция в РХТУ им. Менделеева, 2011 г.
2. Anadarko Petroleum Corporation. Annual reports. 2007-2011.
3. Bloomberg. Bloomberg New Energy Finance Summit, 2012.
4. Cheniere Energy. Cheniere Investor/Analyst Day Conference, september 2012.
5. Chesapeake Energy. Annual reports. 2007-2011.
6. Chesapeake Energy. Invesor presentation. September 2012.
7. Devon Energy. Annual reports. 2007-2011.

8. EIA. Annual Energy Outlook, 2012.
9. EIA. Annual Energy Outlook, 2013.
10. EIA. Natural gas Year-in-Review, 2011.
11. EIA. Natural gas Year-in-Review, 2012.
12. EIA. Short-Term Energy Outlook, january 2013.
13. Encana Corporation. Annual reports. 2007-2011.
14. IEA. Medium-Term Gas Market Report, 2012.
15. IEA. Medium-Term Gas Market Report, 2012.
16. IEA. World Energy Outlook, 2012.
17. IHS CERA. The Economic Contributions of Shale Gas in the United States, 2011.
18. Ludwig P.-A. Shale gas price hedging: a cash machine at stake?, april 2011.
19. MIT. The Future of Natural Gas, 2011.
20. Rogers D. Financial Co-Dependency: How Wall Street Has Kept Shale Alive. Energy Policy Forum, october 2012.
21. Stravato M. The Energy Rush/ After the boom in natural gas. The New York Times, 20 october 2012.
22. True W.R., Menger A. Wet gas plays, bassins power Lower 48 plant, fractionator surge. Oil&Gas Journal, may 2012.
23. U.S. Department of Energy and NERA Economic Consulting. Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States. December 2012.

Веб-сайты:

24. EIA statistics, <http://www.eia.gov/>.
25. Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
26. Federal Energy Regulatory Commission, <https://www.ferc.gov/>.
27. Platts, <http://www.platts.com/>.