

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

УДК 662.67

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ГАЗА*

А.М. Мастепанов (д-р экон. наук, академик РАЕН, зам. директора ИПНГ РАН),

А.Д. Степанов (аспирант кафедры "Стратегического управления ТЭК"

Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина,
эксперт-аналитик института энергетической стратегии),

С.В. Горевалов (старший эксперт-аналитик Института энергетической стратегии),

А.М. Белогорьев (учёный секретарь, руководитель управления Института энергетической стратегии)

В статье представлено мнение относительно актуальности и точности текущих оценок ресурсного потенциала нетрадиционного газа как фундаментального фактора развития его добычи. Обозначена специфика, обуславливающая сложности в проведении оценки ресурсов такого газа и выявлении его доказанных запасов. Этот вопрос рассмотрен также через призму стоимостной оценки добычи сланцевого газа. Проведена также оценка текущей конъюнктуры и особенностей функционирования индустрии сланцевого газа в США с точки зрения экономической эффективности его добычи.

Представления о ресурсной базе и доказанных запасах нетрадиционного газа за последние 10—15 лет значительно расширились и улучшились. Однако они по-прежнему остаются неточными, далеко неполными и во многом мифологизированными. Помимо явной недостаточности объёма проведенных геолого-разведочных работ, проблема адекватности существующих оценок ресурсов во многом связана со специфической залегающей нетрадиционного газа и особенностями его добычи. При этом потенциал ресурсной базы, являясь основополагающим фактором развития добычи нетрадиционного газа, должен также рассматриваться и через призму стоимостной оценки.

Как известно, процесс оценки традиционных ресурсов газа заключается, прежде всего, в выявлении контуров залежи, определении газоводяного контакта, коллекторских свойств горной породы, мощности, газонасыщенности продуктивных горизонтов, внутрипластового давления и изучении изменения этих параметров по площади и разрезу. Базовые особенности нетрадиционных природных источников газа (как природных ресурсов — флюидов, так и коллекторов — пород и структур) накладывают свои отпечатки и на особенности оценки ресурсов такого газа, тем более что методологически чёткого разграничения между понятиями "традиционные" (conventional) и

"нетрадиционные" (unconventional) источники углеводородов в настоящее время нет.

Достаточно точные оценки ресурсной обеспеченности нетрадиционным газом можно получить путём геологического моделирования, изучения дебита от нескольких пробуренных скважин или по аналогии с другими известными месторождениями. Однако проведение подобных соответствий на сегодняшний день ограничено крайне малым числом разрабатываемых месторождений нетрадиционного газа (главным образом в США, Канаде), тогда как каждое такое месторождение имеет свои особенности. Эти месторождения очень сильно отличаются друг от друга, не в пример месторождениям традиционного газа, как по свойствам самого флюида, так и по свойствам пород, его вмещающих. Так, например, петрофизические свойства горных пород, которые содержат сланцевый газ, различаются в зависимости от региона их залегания. Поэтому велика вероятность того, что успешный опыт США в области добычи сланцевого газа не удастся повторить в других странах. При этом даже в США между отдельными газонасыщенными бассейнами имеются существенные различия, поэтому каждый из них имеет свои особенные критерии разведки и специфику разработки.

На сегодняшний день все ещё остаётся открытым ряд вопросов, касающихся продуктивности разрабатываемых залежей, технологических вопросов оптимальной сетки скважин на месторождении, влияния существующих технологических возможностей по извлечению нетрадиционного газа на дебит скважин и т. д. Все эти неопределённости приносят неточность в оценку ресурсной базы нетрадиционного газа. Поэтому в перспективе ближайшего десятилетия следует ожидать частых пересмотров и корректировок как с точки зрения количественных, так и с точки зрения качественных характеристик ресурсов и запасов нетрадиционного газа.

*Статья подготовлена на основе совместного исследования ИПНГ РАН и Института энергетической стратегии: Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков/под общ. ред. А.М. Мастепанова и А.И. Громова (авторы Мастепанов А.М., Степанов А.Д., Горевалов С.В., Белогорьев А.М.). М.: ИЦ "Энергия", 2013. 128 с. [4].

**Напомним, что под природным нетрадиционным газом в настоящее время подразумевается, прежде всего, природный газ плотных формаций и низкопроницаемых коллекторов — сланцевый газ, газ плотных пород и угольный метан. Именно об этих источниках нетрадиционного газа и пойдёт речь в статье.

В самом процессе оценки также следует отметить несколько моментов, которые негативно влияют на оценки ресурсов и запасов нетрадиционного газа. Во-первых, состояние ресурсов нетрадиционного газа с началом разработки быстро меняется, отличаясь высокой непостоянностью, поэтому месторождения его должны переоцениваться более часто, каждые два—три года, а не раз в десять лет как традиционные месторождения. Во-вторых, это большие объёмы данных. Процесс оценки требует огромного количества геологических, инженерно-технических характеристик и, кроме того, многочисленных экспертных оценок. В-третьих, для месторождений нетрадиционного газа характерно быстрое и значительное изменение дебитов скважин, о чём подробнее будет сказано ниже. Так, применение горизонтального бурения, рестимуляции и использование более плотной сетки скважин позволили пересмотреть объёмы предельных ресурсов газа на американском месторождении Barnett Shale с 85 млрд м³ (USGS, 1996 г.) до 0,74 трлн м³ (USGS, 2004 г.) и до 1,39 трлн м³ (по внутренней оценке Advance Resources International). Последняя оценка месторождения Barnett Shale отличается от оценки USGS (Геологическая служба США), так как она содержит значительные ожидания относительно уровней добычи газа, связанные с расширением областей этого месторождения посредством использования горизонтальных скважин.

Как видим, даже в самих США с самой высокой в мире геологической изученностью сланцевых залежей данные о технически извлекаемых ресурсах сланцевого газа достаточно условны и варьируют в широком диапазоне. В 2009 г. Комитетом по разработке газовых месторождений (Potential Gas Committee, входящим в состав Potential Gas Agency of the Colorado School of Mines) выпущен комплексный отчёт об объёмах газовых ресурсов в сланцевых залежах США. По оценке Комитета технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в стране составляли 17,4 трлн м³. Согласно исследованию "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment", выполненному Advanced Resources International (ARI) [12] для Управления энергетической информации США и опубликованному в апреле 2011 г., технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в США оценивались [8] уже в 30 трлн м³, а в Annual Energy Outlook 2011 [7], опубликованном тем же Управлением в том же месяце — в 26,5 трлн м³.

В том же 2011 г. многие газосланцевые компании и члены правительства США начали признавать, что объявленные ранее ресурсы сланцевого газа завышены и не так оптимистичны. И уже через год в Annual Energy Outlook 2012 [6], по данным на 01.01.2010 г., их официальная оценка составила только 17 трлн м³ (табл. 1).

Динамика неподтверждённых (возможных, вероятных) технически извлекаемых (unproved technically recoverable resource) ресурсов сланцевого газа в США

(трлн куб. футов)

АЕО 2006 (по данным на 2004 г.)	АЕО 2007 (на 2005 г.)	АЕО 2008 (на 2006 г.)	АЕО 2009 (на 2007 г.)	АЕО 2010 (на 2008 г.)	АЕО 2011 (на 2009 г.)	АЕО 2012 (на 2010 г.)
83	126	125	267	347	827	482

Источник: Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. June 2012. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.

При этом причина подобного снижения (с 750 до 482 трлн куб. футов) достаточно банальна: бурением не подтверждены ранее сделанные оценки по крупнейшему сланцевому бассейну Marcellus. По данным на 01.01.2009 г. технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа оценивались здесь в 410 374 млрд куб. футов (около 14,5 трлн м³), а уже через год, после начала масштабного бурения, по данным на 01.01.2010 г., их оценка составила только 140 541 млрд куб. футов (около 5 трлн м³), т. е. была снижена в 2,9 раза.

Что же касается доказанных запасов сланцевого газа, то в целом они не превышают сегодня 13 % от общих доказанных запасов газа США, или 0,93 трлн м³.

Отметим также аналогичную ситуацию в Польше, которая является наиболее оживлённой в Европе площадкой изучения ресурсного потенциала сланцевого газа. Оценка его ресурсов в стране, сделанная в 2011 г. Польским геологическим институтом, составляет всего 150,4 млрд м³. Это в 10 раз меньше оценки, приведенной аналитической компанией Wood Mackenzie в 2009 г. (1,4 трлн м³), и в 20 раз меньше оценок американской Advance Resources International (3,0 трлн м³). При этом оценки Польского геологического института были понижены во многом в результате проходки первых поисково-разведочных скважин. Важным предметом внимания в стране на данном этапе развития индустрии сланцевого газа является законодательный аспект, являющийся определяющим конъюнктурным условием развития работ по геологоразведке и впоследствии разработке его ресурсов. А именно, пока в стране затягивается принятие закона об углеводородах, регулирующего риски и оплату, связанную с поиском и эксплуатацией месторождений, заинтересованные в работе на территории Польши компании, в особенности иностранные концерны, не будут стремиться наращивать инвестиции. И это притом, что польские власти на сегодняшний день выдали уже 90 лицензий на разведку сланцевого газа.

По имеющимся оценкам, чтобы получить точные данные о запасах сланцевого газа в стране, необходимо пробурить от 70 до 100 разведочных скважин. Между тем, на начало 2013 г. в Польше пробурено лишь 35 таких скважин. В этом свете заявления польского Премьер-министра Дональда Туска (озвученные ещё в 2011 г.) о возможном начале добычи сланцевого газа в стране в 2014 г. выглядят крайне оптимистично.

МЭА: эволюция прогнозов развития добычи газа в мире и роль в них нетрадиционных источников газа (млрд м³)

Прогнозы и сценарии прогнозов	Год					
	2020		2030		2035	
	всего	из них — нетрадиционные, %	всего	из них — нетрадиционные, %	всего	из них — нетрадиционные, %
WEO-2009: Базовый сценарий	3678	496/13,5	4313	629/14,6	—	—
WEO-2009: Сценарий 450	3477		3560		—	—
WEO-2010: Сценарий Новых политик	3794	531/14	4 297	709/16,5	4535	862/19 %
WEO-2010: Сценарий Текущих политик	3835				4888	
WEO-2010: Сценарий 450	3584				3609	
WEO-2011: Сценарий Новых политик	3888	538/15	4750		4750	1045/22
Report — 2011/ Газовый сценарий	4019	623/15,5	4778	956/20	5132	1232/24
Report on Unconventional Gas — 2012	3982	836/21	4758	1380/29	5112	1636/32
WEO-2012: Сценарий Новых политик	3943	790/20	4610		4955	1290/26
WEO-2012: Сценарий Энергоэффективного мира	3600		4060		4320	

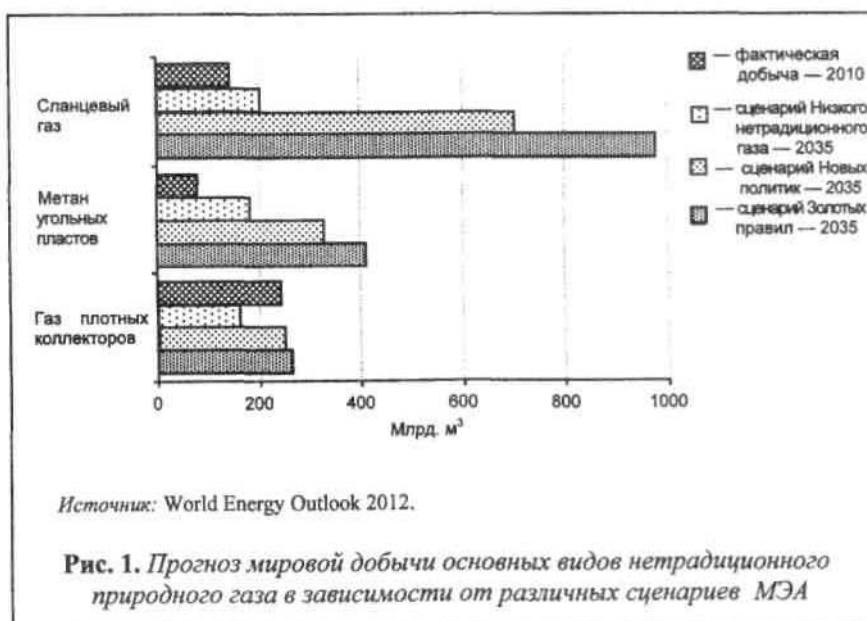
Источник: по данным МЭА

Поэтому, говоря о количественной оценке ресурсной базы, важно помнить, что эти оценки являются лишь "моментальным снимком". Продолжающееся появление новых месторождений нетрадиционного газа, растущие возможности более интенсивного развития уже разрабатываемых месторождений и возможности достижения более интенсивной добычи за счёт новых технологий могут и будут влиять на размеры извлекаемых ресурсов. Утверждение о том, что мы ещё не знаем истинных масштабов и характера нетрадиционной ресурсной базы газа, так же актуально для сегодняшнего дня, как и 15 лет назад [9]. Очевидно, что оценочные объёмы технически извлекаемых запасов сланцевого газа будут пересматриваться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения по мере получения новой информации.

Отражением же этих изменений являются прогнозы и сценарии мировой добычи газа. Так, технологический прорыв в разработке нетрадиционных ресурсов, который произошёл в последние годы, степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку нетрадиционных ресурсов газа, привели к частой смене волн энтузиазма волнами скептицизма, что нашло отражение и в прогнозах МЭА (табл. 2, рис. 1).

И тем не менее, даже тех знаний, которыми человечество обладает в настоящее время, достаточно, чтобы обеспечить нетрадиционным ресурсам газа достойное место в мировом энергообеспечении, особенно в энергодефицитных странах и районах, зависящих от дальнепривозных или импортных энергоносителей.

Важнейшим фактором, определяющим успешность реализации значительного потенциала ресурсов нетрадиционного газа и развития его добычи, выступают экономические параметры добычи и особенности функционирования индустрии нетрадиционного газа.



Источник: World Energy Outlook 2012.

Рис. 1. Прогноз мировой добычи основных видов нетрадиционного природного газа в зависимости от различных сценариев МЭА

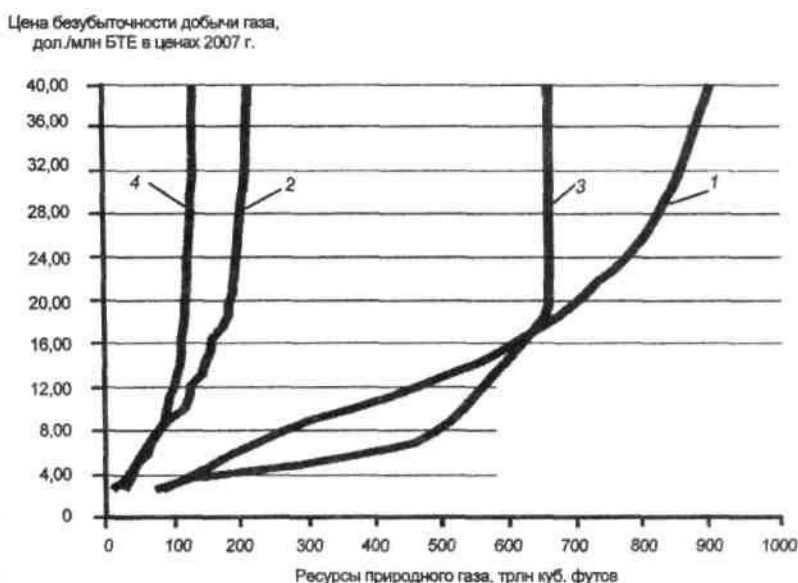
Распространённым инструментом анализа экономических параметров освоения ресурсов нетрадиционного газа является построение различных "кривых" — прямых и обратных функциональных зависимостей:

- экономической составляющей от геологических условий, применяемых технологий, техникопроизводственных показателей и др.;
- зависимостей этих условий и параметров от ценового и спросового факторов и других экономических характеристик различных процессов, связанных с освоением газовых ресурсов.

Подобные ресурсно-стоимостные кривые (кривые издержек производства) показывают, что чем выше цены, тем больше ресурсов газа может быть вовлечено в разработку, тем больше газа может быть добыто с приемлемыми экономическими показателями. В то же время анализ, проведённый, например, исследователями Массачусетского технологического института (MIT, США) и консалтинговой компанией ICF International (США), свидетельствует, в частности, что при всей важности такого стоимостного показателя, как цена на газ, её рост может существенно, но не кардинальным образом изменить величину ресурсной базы для производства газа (соответствующая кривая — свидетельство вырождающейся функции) (рис. 2).

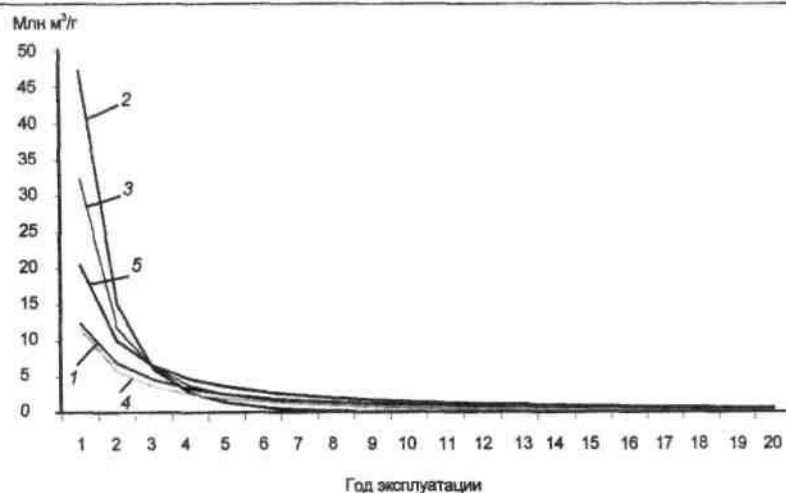
Как видно из рис. 2, наибольшим потенциалом развития сырьевой базы в США при росте цен на газ обладают традиционный и сланцевый газы, тогда как ресурсы метана угольных пластов практически не меняются с достижением цен уровня 10 дол./млн БТЕ, а газа плотных коллекторов — при росте цен выше 20 дол./млн БТЕ.

Кроме того, одной из особенностей разработки сланцевых месторождений является то, что дебиты продуктивных скважин, как уже было отмечено выше, изменяются в очень широком диапазоне как во времени (рис. 3), так и в пространстве: для каждой скважины в зависимости от срока её работы, от месторождения к месторождению и от скважины к скважине.



Источник: MIT; ICF North American Hydrocarbon Supply Model.

Рис. 2. Ресурсно-стоимостная кривая для разных типов газа в США: 1 — традиционный; 2 — плотных пород; 3 — сланцевый; 4 — угольных пластов



Источник: ИНЭИ РАН по данным EIA, AEO2012.

Рис. 3. Динамика падения дебита скважин по основным сланцевым бассейнам-месторождениям США: 1 — Marcellus; 2 — Haynesville; 3 — Eagle Ford; 4 — Fayetteville; 5 — Woodford

Соответственно широко изменяются и экономические показатели добычи сланцевого газа. Согласно исследованиям Массачусетского технологического института (США) цена безубыточной добычи сланцевого газа находится в прямой зависимости от начальных дебитов скважины (под начальным дебитом в этом случае понимается дебит скважины в первые 30 дней её работы).

В табл. 3 показана (по пяти основным сланцевым бассейнам-месторождениям или плеям США) зависимость цены безубыточной добычи (определяемой

себестоимостью добычи и нормой прибыли в 10 %) от средних начальных дебитов скважин по трём группам скважин:

первая группа — 20 % самых производительных скважин;

вторая группа — 50 % всех скважин;

третья группа — 80 % самых производительных скважин (т. е. всех скважин, за исключением 20 % самых низкодебитных).

Как видно из табл. 3, нижняя граница цены безубыточности для первой группы скважин лежит в интервале от 101,7 дол./тыс. м³ на месторождении Марселлус до 150,8 дол./тыс. м³ на месторождении Барнетт. Средняя цена безубыточности в этом случае для пяти рассматриваемых бассейнов-месторождений составляет 131,4 дол./тыс. м³. Для второй группы скважин цена безубыточности колеблется в диапазоне от 142 дол./тыс. м³ до 230,6 дол./тыс. м³, а средняя составляет 195 дол./тыс. м³.

При этом данные значения представляют собой точку безубыточности для сухого газа, полученного из скважин, без учёта необходимых расходов на сопутствующую добычу газового конденсата.

Рост объёма сопутствующей добычи газового конденсата приводит к линейному снижению себестоимости добычи сланцевого газа (рис. 4). Так, в условиях, когда добываемый продукт будет иметь содержание конденсата на уровне примерно 240 г на 1 м³ добываемого газа, сухой газ фактически можно подавать бесплатно без потери рентабельности добычи. А сам газ в таком случае будет выступать попутным продуктом добычи газового конденсата.

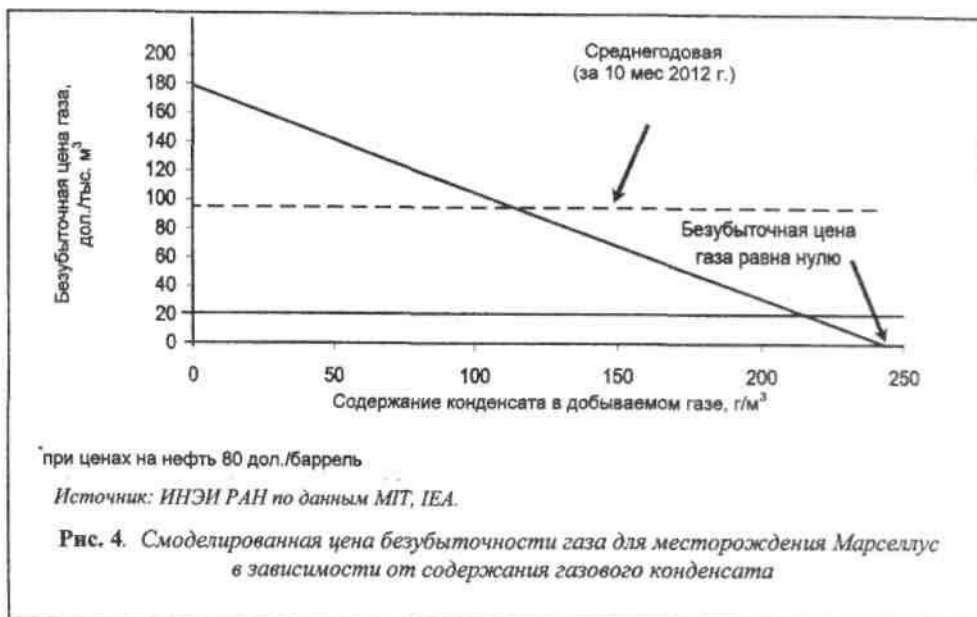


Рис. 4. Смоделированная цена безубыточности газа для месторождения Марселлус в зависимости от содержания газового конденсата

Описанный выше эффект вызвал довольно интересную динамику цен на газ в 2009—2012 гг. Наиболее стремительный рост добычи сланцевого газа наблюдался в период с 2005 до 2008 г., когда высокие рыночные цены на газ, собственно говоря, и обеспечивали этот рост, также росли. Но впоследствии образовавшийся избыток предложения газа привёл к падению цены до уровня начала 2000 г. При этом фактически, после бума цен 2008 г., рыночная стоимость газа в США находится значительно ниже уровня средней себестоимости добычи сланцевого газа (рис. 5).

На первый взгляд кажущаяся парадоксальной ситуация объясняется ценовой конъюнктурой на нефтяном рынке: в период с 2009 по 2012 г. цены уверенно росли. На этом фоне попутный газовый конденсат, цены на который фактически имеют прямую зависимость от нефтяных цен, становился все более ценным элементом в добыче сланцевого газа. Это в свою очередь объясняет возможность сохранения экономически рентабельной добычи сланцевого газа

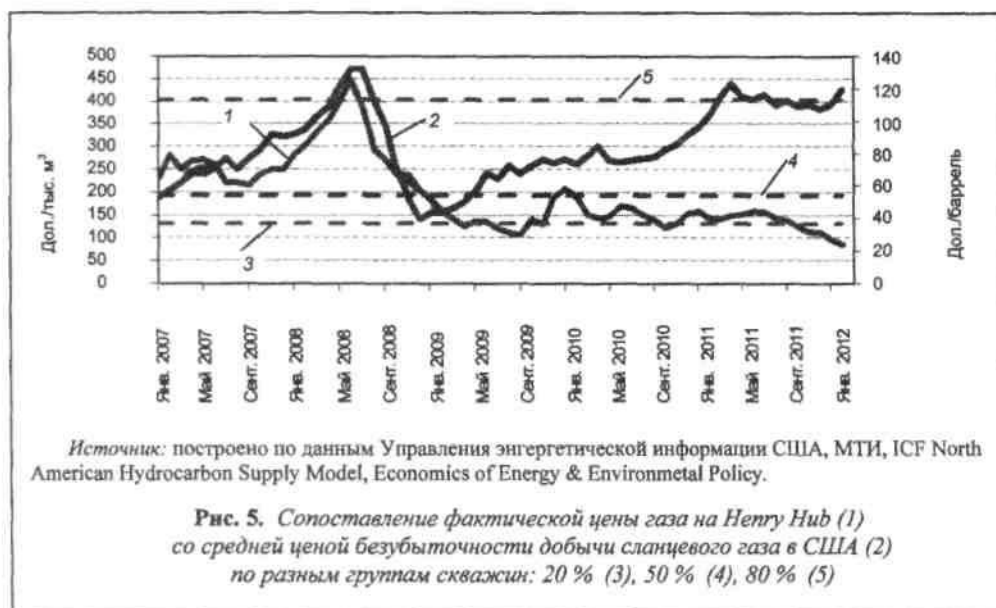
на таких месторождениях как Марселлус или Иглфорд (содержание газового конденсата тут достигает в среднем 3,5 баррелей на 1 тыс. м³ газа), несмотря на низкие цены на сухой газ.

Сложившаяся на сегодняшний день ситуация на газовом рынке страны с крайне низкими ценами на газ, которая возникла в результате насыщения потребностей внутреннего спроса в этом энергоресурсе, создаёт объективные стимулы сокращения его добычи в ближайшем будущем

Таблица 3
Цена безубыточности добычи сланцевого газа в США по основным бассейнам-месторождениям

Месторождение	Показатели	Группы продуктивных скважин		
		20 %	50 %	80 %
Барнетт	Начальный дебит скважины, тыс. м ³ /сут	77	45	24
	Цена безубыточности, дол./тыс. м ³	150,8	230,6	404,7
Флеттвиль	Начальный дебит скважины, тыс. м ³ /сут	86,5	54,8	31,9
	Цена безубыточности, дол./тыс. м ³	136	195,3	313,2
Хэйнесвилль	Начальный дебит скважины, тыс. м ³ /сут	353,6	216	72,8
	Цена безубыточности, дол./тыс. м ³	123,2	180,8	473,9
Марселлус	Начальный дебит скважины, тыс. м ³ /сут	154	98	56
	Цена безубыточности, дол./тыс. м ³	101,7	142	222,8
Вудфорд	Начальный дебит скважины, тыс. м ³ /сут	109,7	65,5	22
	Цена безубыточности, дол./тыс. м ³	145,5	223,9	601,8

Источник: MIT Study on the Future of Natural Gas.



(определённая понижательная динамика добычи газа в стране уже зафиксирована с конца 2011 г.)^{*} При этом вероятная понижательная динамика цен на нефть может значительно ускорить этот процесс. Однако это вовсе не говорит о формировании долгосрочного понижательного тренда в добыче природного газа (читай сланцевого газа) в США. Как только внутренние цены на газ в стране стабилизируются на более высоком уровне, который обеспечит рентабельность добычи, добыча сланцевого газа активизируется вновь. В этом контексте становится крайне актуальным решение США относительно начала экспорта СПГ из страны и стабилизации за счёт этого рыночного баланса спроса/предложения на газ на внутреннем рынке при всей неоднозначности подобного шага для американской экономики в целом.

Следует отметить, что опыт добычи сланцевого газа в США, конечно, позволяет получить представление об экономических параметрах развития данного направления, однако необходимо учитывать особенности самого газового рынка США, характеризующегося высоким уровнем либерализации и минимальным вмешательством государства в дела компаний. Формирование рынка сланцевого газа в иных странах определённо будет иметь свои особенности. При этом для масштабного развития индустрии добычи нетрадиционного газа и, в частности, сланцевого следует, прежде всего, расширить наши знания относительно имеющихся доказанных запасов. Важно учитывать тот факт, что обоснование и изучение ресурсного потенциала

^{*} Согласно расчётам, проведённым на базе данных EIA, среднемесячный объём ввода эксплуатационных скважин в США в 2011 г. был в 2 раза ниже, чем в 2008 г., а среднемесячный объём ввода разведочных скважин — меньше в 2,3 раза.

нетрадиционного газа сопряжено с большими сложностями, чем традиционного. Это, в свою очередь, требует особого подхода и значительной концентрации усилий главным образом на государственном уровне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Высоцкий В.И. Ресурсы сланцевого газа и прогноз их освоения// ИнфоТЭК. — 2011. — № 1.
2. Глобальная энергетика и устойчивое развитие (Белая книга). — М.: МЦУЭР, 2009.
3. Люгай Д.В., Якушев В.С., Перлова Е.В. Экспертная оценка ООО "Газпром ВНИИГАЗ" ресурсов нетрадиционных источников углеводородного сырья и перспектив их добычи// Тр. II Междунар. науч.-практ. конф. "Мировые ресурсы и запасы газа, и перспективы технологии их освоения" (WGRR-2010). — Москва, 28.10.2010.
4. Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков/под общ. ред. А.М. Мастепанова и А.И. Громова (авторы А.М. Мастепанов, А.Д. Степанов, С.В. Горевалов, А.М. Белогорьев). — М.: ИЦ "Энергия", 2013. — 128 с.
5. Первые 5 лет "сланцевой революции": что мы теперь знаем наверняка?// Инф.-аналит. обзор/под ред. А. Макарова, Т. Митровой, В. Кулагина (авторы С. Мельникова, С. Сорокин, А. Горячева, А. Галкина). — М.: ИНЭИРАН, ноябрь 2012.
6. Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. June 2012. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
7. Annual Energy Outlook 2011. With Projections to 2035. April 2011. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
8. Bruner K., Smosna R.A. Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, 2011.
9. Kuuskraa V.A., Schmoker J.W., Dymally T.S. Diverse gas plays lurk in gas resource pyramid 1998// Oil and Gas J. — 1996: P. 123—130.
10. MIT Study on the Future of Natural Gas. URL: <http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>
11. Shale Gas — A Global Perspective. KPMG Global Energy Institute, 2011.
12. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States = Release date: April 5, 2011.