

УДК 553.981.04.003.1(470+571)

Григорьев Г.А., Афанасьева Т.А.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА В РОССИИ

Представлена сводка особенностей геолого-промысловых характеристик нетрадиционных источников газодобычи (угольный и сланцевый газ, газ плотных песчаников, газогидраты). Дана оценка экономической эффективности проектов. Проанализированы существующие оценки нетрадиционной ресурсной базы России, и охарактеризованы перспективы вовлечения этих ресурсов в промышленный оборот.

Ключевые слова: *нетрадиционные ресурсы газа, угольный газ, сланцевый газ, газ плотных песчаников, газогидраты, ресурсная база, экономическая эффективность.*

Россия обладает одними из самых значительных в мире объемами разведанных запасов газа (около 47 трлн. м³ или 24 % мировых доказанных запасов), а суммарные ресурсы (включая шельфовые акватории) оцениваются примерно в 230 трлн. м³, также занимая первое место в мировом газовом балансе. По добыче газа в последние годы мы делим первые места с США (в 2011 г. около 600 млрд. м³, примерно 20 % мировой добычи), а накопленная добыча газа в России превысила 18 трлн. м³. Наша страна занимает первое место в мире по объемам экспорта газа – около 160 млрд. м³ (более 16 % мировых экспортных поставок). Приведенные цифры характеризуют традиционную ресурсную базу газодобычи.

Геологические оценки нетрадиционных ресурсов газа и в масштабах мирового энергетического баланса, и в потенциале России несопоставимы с объемами традиционных ресурсов, зачастую намного превышая их. Тем не менее, повышенный практический интерес к ним как реальному источнику удовлетворения текущих потребностей в газовом сырье возник только в последнее время – в первую очередь благодаря прорыву в освоении их ресурсов в США. Достижения этой страны, лидера по потреблению энергоресурсов и одного из крупнейших импортеров газового сырья, оказались столь впечатляющими, что в определенной мере поколебали мировой рынок газа, привели к пересмотру взглядов на эту группу ресурсов и способствовали пересмотру в ряде стран национальной политики в сырьевой отрасли.

«Нетрадиционная» ресурсная база в России всегда рассматривалась при нефтегеологических исследованиях и неизменно учитывалась [Нетрадиционные источники..., 1989; Якуцени, Петрова, Суханов, 2009]. Однако в последние годы на волне

достижений американской газовой отрасли и в контексте перспектив развития добычи из нетрадиционных источников в других странах - в том числе странах-импортерах (реальных или потенциальных) российского газа - в России также поднялся ажиотажный интерес к нетрадиционным источникам газодобычи. На среднесрочную перспективу уже формируются амбициозные программы развития минерально-сырьевой базы углеводородов (в том числе газа) за счет вовлечения в промышленный оборот нетрадиционных источников.

В обсуждении данной проблемы следует выделить два направления – во-первых, возможное влияние нетрадиционных ресурсов на общий газовый потенциал России, во-вторых, – возможное влияние на уровни добычи газа в стране и перспективы изменения структуры газодобычи (по источникам, объемам, регионам). Существенное изменение сложившихся представлений по каждой из этих компонент способно повлечь значительные изменения в структуре отрасли, в формировании стратегии ее развития, в определении ориентиров для внутреннего сырьевого рынка и экспортной политики.

Попытаемся проанализировать существующие взгляды на масштабы российской нетрадиционной газовой ресурсной базы, ее конкурентоспособность по сравнению с традиционной. Это позволит охарактеризовать степень ее возможного влияния на добычный потенциал отрасли, определить нижнюю границу временного диапазона вероятной востребованности нетрадиционных газовых ресурсов в нашей стране.

К нетрадиционным ресурсам газового сырья относят скопления углеводородных газов в угольных формациях и плотных коллекторах (песчаниках, сланцах и карбонатных породах), а также газогидратные залежи.

Первая группа ресурсов практически во всех отношениях представляет традиционную компоненту углеводородного сырья, отличающуюся экстремально низкими коллекторскими свойствами вмещающих отложений (пористость не более 3-4 %, проницаемость ниже 0,1 мД, максимальный коэффициент извлечения не превышает 20 %) и представляющую, по сути, ее трудно извлекаемую часть. Дополнительная особенность угольных пластов как вмещающих отложений заключается в том, что до 90-95 % газа находится в особом - сорбированном - состоянии. Одна из существенных проблем, вытекающих из специфики коллекторов подобного типа и в определенной мере сдерживающих дальнейший прогресс в освоении ресурсов этой группы, обусловлена недостаточным уровнем знаний о процессах газогидродинамики в таких коллекторах и фундаментальных закономерностях, связанных с физикой пласта. Поэтому до сих пор технологии добычи газа разрабатываются на основе чисто эмпирических подходов.

С учетом масштабов распространения соответствующих комплексов отложений в осадочной толще очевидно, что это огромные по объему ресурсы. Вместе с тем, вследствие низкой продуктивности экономическая эффективность их освоения существенно ниже эффективности традиционной ресурсной базы, что (в совокупности с чисто технологическими проблемами разработки таких коллекторов) напрямую предопределяет ее весьма ограниченную востребованность. Соответственно, в мировом энергетическом балансе их доля на сегодня незначительна.

Исключением на текущий момент являются США, где традиционная ресурсная база углеводородов в существенной мере выработана, и страна, являющаяся крупнейшим в мире потребителем энергоресурсов, вынуждена покрывать огромный дефицит энергобаланса импортными поставками нефти и газа. Один из источников удовлетворения потребностей в газе за счет национального потенциала – разработка нетрадиционных ресурсов. Здесь по мере истощения запасов и сокращения добычи традиционного газа добыча из нетрадиционных источников постоянно росла, поднявшись только за период с 1998 по 2009 гг. со 150 до 250 млрд. м³ [Йост, 2010]. Причины столь бурного вовлечения в промышленный оборот несоизмеримо менее эффективных ресурсов заключаются в небывалом развитии техники и технологий бурения (включая горизонтальное), методов интенсификации притоков (включая гидроразрыв пласта - в том числе многостадийные ГРП), в росте цен на газ. Определенную роль сыграло введение существенных налоговых льгот правительством США.

Дополнительными стимулирующими факторами развития нетрадиционной ресурсной базы для США являются возможность снижения дефицита торгового баланса страны, развитие наукоемких высокотехнологичных отраслей и загрузка собственной машиностроительной промышленности, решение целого ряда социальных проблем, весьма эффективное влияние на рынки углеводородного сырья.

Вполне очевидно, что в общем случае решение вопроса целесообразности освоения запасов нетрадиционного газа лежит на пересечении двух плоскостей – с одной стороны, уровня технологического прогресса и связанной с этим экономической эффективности технологий разработки, с другой – затрат и финансовых рисков в совокупности с ценами на углеводороды.

Проанализируем экономико-технологическую составляющую рассматриваемых групп ресурсной базы газодобычи и перспективы ее развития и попытаемся экстраполировать их на российский сегмент рынка углеводородного сырья.

Угольный газ. Освоение метана угольных пластов сегодня рассматривается в двух аспектах. Во-первых, это самостоятельное полезное ископаемое с высокими потребительскими качествами (содержание метана, как правило, выше 98 %, практически полное отсутствие сероводорода), которое разрабатывается с использованием скважинных технологий, во-вторых – опасный спутник угледобычи, извлекаемый посредством технологий шахтной дегазации угольных полей с целью повышения безопасности.

В последние десятилетия по мере бурного развития техники и технологий рассматривается как автономное (в определенном смысле) направление - дегазификация шахтных угольных полей посредством их опережающего разбуривания. Это, безусловно, позволяет снижать риски внезапных массивованных выбросов метана при проходке горных выработок. Однако заведомо не следует рассчитывать на радикальное снижение их загазованности и на существенное сокращение затрат на шахтную дегазацию благодаря применению этих технологий, так как известно, что до 90-95 % угольного метана находится в сорбированном состоянии, и коэффициент извлечения газа из подобных коллекторов (с использованием даже самых современных буровых технологий) не превышает 20-30 %.

Возможно, в том числе и в связи с этим при безусловной общности ресурсной базы и очевидных различиях в технологиях газодобычи зачастую при обсуждении перспектив вовлечения в освоение газа угольных пластов происходит их смешение, которое может способствовать деформации представлений о реальном добычном потенциале этого типа ресурсов. Поэтому рассмотрим потенциал данной ресурсной базы именно с позиции технологий освоения.

А) Шахтный метан.

Особого обсуждения требует ресурсная компонента шахтного метана с точки зрения формирования его добычного потенциала. Очевидно, что объемы извлечения данного вида углеводородного сырья напрямую зависят (наряду с газовым фактором) от объемов добычи угля подземным способом. Выделяющийся в процессе подземной разработки пласта газ представлен газовой-воздушной смесью (ГВС) с содержанием метана от долей процента до 80-90 % и выше. Концентрация метана в ГВС зависит от способа дегазации подземных выработок: ее наименьший уровень в вентиляционной смеси и наибольший при подземной дегазации выработок посредством опережающего разбуривания шахтных полей системой подземных же скважин и улавливания метана с использованием вытяжных вентиляторов. Последняя технология позволяет, согласно оценкам, осуществлять дегазацию шахтных полей на 60 %, однако ее себестоимость чрезвычайно высока.

Утилизация ГВС возможна только при условии содержания метана в ГВС не ниже 25 %, а ее состав должен быть стабильным и не выходить за нижний предел критических значений, уровень которых определяется способом утилизации (теплогенерация, газотурбинное топливо, моторное топливо, химическое сырье, товарный газ и т.п.). В случае нестабильного состава ГВС шахтный метан перенаправляется для утилизации на факельную установку (или обогащается до необходимого уровня, что связано с дополнительными затратами). При содержаниях метана ниже 25 % он не подлежит утилизации и попросту выбрасывается в атмосферу (либо также обогащается). В процессе утилизации должны использоваться специальные технологии газоподготовки, снижающие влажность, запыленность газа и удаляющие примеси некоторых солей из газовоздушной смеси.

В США в 2006 г. при объеме подземной добычи угля на уровне около 300 млн. т выбросы метана оценивались примерно в 2,0 млрд. м³, однако утилизированы были лишь 25 % этого объема. В России в 1998 г. шахтная добыча угля составила 81,0 млн. т, открытая – 144,4 млн. т, а выбросы метана достигали, по оценкам МЭА, в шахтах 0,90 млрд. м³, на открытых разработках – 0,06 млрд. м³ (среднее газосодержание, соответственно, 11,1 и 0,4 м³/т). При этом объемы метана, уловленного в шахтах, составили лишь 0,21 млрд. м³, а его утилизированная часть не превышала 0,02 млрд. м³.

В соответствии с «Долгосрочной программой развития...» [Долгосрочная программа..., 2010], в 2030 г. в России должно быть добыто 325-430 млн. т каменного угля разных марок, в том числе подземным способом – 110-162 (показатели на 2010 г. составляют, соответственно, 320 и 109 млн. т). Даже при условии среднего газосодержания метана в шахтном угле на уровне 11,1 м³/т объем выделяющегося шахтного метана не превысит в 2030 г. 1,2-1,8 млрд. м³ в год. Соответственно, его уловленные объемы будут еще меньше.

По данным Н.М. Стронского и др. [Стронский и др., 2008], А.Д. Рубана, В.С. Забурдяева, на сегодня у нас в стране только прорабатываются системные решения и технологические проекты по извлечению и утилизации шахтного метана, ориентированные на доведение коэффициента извлечения до 50-70 % (на шахтах с существенной загазованностью и охваченных подобными технологиями). Эти проекты, на сегодня во многом революционные, предполагают обеспечение коэффициента извлечения кондиционной газовоздушной смеси с концентрацией метана выше 25 % в объемах не менее 50 % объемов метана, извлекаемого дегазационными и вентиляционными системами шахт. Повторимся - только на шахтах, по технологическим и экономическим условиям допускающих оборудование подобными системами.

И способы дегазации, и пути утилизации шахтного метана в первую очередь зависят от объемов выделяющегося газа и наличия технологических возможностей его использования, которые также напрямую предопределяются объемами капируемого метана и составом газо-воздушной смеси. При этом от масштабов газовыделения на том или ином объекте или группе объектов зависят возможные технологические решения проблемы, связанные как с элементами системы отвода и сбора метана, так и с технологиями его утилизации. Безусловно, конкретными технологическими решениями и масштабами соответствующих проектов будут определяться и их экономические показатели.

При оценке экономической эффективности соответствующих проектов помимо чисто технико-технологической компоненты, непосредственно связанной с конкретным техническим решением, должны учитываться (и безусловно учитываются) все сопутствующие компоненты таких проектов – это повышение безопасности работ и снижение аварийности шахтной разработки углей, снижение выбросов в атмосферу метана, относимого к парниковым газам, снижение выбросов углекислого газа за счет замены шахтным метаном менее экологичного энергетического сырья (например, замена угля, используемого для теплогенерации, на шахтный метан или ГВС), получение тепла и электроэнергии за счет использования капируемого метана и другие.

В мире накоплен весьма богатый опыт эффективных технологических решений по утилизации шахтного метана, охватывающих все элементы технологической цепочки, присутствующие при реализации данной проблемы – от решений по дегазации пластов и сбору газа до решений по максимально эффективному использованию энергетического потенциала получаемой метано-воздушной смеси применительно к каждому конкретному объекту угледобычи.

По оценкам А.Д. Рубана, В.С. Забурдяева, по России потенциал газодобычи шахтного метана не превышает 0,2-0,7 млрд. м³/год, что составляет менее 0,12 % от уровня сегодняшней добычи газа. Поскольку в среднесрочно-долгосрочной перспективе радикального наращивания подземной добычи угля не предвидится, в будущем данная компонента газодобычи также не будет играть заметной роли в энергобалансе страны. При всем этом проблема шахтного метана будет по-прежнему оставаться актуальной – прежде всего с точки зрения обеспечения безопасности подземной угледобычи.

Б) Метан угленосных формаций («скважинный»).

Данная ресурсная компонента угольного метана, безусловно, является главной, и именно она определяет потенциал газодобычи в пределах угольных бассейнов как будущая

альтернатива традиционной ресурсной базы газодобычи. Добыча осуществляется посредством разбуривания угленосных формаций с поверхности земли (в том числе и для целей предварительной дегазации шахтных полей).

На сегодня абсолютным мировым лидером в добыче угольного метана являются США (в 2008 г. добыто порядка 53 млрд. м³). Здесь большая часть месторождений высококачественного и легко добываемого угольного метана с глубинами залегания 450-1500 м уже открыта и эксплуатируется. Перспективы наращивания газодобычи связываются с разработкой глубокозалегающих углей, углей низкого качества и более интенсивной разработкой уже эксплуатируемых объектов. По отдельным бассейнам США ресурсы угольного метана на глубинах более 1850 м превышают 85 % их газового потенциала [Куускраа, Ристенберг, Фергусон, 2008; Ривз, Коперна, Куускраа, 2008; Стронский и др., 2008].

Бурное развитие добычи угольного метана буквально в последние годы наблюдается в Австралии, где реализуется ряд крупнейших проектов, которые кроме непосредственно добычного сегмента включают строительство заводов сжижения газа и наращивание экспортных поставок СПГ.

Емкостные, фильтрационные и генерационные характеристики углей напрямую определяются степенью их метаморфизма. Размер пор и пустот в углях изменяется в широких пределах от 5-7 Å, до 1-3 мкм при преобладающем размере пор в антрацитах 5-100 Å, у бурых углей 40-10000 Å, у среднеметаморфизованных каменных углей 15-300 Å. Соответственно, предельная газоемкость углей варьирует от 5-8 м³/т у бурых углей до 45-47 м³/т у антрацитов. По данным В.П. Якуцени (ФГУП «ВНИГРИ»), реальный газовый фактор может быть существенно ниже предельного уровня. Притом, что фильтрационные характеристики угольных пластов предопределяются их трещиноватостью и геомеханическим состоянием (сжатие или растяжение), бурые угли характеризуются в целом относительно более высокой проницаемостью (от 100-200 до 500-700 мД), антрациты - низкой (редко выше 1-2 мД) [Стронский и др., 2008].

Эти особенности несоизмеримо более остро по сравнению с традиционной ресурсной базой ставят чисто геологические проблемы определения ресурсной базы. При столь широкой распространенности угленосных формаций в осадочной толще - как по географии, так и в разрезе - важно выделить участки бассейнов как объекты газодобычи, потенциально привлекательные с экономических позиций. Ресурсы метана угольных пластов зависят от геолого-промысловых особенностей метанугольных бассейнов, а перспективы

промышленной разработки – от масштабов и плотности (концентрации) его ресурсов, распределения по этажам и стратиграфическим подразделениям районов, месторождений, поисково-оценочных площадей и участков. Поиск высокоперспективных участков – сложный и многостадийный процесс, по существу дублирующий стадийность локализации традиционных залежей.

Специфика угольного метана заключается в том, что запасы в меньшей степени зависят от пористости и проницаемости керна, но являются функцией от адсорбции метана внутри матрицы угля.

С точки зрения эксплуатации ресурсной базы данного типа ситуация усугубляется тем обстоятельством, что для угольных пластов обычными являются существенные различия характеристик даже на небольших расстояниях, что затрудняет экстраполяцию результатов опорно-технологического бурения на более крупные эксплуатационные блоки и участки. Это требует перед промышленной разработкой и бурением кустов скважин проведения оценки на уровне бассейна и масштабных локальных испытаний. В данном комплексе методологического и технологического обеспечения проектов на всех этапах их реализации огромную роль играет моделирование [Блоч и др., 2008].

Начальные дебиты скважин составляют 10-15, иногда до 60-80 тыс. м³/сут. и характеризуются интенсивным снижением в процессе эксплуатации скважин. В мелких угольных пластах они практически не превышают 25-35 тыс. м³/сут. при стоимости скважин до 1 млн. долл. США. Современные технологии воздействия на пласт (в том числе горизонтальное бурение, многостадийные гидроразрывы пласта и даже закачка CO₂) позволяют интенсифицировать процессы отбора и увеличить полноту извлечения газа (в отдельных случаях дебиты возрастали с 19 до 100 тыс. м³/сут.), однако экономическая эффективность подобных технологий не всегда очевидна и они могут быть реализованы лишь при налоговых преференциях [Куускраа, Ристенберг, Фергусон, 2008; Ривз, Коперна, Куускраа, 2008].

Согласно публикациям в специализированных изданиях и интернет-ресурсах за 2010 г., для ряда бассейнов США с глубинами залегания 300-900 м средние дебиты типовых эксплуатационных скважин составляют 1,7-14,0 тыс. м³/сут., объемы откачки воды достигают 3,2-47,0 м³/сут.*скв., капитальные и эксплуатационные затраты оцениваются, соответственно, в 67-110 и 9-21 тыс. долл. США/скв., отборы газа составляют 6,2-51,1 млн. м³/скв. Себестоимость добычи газа по этим объектам лежит в диапазоне 26-150 долл. США/тыс. м³.

Специфика проектов угольного метана, равно как и всех рассматриваемых групп ресурсов, заключается в необходимости как можно на более ранних фазах по сравнению с традиционной ресурсной базой исследовать механику пласта после высвобождения газа из матрицы коллектора. Это связано с общим низким уровнем их фильтрационно-емкостных свойств и различными диффузионными способностями, так как для угольных толщ именно диффузионные процессы играют значительную роль в массопереносе. Поскольку традиционные методы геологии здесь в существенной мере не подходят, до сих пор механика подобных объектов до конца не исследована. Прямое следствие такого состояния – наличие наряду с высокоэффективными средне- и низкоэффективных скважин, что предопределяет существенное увеличение коммерческих рисков. Повышенная критичность данного фактора применительно к нетрадиционной ресурсной базе определяется несопоставимо более низкой продуктивностью рассматриваемых типов отложений по сравнению с традиционными коллекторами. Соответственно, каждый подобный проект требует предварительных специальных исследований, что позволяет выявить его коммерческие перспективы на максимально ранних этапах [Блоч и др., 2008].

Согласно оценкам, полученным специалистами ФГУП «ВНИГРИ», ВНИГРИуголь и другими исследователями [Нетрадиционные источники..., 1989; Стронский и др., 2008; Якуцени, Петрова, Суханов, 2009], на сегодня ресурсный потенциал угольного метана по основным угольным бассейнам России оценивается в диапазоне примерно от 50 до 84-90 трлн. м³ (извлекаемые).

К числу наиболее изученных с точки зрения перспектив газоносности относится Кузнецкий бассейн, общие извлекаемые ресурсы которого оцениваются в 13.1 трлн.м³. Дополнительная типизация по геолого-промысловым характеристикам позволила выделить наиболее перспективные районы и дифференцировать ресурсную базу по глубинам залегания: около 2,5 трлн. м³ локализуется на глубинах до 600 м, около 5,0 трлн. м³ в интервале глубин 600-1200 м, и около 5,6 трлн. м³ – на глубинах 1200-1800 м. По наиболее перспективным районам (газосодержание на уровне 20-30 м³/т, плотность ресурсов 2,0-2,5 млрд. м³/км² или 2,0-2,5 т/м² в нефтяном эквиваленте, проницаемость до 80 мД) ресурсный потенциал Кузбасса оценивается в 6 трлн. м³ [Стронский и др., 2008].

Таким образом, Россия обладает существенным потенциалом данного вида ресурсов, а его оценки вполне надежны. Тем не менее, на сегодня промышленная добыча угольного метана в России практически не ведется и ограничена утилизацией незначительных объемов шахтного метана. Возможное развертывание работ, нацеленных на удовлетворение местных

нужд в газе как эффективном энергоресурсе, сдерживается наличием определенных технологических проблем и высокими геологическими, технологическими и финансовыми рисками подобных проектов. В этих условиях потенциальные максимальные уровни добычи могут определяться исключительно перспективными потребностями угледобывающих регионов, наличием в их пределах региональных потребителей.

Согласно некоторым оценкам, ресурсный потенциал высокоперспективных угольных бассейнов России может обеспечить добычу метана в объемах 17-19 млрд. м³/год [Стронский и др., 2008]. Однако, каковы реальные перспективы ее реализации в России?

С учетом экспериментальных работ ОАО «Промгаз» (Кузбасс, 2003-2008 гг.) и накопленного мирового опыта 12 февраля 2010 г. запущен в эксплуатацию первый в России метаноугольный промысел в Кузбассе (Талдинская площадь, глубина залегания 600-960 м, вскрыты продуктивные пласты общей мощностью 24 м, ресурсы газа оцениваются в 95,3 млрд. м³). Программа развития проекта предусматривает ввод в эксплуатацию начиная с 2011 г. Нарыкско-Осташкинской площади - самой перспективной в Кузбассе (объем ресурсов 918 млрд. м³). К 2020 г. общий фонд скважин в рамках проекта должен составить 1200 единиц, а добыча газа – вырасти до 3,5-4,0 млрд. м³ (темп отбора менее 0,4 % от ресурсного потенциала). Дальнейшее поддержание добычи обусловливается дополнительным вводом 20-30 скважин в год.

Инвестиции в проект за 2008-2010 гг. составили 2 млрд. руб., на 2011 г. оценивались в 1,5 млрд. руб. Общая стоимость проекта в целом (по 2030 г.) определена, согласно опубликованной информации, в 80 млрд. руб. Таким образом, проектная себестоимость добычи газа предполагается на уровне 52,5-46 долл. США/тыс. м³ (если заложенная цифра затрат включает и эксплуатационные расходы).

Как легко посчитать, в основу расчетов положен средний дебит скважин за весь период их жизненного цикла (а это 8-12 лет) на уровне 8,0-9,1 тыс. м³/сут., что вполне коррелируется с показателями по бассейнам США.

На начало 2011 г. работало 7 скважин, размещенных на площади 162 га (плотность сетки 23,1 га/скв.), было проведено 37 гидроразрывов угольных пластов. За 2010 г. добыто 5,3 млн. м³ газа. Газ использовался для местных нужд. В 2011 г. предполагалось строительство 8 скважин на Нарыкско-Осташкинской площади и еще 4 - на Талдинской, что должно было обеспечить в 2011 г. суммарную добычу в объеме 10 млн. м³.

Получаем средние на конец 2011 г. дебиты проектного фонда скважин (с учетом ранее пробуренных) на уровне не более 2,1 тыс. м³/сут. Это существенно ниже «проектных»

показателей, оцененных чуть выше и заложенных в основу регионального проекта. Полученные цифры тем более настораживают, что они получены по результатам работы скважин за первый год эксплуатации, когда дебиты максимальны.

Таким образом, проектные показатели, заложенные в региональный проект, не согласуются с «локальными» по времени достигнутыми показателями продуктивности скважин, реально полученными в рамках проекта на сегодня и ожидаемыми завтра. Полученные реальные дебиты отвечают начальному периоду эксплуатации скважин, для которого характерны пиковые отборы газа.

Это дает основания для сомнений в обоснованности и достижимости проектных показателей. Значит, правомерно опасение, что для выхода проекта на ожидаемый уровень производства газа потребуются фонд скважин, минимум в 3-4 раза превышающий проектный. Соответственно, примерно во столько же раз вырастет стоимость проекта и, как следствие, себестоимость добычи угольного газа – в этом случае она может составить 175-225 долл. США/тыс. м³, что намного перекрывает уровень сегодняшних внутренних цен на газ (для Кузбасса примерно 120 долл. США/тыс. м³).

Востребованность угольного метана в США обусловили в первую очередь рост цен на газ и высочайший уровень технологий, связанных с бурением и интенсификацией газопритоков из плохих коллекторов. К сожалению, первые результаты реализации подобного проекта в России даже на объектах, считающихся наиболее перспективными, свидетельствуют о безусловном техническом и технологическом отставании отечественных компаний от зарубежных и в частности – от американских. Возможная себестоимость освоения этой ресурсной базы в подобных обстоятельствах по крайней мере отодвигает на неопределенное время возможность ее вывода в значимых масштабах на отечественные энергетические рынки. Но даже полная реализация потенциала угольного метана (а это, согласно приведенным выше оценкам, 17-19 млрд. м³) составит не более 3,2 % от существующей добычи газа в России.

Как показано выше, потенциал наращивания этих объемов за счет добычи шахтного метана не превышает 0,2 %.

Сланцевый газ. Промышленная эксплуатация осуществляется более 100 лет, и исторически это далеко не новое направление развития ресурсной базы газодобычи. Инициатором ее массированного освоения в современных масштабах выступают США: из общей добычи в мире за 2009 г. 72 млрд. м³ (2,6 % мировых объемов газа) здесь извлечено 67,2 млрд. м³ (11,3 % национальной добычи) – притом, что за 1998 г. в США было добыто

лишь 8,3 млрд. м³ сланцевого газа. Прогнозируется дальнейший ежегодный рост его добычи в США в среднем на 5,3 % с доведением отборов до 170 млрд. м³ к 2035 г. [Дмитриевский, Высоцкий, 2010; Коржубаев, Хуршудов, 2010].

Глубины залегания наиболее перспективных сланцевых комплексов в бассейнах США варьируют в диапазоне 1500-4600 м. По существующим оценкам, при средней плотности ресурсов сланцевого газа 2,5 млн. м³/км² (или 0,0025 т/м² в пересчете на нефтяной эквивалент) в пределах наиболее перспективных бассейнов она колеблется от 150 до 3500 млн. м³/км² и более - до десятков млрд. м³/км² (или 0,15-3,5 т. н.э./м² и более). Извлекаемые ресурсы сланцевого газа США оцениваются на сегодня в 17,4-23,3 трлн. м³.

Начальные дебиты скважин не превышают 40-230 тыс. м³/сут., иногда достигая 500-560 тыс. м³/сут., характеризуются резким снижением (в 3-4 раза и более) уже в течение первого года работы скважин и более медленным падением – в последующие. Жизненный цикл скважин ограничен 8-12 годами, а совокупная добыча газа колеблется от 28-85 до 100-140 млн. м³ на скважину. При затратах на их строительство от 3 до 10 млн. долл. США (с учетом затрат на проведение ГРП) себестоимость добычи достигает 100-150 долл. США/тыс.м³, будучи рентабельной при стоимости газа на устье скважины не ниже 117-250 долл. США/тыс. м³ [Куускраа, Ристенберг, Фергусон, 2008; Ривз, Коперна, Куускраа, 2008; Йост, 2010]. Отметим, рентабельной для условий США – то есть с учетом наличия транспортной и производственной инфраструктуры, местных потребителей и существенных налоговых льгот.

Дополнительные геолого-промысловые и, соответственно, коммерческие риски в данный тип проектов привносятся рядом специфических неопределенностей, присущих подобным продуктивным толщам: уровень проницаемости в зоне разработки, возможная продуктивность скважин, эффективность методов интенсификации. Минимизировать их на ранних этапах реализации проектов не всегда возможно, что увеличивает масштабы возможных финансовых потерь.

Сланцы – материнская порода и коллектор (низкого качества) одновременно. Добычу сланцевого газа стимулировало развитие глубокого бурения и технологий проведения гидроразрыва пласта, в том числе масштабных (средний расход воды до 17 тыс.м³/скв.) и многостадийных (до 10-12 ГРП за период жизненного цикла скважин). Благодаря новым технологиям – горизонтальным скважинам со сверхдальним отходом от вертикали, передовым методам ГРП – разработка запасов стала рентабельной. Дополнительные резервы развития направления связываются с проведением работ по выявлению оптимальных

методов бурения и заканчивания скважин. Тем не менее, максимальный коэффициент извлечения газа не превышает 20 %.

Однако помимо чисто технологических проблем для данного направления развития газодобычи существуют вполне реальные экологические препятствия. Согласно последним данным по США, в пределах некоторых территорий будут вводиться определенные ограничения на масштабы проведения ГРП и осуществляться их более тесная увязка с программами бурения с целью ограничения воздействия столь массивированных гидроразрывов на окружающую среду и защиты водоносных пластов. Предполагается введение законодательных регламентов на состав реагентов и способы утилизации отходов. А это неизбежно повлечет дополнительные затраты (как материальные, так и финансовые) и потребует дополнительного времени на осуществление технологических процессов [Йост, 2010].

Мировые ресурсы сланцевого газа достигают 460 трлн. м³, ресурсный потенциал в пределах бывшего СССР оценивается в 17,7 трлн. м³ [Виноградова, 2009; Дмитриевский, Высоцкий, 2010]. Используя некоторые корреляционные соотношения, полученные для территории США, В.Высоцкий оценивает потенциал сланцевых формаций по России на уровне 20,1 трлн. м³.

Вполне очевидно, что приводимые характеристики данной ресурсной базы по России могут рассматриваться только в качестве самого общего ориентира для отрасли. Основная причина этого – в несоизмеримо меньшей изученности в первую очередь глубоким бурением территории России (22 м/км² против 250-360 м/км² в США), в отсутствии специальных тематических исследований сланцевых толщ как объекта эксплуатации.

Любая количественная оценка подобной ресурсной базы основана на интерпретации данных каротажа и образцов керна, а соответствующие методики должны быть «откалиброваны» применительно к специфике каждой залежи, рассматриваемой в качестве перспективного объекта разработки. Это предполагает достижение определенного уровня изученности, минимальный критический порог которой должен быть несопоставимо выше, чем это характерно для территории России.

Основанием для детальных, всесторонне обоснованных и весьма надежных оценок ресурсного потенциала, полученных, например, для угольного метана в пределах Кузнецкого бассейна, послужило бурение более 6500 специальных газовых скважин. Для корректной оценки потенциала сланцевых толщ также необходимы специальные исследования, в том числе и по керну и по газоприходам из них. Подобных исследований у нас практически не

проводилось, так как соответствующие комплексы отложений никогда не были целевыми, а все геологические программы ориентировались на изучение традиционных коллекторов и традиционной ресурсной базы углеводородов.

Учитывая в целом более сложные геолого-промысловые характеристики сланцевых толщ по сравнению с угленосными (в первую очередь, вследствие существенно больших глубин залегания, более сложных условий проведения ГРП и ряда других) при выходе на данную ресурсную базу требования к техническому и технологическому потенциалу добывающих компаний поднимаются на существенно более высокий уровень, чем при освоении угольного газа. Еще менее очевидной становится коммерческая привлекательность проектов. С учетом этих факторов возможное начало реального и значимого по масштабам вовлечения в промышленный оборот ресурсной базы сланцевых толщ сегодня, в условиях гарантированной обеспеченности высоких уровней добычи традиционной ресурсной базой, однозначно ожидать не следует. А практическая востребованность сланцевого газа (и, скорее всего, в весьма ограниченных объемах на начальном этапе) отодвигается за пределы среднесрочной перспективы (за 2030 г.).

Плотные песчаники. Лидером освоения этих коллекторов являются также США. В настоящее время добыча здесь продолжает динамично нарастать. К 2030 г. ее объем планируется на уровне до 200 млрд. м³ [Коржубаев, Хуршудов, 2010].

Диапазон распределения по глубинам объектов реальной промышленной разработки можно рассматривать как рекордный - от 90-300 м до 4500-5600 м и более при мощностях продуктивных толщ до 7-30 м и более. Стоимость бурения и заканчивания скважин (включая проведение ГРП) для максимальных глубин достигает 8-12 млн. долл. США. Дополнительные ожидания связываются с перспективами удешевления буровых работ по мере совершенствования техники и технологий. Методы интенсификации сводятся к горизонтальному бурению и проведению ГРП – от мелкомасштабных (до 45 т наполнителя) до массивированных и многостадийных.

Проницаемость матрицы не превышает 5 мД. Суммарная добыча на скважину постоянно растет и увеличилась со средних 141,6 млн. м³/скв. в конце 1990-х гг. до 255 млн. м³/скв. в последнее время [Куускраа, Ристенберг, Фергусон, 2008]. Даже на наиболее глубокозалегающих объектах расчетная суммарная добыча зачастую оценивается в 140-200 тыс. м³/скв. Существуют уникальные скважины, продемонстрировавшие для глубокозалегающих объектов дебиты на начальном этапе разработки до 315 тыс. м³/сут. и отборы на скважину до 560 млн. м³. В силу специфики литологического состава отдельные

эксплуатационные объекты по мощности достигают 900 м и представлены сериями продуктивных пропластков. Главная технологическая задача в подобных проектах – заканчивание скважин и обработка как можно большего количества песчаников (пропластков).

Себестоимость добычи газа в точке производства находится в пределах 80-320 долл. США/тыс. м³.

Опять же, оценка перспектив практического вовлечения в освоение этих ресурсов должна основываться на определенном уровне геологической изученности осадочных бассейнов с точки зрения распространения в литосфере соответствующих комплексов отложений и их газоносности, на высоком технологическом потенциале добывающей отрасли.

Ресурсный потенциал плотных песчаников в пределах территории России не поддается корректному анализу в силу недостаточной степени его изученности, а реализации значимых по объемам добычи проектов также невозможно ждать ранее 2030-х гг.

Газогидраты. Данный тип газовых ресурсов следует рассматривать как наименее исследованный и наиболее проблемный – как с точки зрения оценки принципиальной возможности вовлечения его в промышленный оборот, так и с точки зрения всесторонней характеристики ресурсной базы и, соответственно, оценки масштабов предполагаемой добычи и определения хотя бы примерных временных рамок ее начала.

Газогидраты представляют собой специфическое агрегатное образование, состоящее из молекул воды и газа (в нашем случае метана), напоминающее лед и способное существовать лишь в определенных термобарических условиях и, соответственно, в ограниченном по глубине интервале осадочной толщи (для проекта Маллик, Канада это интервал 890-1110 м, проект Нанкай, Японское море – 290-310 м). Кубический метр газогидрата содержит 160-180 м³ метана и 0,78 м³ воды [Нетрадиционные источники..., 1989; Якушев, 2008]. Газогидраты заполняют пустотное пространство пород, характеризующихся достаточно высокой пористостью (до 30-40 %), степень заполнения может достигать 80 % и более. При температуре и давлении, выходящих за критический порог гидратообразования, происходит его разложение на газ и воду. Это весьма энергоемкий процесс, и затраты энергии составляют 450 кДж/кг (для растапливания льда требуется 336 кДж/кг).

В силу специфики физических условий существования газогидратов данный тип газовых ресурсов трудно изучать, так как их исчерпывающие геолого-промысловые исследования могут быть проведены только на основании отбора кернa, что затруднено

технически. На сегодня не существует геофизических методов для их выделения и оценки наиболее существенных параметров залежей.

Процесс освоения ресурсов газогидратов также представляет собой сложную технологическую проблему. Все возможные методы разработки сводятся к трем основным способам [Якушев, 2008]: депрессионный, тепловой и ингибиторный (химический) и их комбинации. При этом два последних метода в чистом виде на данном этапе исследований оцениваются как заведомо неприемлемые (соответственно, по энергетической эффективности или по экономическим и экологическим причинам); первый рассматривается как теоретически возможный, однако имеющий ограниченную технологическую и, следовательно, экономическую эффективность, а себестоимость их освоения (расчетная) оценивается в диапазоне 164-321 долл. США/тыс. м³.

На сегодня в мире реализуются лишь несколько проектов по разведке газогидратных залежей. До начала опытной эксплуатации доведен единственный и наиболее известный – проект Маллик в Канаде (дельта реки Маккензи, длится уже 11-й год; начиная с 2007-2008 гг. осуществляются полупромышленные испытания скважин, вскрывших залежь). Даже в самых смелых планах по началу промышленного освоения этих ресурсов фигурируют даты не ранее 2016 г. Какими они окажутся в действительности – загадка еще более сложная.

На некоторую определенность в данном вопросе, а главное - на оценку перспективных объемов добычи, на которые следует ориентироваться при самом благоприятном развитии данного направления наращивания ресурсной базы, возможно выйти, попытавшись оценить ресурсный потенциал газогидратов.

В одной из немногочисленных публикаций, характеризующих базовые параметры рассматриваемого ресурса и послужившей основой для целого ряда последующих обобщений по данной проблеме другими исследователями, со ссылкой на проект Маккензи приводится удельная плотность 4×10^{12} м³/км² [Якушев, 2008]. Если переведем эту цифру в нефтяной эквивалент, получаем значение 4000 т. н.э./м². Это заведомо неверная величина, которая вполне могла способствовать формированию завышенных оценок ресурсов газогидратов (реальная плотность по проекту Маллик оценивается на уровне около 4 т.н.э./м²).

Сложность изучения и ограниченный по составу и представительности фактический материал по газогидратам породил весьма неоднозначные оценки как с точки зрения распространенности в земной коре, так и масштабов его ресурсного потенциала. Мировые ресурсы газогидратов оцениваются от 10-1000 трлн. м³ [Щебетов, 2006] до 16×10^{12} т.н.э. или

16000 трлн. м³ [Басниев, Сухоносенко, 2010] и до 200-20000 трлн. м³ [Дмитриевский, Валяев, 2004]. При этом отмечается наличие явной тенденции к снижению величины этих оценок по мере поступления новой информации и детализации исследований (7800000-20000-200 трлн. м³) [Дмитриевский, Валяев, 2004].

Оценки ресурсного потенциала метана газогидратов России также неоднозначны. Одними авторами со ссылкой на специальные исследования оптимизм в отношении данной ресурсной базы рассматривается как «мало обоснованный» [Якуцени, Петрова, Суханов, 2009], другими оценивается от 300 трлн. м³ [Басниев, Сухоносенко, 2010] до 1100 трлн. м³ (оценки «ГазпромВНИИГАЗа»). По-разному оценивается характер локализации газогидратов по площади и разрезу в пределах перспективных территорий. Ряд авторов связывает огромные перспективы газогидратов как ресурса будущего с уже открытыми месторождениями-гигантами – Мессояхским, Ямбургским, Заполярным и другими [Щебетов, 2006; Басниев, Сухоносенко, 2010]. В то же время современные результаты исследований такого уникального объекта как Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение [Жагрин и др., 2010] не позволяют говорить о значимой и даже заметной роли газогидратов в его ресурсном потенциале.

Учитывая низкую степень изученности газогидратов, ограниченный по объему ресурсный потенциал, заведомо уступающий потенциалу традиционных газовых залежей, а также специфику их агрегатного состояния и вполне очевидные чисто технологические проблемы как изучения, так и освоения, данную группу ресурсов следует рассматривать исключительно лишь как объект возможного изучения. На наш взгляд, ранее 2040-2050-х гг. эта группа ресурсов востребована не будет.

Таким образом, обобщая сказанное, можно констатировать следующее:

1) Ресурсный потенциал нетрадиционных источников в пределах России изучен недостаточно, а его масштабы и возможная роль в энергобалансе страны на среднесрочную перспективу (минимум до 2030 г.) не могут рассматриваться как значимые – в силу высокой обеспеченности газодобычи из традиционной ресурсной базы;

2) Себестоимость разработки нетрадиционных объектов кратно и даже на порядок превышает себестоимость освоения традиционной ресурсной базы газового сырья. В России этот разрыв еще больше. Соответственно, ее востребованность будет ограничена исключительно локальными нуждами регионов;

3) На среднесрочную перспективу невозможно ожидать перелома в отношении коммерческой привлекательности нетрадиционной ресурсной базы газодобычи. В то же

время необходимость изучения, по крайней мере, фундаментальных проблем, связанных с ее потенциальным развитием, очевидна. Соответствующее финансирование наиболее актуальных исследований должно обеспечиваться государством;

4) Особое место занимает проблема газа угольных формаций. Несмотря на ограниченный добычной потенциал угольного метана в масштабах традиционной ресурсной базы России, его изучение выходит за рамки чисто ресурсной составляющей и будет играть, безусловно, огромное значение – в первую очередь в связи с необходимостью повышения безопасности подземной угледобычи.

Литература

Басниев К.С., Сухоносенко А.Л. Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений // Газовая промышленность. - 2010. - №1. - С. 22-23.

Блоч М., Уили Г., Родвелл Г., Рикман Р.Д., Рингисен Д.А., Ист Л.Э. Угольный метан. Концепция жизненного цикла и технологии добычи // Oil & Gas Journal, Russia. - 2008. - №6. - С. 86-93.

Виноградова О. Сланцевый газ: миф или бум? // Нефтегазовая вертикаль. - 2009. - №25-26. - С. 24-28.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - №1-2. - С. 5-13.

Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Газовая промышленность. - 2010. - №8. - С. 44-47.

Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 г. - М., 2010. - http://www.rosugol.ru/upload/pdf/dpup_2030.pdf

Жагрин А., Шленкин С., Кулишкин Н., Харахинов В., Попова О., Коняев Д. Уникальная Мессояха. Новые данные об известном нефтегазоконденсатном объекте // Oil & Gas Journal, Russia. - 2010. - №7-8. - С. 70-73.

Йост Ч. «Сланцевая» революция, или быть или не быть сжиженному газу на рынке США // Oil & Gas Journal, Russia. - 2010. - №7-8. - С. 22-27.

Коржубаев А., Хуришудов А. Сланцевый газ: бум или не бум? // Нефтегазовая вертикаль. - 2010. - №8. - С. 42-44.

Куускраа В., Ристенберг Д., Фергусон Р. Нетрадиционный газ: новые залежи, ресурсы и перспективы // Oil & Gas Journal, Russia. - 2008. - №1-2. - С. 48-55.

Нетрадиционные источники углеводородного сырья. / Под редакцией В.П. Якуцени. – М.: Недра. - 1989. – 223 с.

Ривз С., Коперна Д., Куускраа В. Нетрадиционный газ: технологические ключи к расширению ресурсов // Oil & Gas Journal, Russia. - 2008. - №1-2. - С. 56-61.

Стронский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал (журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева). - 2008. - Т. LII. - №6. - С. 63-72.

Щебетов А. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки // Технологии ТЭК. - 2006. - №4. - С. 12-16.

Якушев В. Природные газогидраты: газовые ресурсы и геологическая угроза // Oil & Gas Journal, Russia. - 2008. - №6. - С. 77-83.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf

Grigor'ev G.A., Afanas'eva T.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PROSPECTS FOR INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL GAS RESOURCES IN RUSSIA

A summary of features of geological and commercial characteristics of unconventional gas (coal and shale gas, tight sands gas, gas hydrates) is presented. The estimation of economic efficiency of unconventional gas projects is provided. The existing estimates of unconventional resources of Russia are analyzed. The perspective for industrial development of these resources is characterized.

Key words: *unconventional gas resources, coal gas, shale gas, tight sands gas, gas hydrates, resource base, economic efficiency.*

References

Basniev K.S., Sukhonosenko A.L. *Perspektivy osvoeniya resursov gazogidratnykh mestorozhdeniy* [Prospects for development of gas hydrate fields]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2010, no. 1, pp. 22-23.

Bloch M., Wili G., Rodvelt G., Rickman R.D., Ringisen D.A., Ist L.E. *Ugol'nyy metan. Kontseptsiya zhiznennogo tsikla i tekhnologii dobychi* [Coal Bed Methane. The concept of zhiznennogo cycle and production technology]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2008, no.6, pp. 86-93.

Dmitrievskiy A.N., Valyaev B.M. *Rasprostranenie i resursy metana gazovykh gidratov* [Distribution and resources of gas hydrates methane]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2004, no. 1-2, pp. 5-13.

Dmitrievskiy A.N., Vysotskiy V.I. *Slantsevy gaz – novyy vektor razvitiya mirovogo rynka uglevodorodnogo syr'ya* [Shale gas - a new direction for the global hydrocarbon market development]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2010, no. 8, pp. 44-47.

Korzhubaev A., Khurshudov A. *Slantsevy gaz: bum ili ne bum?* [Shale gas: a boom or not a boom?]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2010, no. 8, pp. 42-44.

Kuuskraa V., Ristenberg D., Ferguson R. *Netraditsionny gaz: novye zalezhi, resursy i perspektivy* [Unconventional gas: new deposits, resources and perspectives]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2008, no. 1-2, pp. 48-55.

Netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya [Unconventional sources of hydrocarbons]. Editor V.P. Yakutseni. Moscow: Nedra, 1989, 223 p.

Rivz S., Koperna D., Kuuskraa V. *Netraditsionny gaz: tekhnologicheskie klyuchi k rasshireniyu resursov* [Unconventional gas: technological keys to the expansion of resources]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2008, no. 1-2, pp. 56-61.

Shchebetov A. *Mestorozhdeniya gazovykh gidratov: resursy i vozmozhnye metody razrabotki* [The deposits of gas hydrates: resources and possible methods of development]. *Tekhnologii TEK*, 2006, no. 4, pp. 12-16.

Stronskiy N.M., Khryukin V.T., Mitronov D.V., Shvachko E.V. *Netraditsionnye resursy metana uglenosnykh tolshch* [Unconventional methane resources of coal-bearing strata]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal (zhurnal Rossiyskogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva)*, 2008, vol. LII, no. 6, pp. 63-72.

Vinogradova O. *Slantsevy gaz: mif ili bum?* [Shale gas: a myth or a boom?]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2009, no. 25-26, pp. 24-28.

Yakushev V. *Prirodnye gazogidraty: gazovye resursy i geologicheskaya ugroza* [Natural gas hydrates: gas resources and geological risk]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2008, no. 6, pp. 77-83.

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. *Netraditsionnye resursy ulevodorodov - rezerv dlya vospolneniya syr'evoy bazy nefi i gaza Rossii* [Unconventional hydrocarbon resources are the reserve for renewal of the Russia oil and gas resource base]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2009, vol. 4, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf

Yost Ch. «*Slantsevaya*» *revolyutsiya, ili byt' ili ne byt' szhizhennomu gazu na rynke SShA* ["Slate" revolution, or to be or not to be a liquefied gas in the U.S. market]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2010, no. 7-8, pp. 22-27.

Zhagrin A., Shlenkin S., Kulishkin N., Kharakhinov V., Popova O., Konyaev D. *Unikal'naya Messoyakha. Novye dannye ob izvestnom neftegazokondensatnom ob'ekte* [Unique Messoyakha. New data about the known oil and gas condensate object]. *Oil & Gas Journal, Russia*, 2010, no. 7-8, pp. 70-73.

© Григорьев Г.А., Афанасьева Т.А., 2012