

Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России

Рассмотрены вопросы оценки ресурсной базы метана в угольных пластах, проанализированы перспективы добычи метана угольных пластов на территории России. Добыча метана угольных пластов и его использование для местного газоснабжения особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны. Однако эти работы не проводят вследствие отсутствия ряда необходимых нормативных документов, утвержденных на федеральном уровне. Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий. Перспективы добычи метана угольных пластов в России связаны с бассейнами и месторождениями, где добыча углей осуществляется подземным способом, а мероприятия по дегазации угольных пластов являются обязательными.

Ключевые слова: метан угольных пластов, ресурсы, добыча, метаноугольное месторождение, геолого-экономическая оценка.

Метан является сопутствующим углю компонентом. Его доля в составе газов угольных пластов колеблется в широких пределах – от 0-70 % в зоне газового выветривания до 70-98 % в зоне метановых газов. Систематическое изучение метана угольных пластов (МУП) России началось более 100 лет назад еще в Российской империи. Практически до конца XX в. МУП рассматривался в качестве попутного полезного ископаемого, значительно осложняющего процессы разведки и разработки угольных месторождений. Интерес к МУП, как самостоятельному полезному ископаемому, возник в конце 80-х годов XX в. после того, как появились сведения о его широкомасштабной промышленной добыче в США на двух месторождениях в бассейнах Блек Уорриор (Black Warrior) и Сан Хуан (San Juan). За десять лет проблема была решена, и в 1990 г. добыча метана из угольных пластов в США достигла 5 млрд м³, а затем резко возросла до 24,3 млрд м³ в 1994 г. (Saulsberry et al., 1996; Kuuskraa, 1998). В связи с началом промышленного освоения этого полезного ископаемого возник термин «метаноугольное месторождение», который предусматривает возможность самостоятельной промышленной отработки двух взаимосвязанных компонентов угленосной толщи – угля и метана. Кроме того, заблаговременная дегазация шахтных полей удешевляет последующую добычу угля за счет снижения затрат на вентиляцию и мероприятия по предотвращению внезапных выбросов угля и газа.

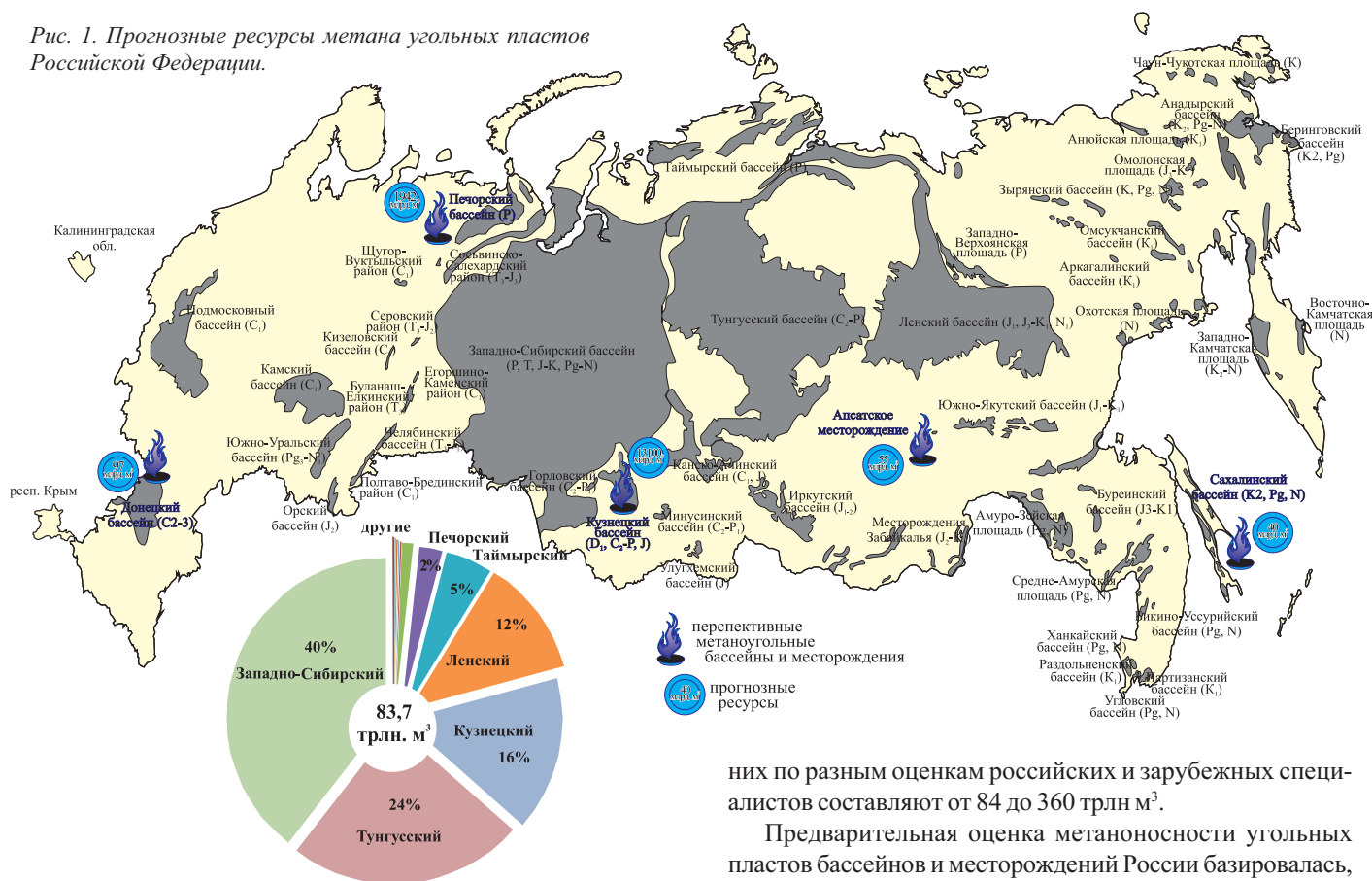
В настоящее время существует два основных способа добычи метана из угленосных отложений, принципиально отличающихся друг от друга. Первый – извлечение метана как попутного полезного ископаемого при дегазации горных выработок как действующих, так и закрытых шахт (шахтный метан или СММ). Второй – извлечение метана как самостоятельного полезного ископаемого из угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности (МУП или СВМ). Второй способ является более продуктивным, т.к. эффективность извлечения метана из угольных пластов составляет 60-70 %, а в некоторых случаях достигает 80 %, при концентрации метана в газовой смеси 75-98 %. При традиционной дегазации эти показатели значительно ниже – эффективность дегазации в среднем не превышает 10-20 %, при содержании метана в газовой смеси 30-45 % (Руководство..., 2010).

При обсуждении вопроса извлечения МУП имеется ввиду его самостоятельная добыча на газовом промысле. Но такой подход в обсуждении вопроса существенно осложняет ситуацию, т.к. остаются недоучтенными объемы возможного использования шахтного газа, и это, в свою очередь, тормозит более широкое использование местных энергетических ресурсов. Возможная сфера потребления газа, извлекаемого из угольных пластов, определяется процентным содержанием метана в нем. В качестве сырья для химической промышленности необходим газ, содержащий не менее 92-95 % метана. Для котельных и местных ТЭС используется газ с содержанием метана 30-40 %, для бытовых нужд – 92 %, для газовых турбин, электрогенераторов, металлургических и коксовых печей – не менее 40 %.

Экономически эффективно использовать метан угольных пластов методом комбинированного сжигания на ТЭС совместно с углем. Одним из перспективных направлений является использование когенерационных установок на основе газопоршневых двигателей. Это комбинированная технология получения электроэнергии и тепла на основе автономных двигателей и системы рекуперации тепла – энергия охлаждающей воды и отработанных газов используется для теплоснабжения. По расчетам специалистов, такое использование угольного метана позволит снизить себестоимость угля до 30 %. Подобные технологии уже применяются на некоторых шахтах Великобритании и ФРГ, причем используется газ от дегазации шахт и предварительной дегазации в процессе отработки угольных пластов. Например, в Великобритании компания Coalgas Ltd ведет добычу метана из заброшенных шахт Макхрам и Стиллей. В ФРГ в Рурском угольном бассейне работает несколько десятков контейнерных ТЭС на шахтном газе с установленной мощностью более 200 МВт электроэнергии. Шахтный метан используется и на некоторых месторождениях в Донецком (Украина), Карагандинском (Казахстан), Печорском и Кузнецком (Россия) бассейнах.

Появление двигателей Стирлинга также способствует развитию использования шахтного метана, т.к. эти двигатели могут применяться для низкокалорийных топлив. Процесс горения в двигателях Стирлинга осуществляется вне рабочих цилиндров, поэтому может использоваться метан угольных пластов из скважин или каптируемый

Рис. 1. Прогнозные ресурсы метана угольных пластов Российской Федерации.



шахтный газ, содержание метана в газовой смеси которого сильно варьирует. Современные двигатели Стирлинга в когенерационном цикле с использованием тепла выхлопных газов могут достигать суммарного КПД до 90 %. Кроме того, достаточно широко развита практика применения сжатого угольного метана для моторного топлива автомобилей, что особенно актуально для угольных регионов.

В мире успешно развивается использование угольного метана в химической промышленности. Из него можно производить сажу, аммиак, водород, метанол, ацетилен, азотную кислоту, формалин и основы для производства пластмасс и искусственных волокон. Следует развивать эти направления использования и в России. Использование шахтного метана в России составляет не более 10 % от общего объема дегазации, хотя ежегодно извлекается из шахт и выбрасывается в атмосферу более 1 млрд м³.

Помимо добычи и использования каптированного газа, добыча и утилизация метана как самостоятельного полезного ископаемого, что собственно принято называть МУП, успешно проводится в некоторых странах (на 2011 г.): США (55 млрд м³), Канада (9,3 млрд м³), Австралия (5,5 млрд м³), КНР (1,4 млрд м³). Еще ряд стран проводит опытно-промышленные испытания на перспективных площадях (Россия, Индия, ЮАР, Индонезия), но в настоящее время считать это полноценно функционирующим промыслом не представляется возможным.

Мировая промышленная добыча метана будет неукоснительно расти и к 2020-2030 гг. может достигнуть 100-150 млрд м³ в год, а в перспективе эта цифра составит 470-600 млрд м³ в год (15-20 % добычи природного газа). В мире угленосные бассейны расположены на территории около 70 стран, а прогнозные ресурсы угольного метана в

них по разным оценкам российских и зарубежных специалистов составляют от 84 до 360 трлн м³.

Предварительная оценка метаносности угольных пластов бассейнов и месторождений России базировалась, прежде всего, на многолетних обязательных исследованиях метаносности углей при проведении геологоразведочных работ. На всех стадиях изучения угленосных отложений с разной степенью детальности изучались параметры газоносности, прежде всего, с целью обеспечения безопасности разработки угольных месторождений (Газоносность угольных бассейнов..., 1980). Достоверность таких исследований различная, но именно она послужила основой для оценки прогнозных ресурсов метана угольных пластов. Кроме того, возможную оценку метаносности угольных пластов, исходя из общих геологических показателей, проводили разные исследователи в разное время. На сегодня прогнозные ресурсы угольного метана в Российской Федерации оцениваются неоднозначно, по данным зарубежных исследователей они колеблются в пределах 17-113 трлн м³ (Boyer, Vai, 1998), по данным ОАО «Газпром» они составляют 83,7 трлн м³ (Сторонский и др., 2008), по данным ВНИГРИУголь (2006 г.) – 51,9 трлн м³, причем, учитывались в том числе и возможные скопления свободных газов. Распределение ресурсов угольного метана по основным бассейнам и месторождениям приведено на рисунке 1.

Наибольшую долю в ресурсах угольного метана имеют Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский бассейны. Возможные ресурсы первых трех бассейнов-гигантов, а также Таймырского не рассматриваются, т.к. угленосные отложения залегают на больших глубинах, слабо изучены, инфраструктура слабо развита, и отсутствуют потребители газа. Их роль может учитываться в газогенерационном потенциале нефтегазоносности осадочного чехла бассейнов. Только Кузнецкий и Печорский из перечисленных бассейнов могут рассматриваться как потенциально пригодные для

разработки в связи с большей изученностью, освоенностью, наличием потребителей и, что самое важное, необходимостью в дегазации угольных пластов для более безопасной добычи углей.

При выборе объектов для развития углеметанового промысла следует учитывать также плотность ресурсов метана угольных пластов на единицу площади. Для сравнения приведены гистограммы распределения ресурсов и плотности ресурсов по отдельным площадям некоторых бассейнов и месторождений России (Рис. 2) по оценке ВНИГРИуголь (2006). Несмотря на то, что для некоторых объектов оценка ресурсов существенно колеблется у разных исследователей, интерес представляет именно плотность распределения ресурсов, что делает отдельные объекты наиболее привлекательными для возможных инвестиций в добычу метана как самостоятельного полезного ископаемого. Как видно из приведенных графиков, наибольший интерес представляет также Кузнецкий бассейн.

Проведенная оценка перспектив метаноносности угольных бассейнов выявила первоочередные объекты, среди которых самым перспективным признан Кузбасс. Именно в этом бассейне начала создаваться «углегазовая» отрасль России по добыче метана из угольных пластов, которая в настоящее время все еще находится в стадии экспериментальных работ, которые были начаты в Кузбассе в начале 90-х годов. В 1992 году было организовано ЗАО «Метан Кузбасса» и его дочернее предприятие геолого-промысловая компания «Кузнецк». С 2001 г. в этих работах принимает участие ОАО «Газпром» (Золотых, Карасевич, 2002).

Наибольшие перспективы связаны с Ерунаковским геолого-экономическим районом Кузбасса (Рис. 3 А), расположенным в юго-восточной части бассейна. Плотность ресурсов метана превышает здесь 1500 млн м³/км². Эта часть Кузнецкого бассейна не сильно затронута разработкой угольных пластов угледобывающими предприятиями, расположена в зоне наиболее пологого залегания угленосной толщи (центральная тектоническая зона, Рис. 3 Б). Все эти предпосылки были учтены для выбора первого

опытно-промышленного полигона для добычи метана угольных пластов.

В результате опытно-промышленной добычи в 2010 году на Талдинском метаноугольном месторождении было извлечено более 5 млн м³ газа, а в 2014 на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади – более 10 млн м³ (Черепанов, 2012). Результатом этих исследований явилось признание в конце 2011 г. метана угольных пластов новым видом полезных ископаемых в России (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2011 года №570-ст). С целью государственной поддержки, стимулирования и заинтересованности добывающих компаний в освоении месторождений и добычи метана Федеральным законом РФ от 29 декабря 2012 года № 278-ФЗ с 1 января 2013 года метан угольных пластов внесен в перечень видов добытого полезного ископаемого в качестве объекта, необлагаемого налогом на добычу полезных ископаемых.

Отметим, что основные документы, регламентирующие приемы, способы и устройства для оценки газоносности угольных пластов на месторождениях России, действующие в настоящее время – инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах» (1977, 1988) – не способствуют обнаружению метанообильных зон. Конечной целью этих инструкций, разработанных для стадий поисков, предварительной и детальной разведки угольных месторождений, является лишь оценка уровня категоричности месторождений по газовому фактору. Так как метан угольных пластов является относительно новым полезным ископаемым, законодательная база по государственному регулированию, системные нормативные акты, методические инструкции для метаноугольных месторождений только разрабатываются. Необходимо введение понятия «метаноугольное месторождение» и пересмотр основного фонда учтенных запасов углей с учетом возможности самостоятельной добычи метана из угольных пластов. Это, безусловно, длительная работа, необходимая для учета нового введенного в перечень полезного ископаемого, но при условии развития углеметанового промысла такой подход представляется наиболее верным.

Практика США показала, что решение проблем с добычей метана на угольных месторождениях сводится не только к геологическим, но и к технологическим решениям его извлечения. Неразгруженный от горного давления

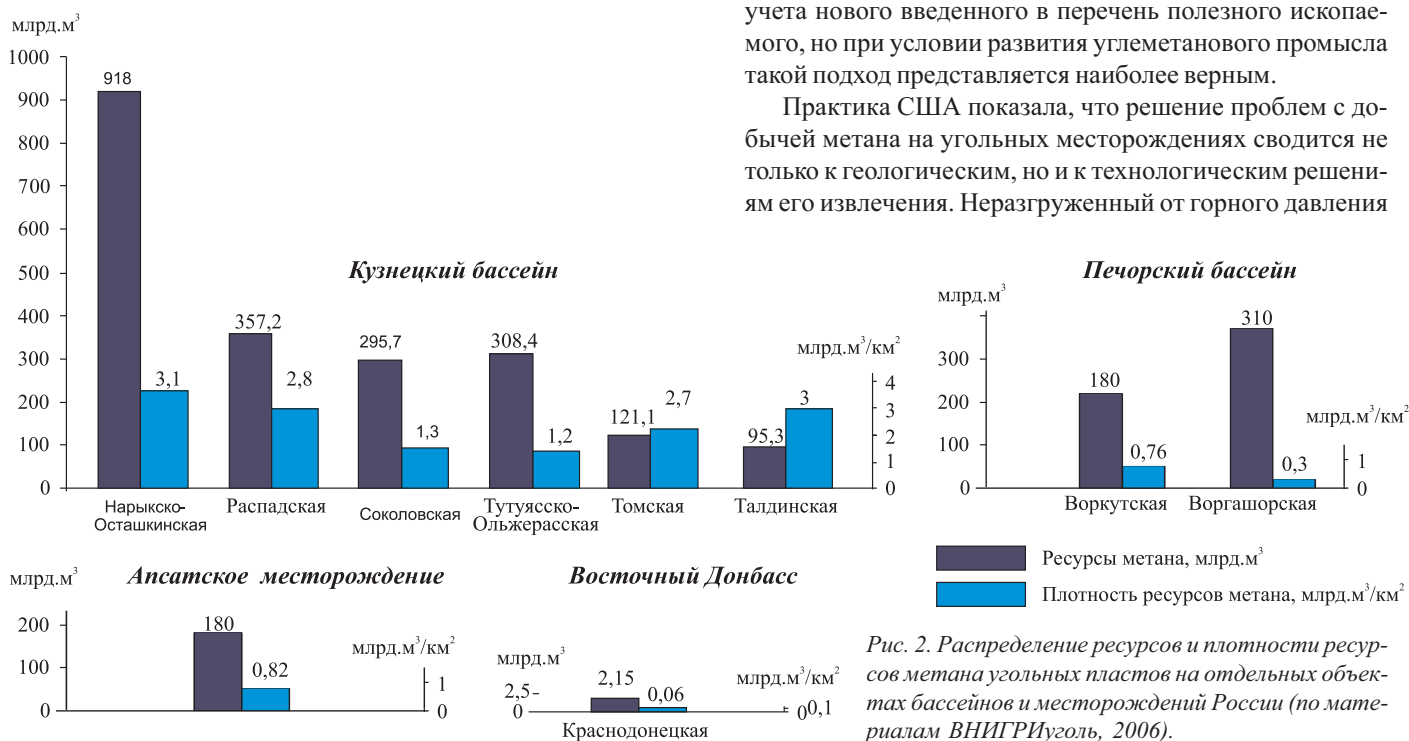


Рис. 2. Распределение ресурсов и плотности ресурсов метана угольных пластов на отдельных объектах бассейнов и месторождений России (по материалам ВНИГРИуголь, 2006).

угольный пласт необходимо рассматривать как нетрадиционный коллектор с низкой проницаемостью, в котором большая часть газов находится в сорбированном состоянии и не подчиняется газовым законам. Определение общих и промышленно-извлекаемых запасов угольного метана, как самостоятельного полезного ископаемого, локализованных в пределах установленных метаноносных зон в угольных пластах, является главным направлением поисков при оценке перспективных участков нераспределенного фонда недр.

В соответствии с Федеральным законом «О недрах», содержащиеся в недрах запасы и ресурсы метана угольных пластов, как и любого другого полезного ископаемого, должны подсчитываться и учитываться в государственном балансе. Однако в настоящее время выполнить это законодательное требование не представляется возможным вследствие отсутствия необходимых нормативных документов, утвержденных на федеральном уровне (Трубецкой и др., 2007).

В настоящее время в России посчитаны только прогнозные ресурсы, а на отдельных месторождениях – начальные геологические запасы угольного метана. Методика подсчета извлекаемых запасов только разрабатывается, разные ее варианты опробуются на отдельных месторождениях. Отсутствие апробированной методики является одним из основных факторов, сдерживающих раз-

витие этой отрасли в настоящее время. На базе методики подсчета промышленно-извлекаемых запасов должна быть создана методика лицензирования комплексных метаноугольных месторождений. Присвоение отдельным месторождениям категории «метаноугольных» на базе проведенного анализа потенциальной метаноносности угленосных отложений повлечет за собой необходимость в переоценке запасов этих объектов, как на первоочередных участках, так и по всей стране.

Вовлечение нового вида полезных ископаемых требует нестандартных подходов к их изучению и новых методик геологоразведочных работ на метаноугольных месторождениях. При геологическом изучении недр и постановке запасов полезных ископаемых на государственный баланс для определения промышленной ценности месторождений полезных ископаемых и наиболее эффективных способов их отработки на всех стадиях геологического изучения данной территории должна осуществляться геолого-экономическая оценка месторождений. По аналогии с месторождениями других видов энергетического сырья (нефть, газ, уголь), для изучения метаноугольных месторождений с целью организации газового промысла для самостоятельной добычи метана геолого-экономическая оценка месторождения должна представлять комплекс последовательно выполняемых исследований, включаю-

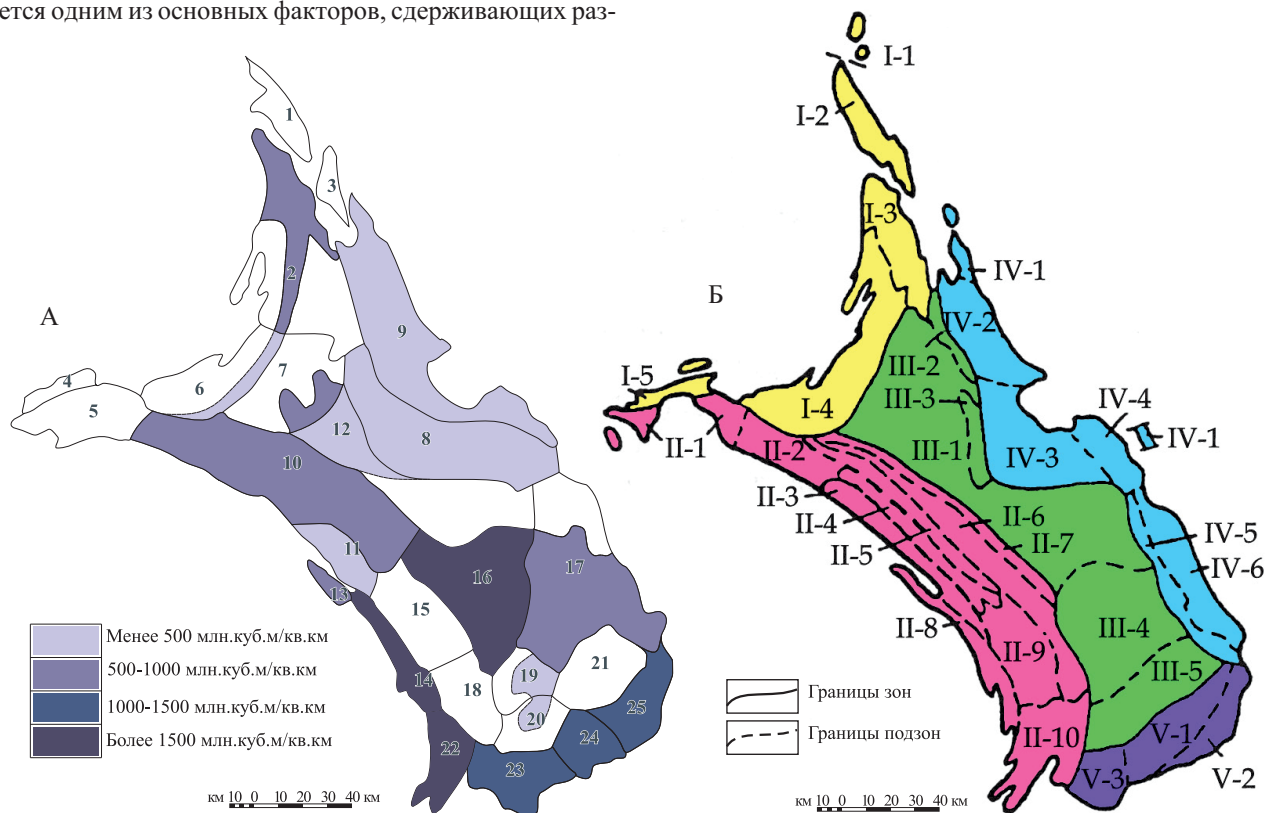


Рис. 3. Кузнецкий каменноугольный бассейн. А) Прогнозная карта распределения плотностей ресурсов метана угольных пластов (по материалам «Запсибгеология», ВНИГРИуголь, 2006). Геолого-экономические районы: 1 – Анжерский, 2 – Кемеровский, 3 – Барзасский, 4 – Завьяловский, 5 – Доронинский, 6 – Титовский, 7 – Плотниковский, 8 – Салтымаковский, 9 – Крапивинский, 10 – Ленинский, 11 – Беловский, 12 – Центральный, 13 – Бачатский, 14 – Прокопьевско-Киселевский, 15 – Ускатский, 16 – Ерунаковский, 17 – Терсинский, 18 – Араличевский, 19 – Байдаевский, 20 – Осинский, 21 – Тутуянский, 22 – Бунгуро-Чумышский, 23 – Кондомский, 24 – Мрасский, 25 – Томь-Усинский. Б) Схема тектонического районирования. Зоны и подзоны: I – Приколывань-Томская (1 – Ташмынская, 2 – Анжеро-Судженская, 3 – Кедровская, 4 – Титовская, 5 – Завьяловская), II – Присалаирская (1 – Дергаусовская, 2 – Каменская, 3 – Чертинская, 4 – Беловская, 5 – Ленинская, 6 – Грамотеинская, 7 – Уропская, 8 – Бачатско-Прокопьевская, 9 – Ускатская, 10 – Чумышско-Новокузнецкая), III – Центральная (1 – Плотниковская, 2 – Конюхтинская, 3 – Борисовская, 4 – Ерунаковская, 5 – Тарбаганская), IV – Приалатауская (1 – Тугонавско-Баянзасская, 2 – Заломненская, 3 – Мунгатская, 4 – Тайдонская, 5 – Терсинская, 6 – Восточная), V – Пригорношорская (1 – Усинская, 2 – Чульжанская, 3 – Кондомская).

щих его геологическую, горнотехническую и технологическую, экологическую и экономическую оценку.

Геологическая оценка должна базироваться на анализе особенностей строения месторождения, характеристике коллекторских свойств угольных пластов, количестве и качестве ресурсов и запасов полезного ископаемого. Применительно к метанугольным месторождениям, критериями геологической оценки могут служить такие параметры, как тектоническое строение, угленосность, гидрогеологические условия, степень сложности геологического строения, степень метаморфизма, состав и качество угля, сорбционные свойства угля, содержание и состав газа.

При горнотехнической и технологической оценке необходимо определить способ и систему разработки, вероятную мощность будущего промысла, выход товарной продукции и др. Критериями могут служить такие параметры, как проницаемость, эффективная мощность пласта, пластовое давление, водонасыщенность пласта, давление начала десорбции, время десорбции, температура в пластовых условиях, эффективность методов завершения скважин и интенсификации газоотдачи, площадь дренирования.

Коллекторские свойства угольных пластов значительно изменяются как по разрезу, так и по площади месторождений. Поэтому при решении проблемы самостоятельной добычи метана необходимо использовать детальные сорбционно-диффузионные, гидродинамические, минералого-петрографические, углепетрографические, геохимические и другие методы, коррелируемые с традиционными геолого-геофизическими методами.

Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий (Голицын и др., 2013), только комплексный подход с учетом геологических, технологических, экономических, социальных и правовых аспектов позволит решить проблему организации метанугольных промыслов и добычи метана из угольных пластов в угленосных бассейнах. Добыча метана угольных пластов и его использование для местного газоснабжения особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны. Самым перспективным для добычи метана угольных пластов является Кузнецкий бассейн, что уже отмечалось ранее, к перспективным можно отнести Восточный Донбасс, Печорский бассейн, а также Апсатское месторожде-

ние и месторождения о. Сахалин (Рис. 1). Именно в этих бассейнах и месторождениях добыча углей осуществляется подземным способом, и часто мероприятия по дегазации угольных пластов являются обязательными, но при использовании сегодняшних применяемых в России технологий не достигают эффекта.

Литература

Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: 3 т. Гл. ред. А.И. Кравцов. М.: Недра. 1979-1980.

Голицын М.В., Богомолов А.Х., Вялов В.И. и др. Метанугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов. *Геология нефти и газа*. № 3. 2013. С. 88-95.

Золотых С.С., Карасевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком бассейне. М.: Изд-во «ИСПИН». 2002. 570 с.

Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. *Серия публикаций ЕЭК по энергетике*. Нью-Йорк, Женева: Изд-во ООН. № 31. 2010. 87 с.

Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ. *Российский химический журнал*. Т. LII. № 6. 2008. С. 63-72.

Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В., Матвиенко Н.Г., Карасев Г.К. Оценка ресурсного потенциала метана угольных месторождений России и обоснование инвестиционной привлекательности его промышленного освоения. Геомеханические и геодинамические аспекты повышения эффективности добычи шахтного и угольного метана. Рабочее совещание (20-22 сентября 2006 г.). С.-Петербург: ВНИМИ. 2007. С. 92-100.

Черепанов В.В. Гигантский потенциал. *Газпром (корпоративный журнал)*. № 1-2. 2012. С. 12-17.

Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. Vol. 35. № 1/4. 1998. Pp. 349-368.

Kuuskraa, V.A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15, April 13. 1998. Pp. 92-97.

Saulsberry, J.L., Schafer, P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute, Report GRI-94/0397. Chicago, Illinois. 1996.

Сведения об авторах

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, инженер

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Тел: +7(495)939-23-32, +7(917)571-93-23

Resource base and prospects for coalbed methane production in Russia

E. Yu. Makarova, D. V. Mitronov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: lenamakarova87@yandex.ru, mdvcg@yandex.ru

Abstract. The article considers evaluation of coalbed methane resource base and analyzes prospects for coalbed methane production in Russia. Its production and use for local gas supply is particularly important for economic development of coal mining regions in the country. However, these works are not carried out due to the lack of necessary regulatory documents approved at the federal level.

Innovative technologies could help solving the problem of coalbed methane production. Prospects for methane production in Russia are related to basins and fields where coal produced by underground methods and degassing of coal beds is mandatory.

Keywords: coalbed methane, resources, production, coal methane field, geological and economic evaluation.

Окончание статьи Е.Ю. Макаровой, Д.В. Митронова "Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России"

References

- Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. *International Journal of Coal Geology*. Vol. 35. № 1/4. 1998. Pp. 349-368.
- Cherepanov V.V. Gigantskiy potentsial [Huge potential]. *Gazprom (korporativnyy zhurnal)* [Gazprom (corporate magazine)]. No 1-2. 2012. Pp. 12-17.
- Gazonosnost' ugol'nykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR [Bearing coal basins and deposits of the USSR]: 3 vol. Ch. Ed. A.I. Kravtsov. Moscow: "Nedra" Publ. 1979-1980.
- Golitsyn M.V., Bogomolov A.Kh., Vyalov V.I. et al. Methane coal basins and fields of Russia. Ways to solve the problems of methane production from coal seams. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2013. No 3. Pp. 88-95. (In Russian)
- Kuuskräa, V.A. Outlook Bright for U.S. Natural Gas Resources. *Oil and Gas Journal*. Vol. 96. No. 15, April 13. 1998. Pp. 92-97.
- Rukovodstvo po nailuchshey praktike effektivnoy degazatsii istochnikov metanovydeleniya i utilizatsii metana na ugol'nykh shakhtakh [Practice Guidance on Effective Methane Drainage and Use in Coal Mines]. *Seriya publikatsiy EEK po energetike* [ECE Energy Series]. New York, Geneva: United Nations Publ. House. No 31. 2010. 87 p.
- Storonskiy N.M., Khryukin V.T., Mitronov D.V., Shvachko E.V. Netraditsionnye resursy metana uglenosnykh tolsch [Unconventional methane resources of coal-bearing strata]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal* [Russian Chemical Journal]. T. LII. No 6. 2008. Pp. 63-72.
- Saulsberry, J.L., Schafer, P.S. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Gas Research Institute, *Report GRI-94/0397*. Chicago. Illinois. 1996.
- Trubetskoy K.N., Gur'yanov V.V., Matvienko N.G., Karasev G.K. Otsenka resursnogo potentsiala metana ugol'nykh mestorozhdeniy Rossii i obosnovanie investitsionnoy privlekatel'nosti ego promyshlennogo osvoeniya. Geomekhanicheskie i geodinamicheskie aspekty povysheniya effektivnosti dobychi shakhtnogo i ugol'nogo metana [Assessment of the methane resource potential from coal deposits in Russia and justification of investment attractiveness of its industrial development. Geomechanical and Geodynamic Aspects of high-efficiency extraction of coalmine and coalbed methane]. *Workshop* (20-22 September 2006). St. Petersburg: "VNIMI" Publ. 2007. Pp. 92-100.
- Zolotykh S.S., Karasevich A.M. Problemy promyslovy dobychi metana v Kuznetskom basseyne [Problems of commercial methane production in the Kuznetsk Basin]. Moscow: "ISPIN" Publ. 2002. 570 p.

Information about authors

Elena Yu. Makarova – PhD, Senior Researcher

Dmitriy V. Mitronov – PhD, Engineer

Petroleum Geology Department, Geological Faculty,
Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1
Tel: +7(495)939-23-32, +7(917)571-93-23