УДК 622.324.5

Н.М.СТОРОНСКИЙ, *канд. физ.-мат. наук, заместитель генерального директора, тел.(498) 617-00-57*

В.Т.ХРЮКИН, *канд. геол.-минерал. наук, заведующий отделом проблем освоения метаноугольных месторождений, тел. (498) 617-00-18*

Е.В.ШВАЧКО, *заведующая лабораторией геологии и геолого-промысловых исследований метаноугольных месторождений, тел. (498) 617-00-53*

А.В.КИРИЛЬЧЕНКО, *ведущий инженер, тел. (498) 617-00-67*

Д.В.МИТРОНОВ, *канд. геол.-минерал. наук, заведующий сектором геологии и подсчета запасов метана, тел. (498) 617-00-67*

ОАО «Газпром промгаз», Видное

Д.А.СИЗИКОВ, *ведущий специалист, тел. (3843)-35-28-85*

ЗАО «ЛОРЕС», Новокузнецк

N.M.TORONSKY, *PhD in phys.-mat. sc., deputy general director, tel. (498) 617-00-57*

V.T.KHRYUKIN, *PhD in g.-min. sc., head of department «Coalbed Methane», tel. (498) 617-00-18*

E.V.SHVACHKO, *head of lab. of geology and coalbed methane deposits, tel. (498) 617-00-53*

A.V.KIRILCHENKO, *leading engineer, tel. (498) 617-00-67*

D.V.MITRONOV, *PhD in g.-min. sc., head of sector of geology and methane reserves, tel. (498) 617-00-67*

GASPROM PROMGAS Co., Vidnoe

D.A.SIZIKOV, *leading specialist, tel. (3843)-35-28-85*

«LORES» Co., Novokuznetsk

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ КАК САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

Освоение нетрадиционных ресурсов природного газа, таких как метан угленосных толщ, требует новых подходов к подсчету запасов и геолого-экономической оценке месторождений этого сырья. На основе международного и российского опыта разведки метаноугольных месторождений и добычи метана из угольных пластов специалистами ОАО «Газпром промгаз» разработана методика подсчета запасов метана как самостоятельного полезного ископаемого. Статья освещает основные позиции новой методики на примере подсчета запасов метана Талдинского метаноугольного месторождения.

Ключевые слова: нетрадиционные ресурсы, метан угленосных толщ, разведка метаноугольных месторождений, подсчет запасов метана.

METHODS FOR CALCULATION OF METHANE RESERVES IN COAL SEAMS AS INDEPENDENT MINERAL RESOURCE

Development of nonconventional resources of natural gas such as coalbed methane (CBM) demands new approaches to reserves' calculation and economic estimation of coalbed methane fields. Experts of OS «Gazprom promgaz» have developed the method of CBM reserves calculation as independent mineral based on international and russian experience in CBM fields prospecting and production activity of CBM. The article is devoted to basic principles of new technique on an example of Taldinskoe CBM field reserves' calculation.

Key words: nontraditional resources; methane of coalbearing strata; prospecting of methane coal deposits, calculation of methane reserves.

В последнее время в связи с ограниченными ресурсами традиционных газовых месторождений все большее внимание во всем мире уделяется поискам нетрадиционных источников газа. По существующим прогнозам удельный объем природного газа в энергобалансе мира к 2030 г. может составить около 30 %. Одним из альтернативных источников энергии является метан, сорбированный в угольных пластах.

Мировые ресурсы метана угольных пластов составляют около 200 трлн м^3, в том числе: в Китае – 30-35 , Австралии – 15-20, Германии – 9-14, Украине – 6-15, США – 8-11, Польше – 2-3, Великобритании – 1-2, Казахстане – 1-2, Индии – около 1 трлн м^3.

Россия обладает огромными ресурсами разнообразных по качеству углей, от бурых до антрацитов, приуроченных к угленосным бассейнам различного возраста, размещенных достаточно неравномерно. В территориальном отношении 66 % угольных ресурсов сосредоточено в Западной и Восточной Сибири, 28 % – в Дальневосточном регионе и около 6 % в Европейской части и на Урале. Основные и наиболее крупные бассейны расположены в азиатской части России: в Сибирском, Дальневосточном и Уральском федеральных округах. Общие ресурсы метана в угольных пластах основных угленосных бассейнов России оценены в 83,7 трлн м^3, в том числе в Кузнецком бассейне около 13 трлн м^3.

Среди части российских ученых до сих пор бытует мнение, что экономически эффективной может быть лишь добыча метана как попутного полезного ископаемого. Анализ зарубежного опыта показывает, что это не так.

В середине 90-х годов прошлого века появились сведения об успешной коммерческой добыче метана из угольных пластов в США. Эта информация научной общественностью России была воспринята неоднозначно. С одной стороны, часть российских ученых геологов оценила эту информацию положительно и сочла необходимым приступить к оценке сырьевой базы и возможности организации такой добычи в России, с другой стороны, часть представителей горной науки восприняла ее негативно, объясняя масштабную добычу метана в США наличием там, якобы, исключительных горно-геологических условий. По прогнозу Л.А.Пучкова (рис.1), к 1995 г. добыча метана из угольных пластов в США должна была достичь 25 млрд м^3 и затем, к 2000 г. снизиться до 15 млрд м^3. Фактически в настоящее время ежегодная добыча метана в США превысила 52 млрд м^3/год, она ведется в 12 бассейнах, причем доля добычи бассейна Сан-Хуан снизилась до 50-55 %. Обнадеживающие результаты есть в Канаде, где добыча достигла 1,4 млрд м^3/год, Австралии (1,3 млрд м^3/год) и Китае (экспериментальная добыча 0,1 млрд м^3/год).

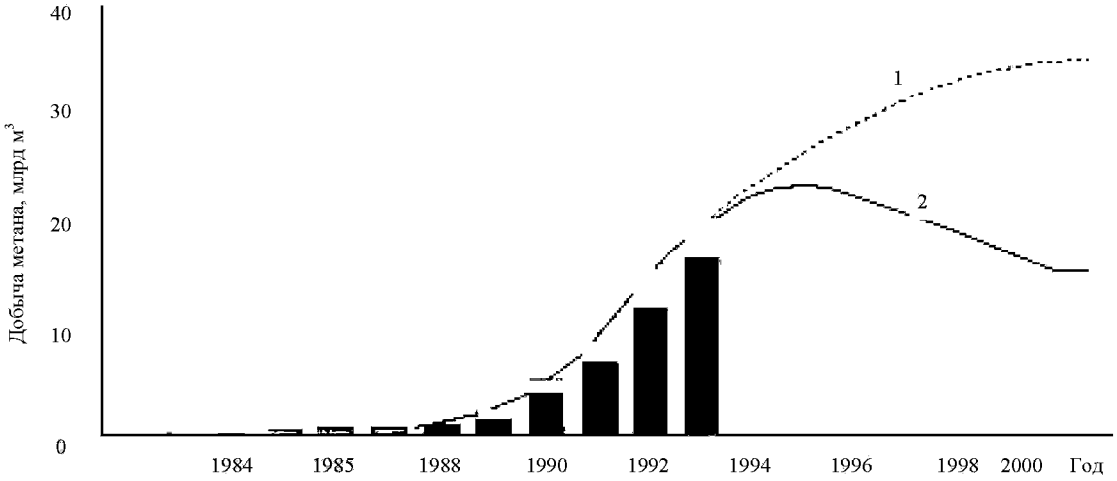


Рис.1. Динамика добычи метана из угольных пластов в США:
1 – прогноз V.Kuuskraa; 2 – прогноз Л.А.Пучкова; ▮ – доля бассейна Сан-Хуан

В России практическая реализация проекта по промышленной добыче метана из угольных пластов началась в 1998 г., когда было заключено «Соглашение о взаимном сотрудничестве между ОАО «Газпром» и Администрацией Кемеровской области» о различных направлениях деятельности, включая разработку «Программы по добыче метана из угольных пластов на перспективных участках Кузнецкого угольного бассейна».

В 2002 г. был разработан и утвержден рабочий проект строительства научного полигона в Кузбассе, а в 2003-2007 гг. был реализован первый этап экспериментальных работ: выполнено строительство, исследование и освоение экспериментальных скважин.

В то же время специалистами ОАО «Газпром промгаз» был разработан ряд нормативно-методических документов, в который вошли «Временные методические рекомендации по подсчету запасов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого», «Рекомендации по подготовке к освоению метаноугольных месторождений», «Рекомендации по строительству, заканчиванию и освоению скважин для добычи метана из угольных пластов в Кузбассе», «Временное методическое руководство по составлению проектной документации на разработку метаноугольных месторождений».

Запасы метана в недрах подсчитываются по залежам, приуроченным к продуктивным группам метаноносных угольных пластов или к отдельным угольным пластам.

Для проведения подсчета запасов в соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подсчету...» необходимо провести:

- обоснование границ и определение объектов подсчета запасов метана;
- оценку качества углей и геолого-промысловых характеристик продуктивных угольных пластов;
- определение изменения метаноносности угольных пластов по глубине и по площади;
- прогноз добычных возможностей скважин.

Согласно «Временным методическим рекомендациям по подсчету запасов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого» объектами подсчета запасов метана являются метаноугольные залежи, приуроченные к пластам углей толщиной (мощностью) более 1,0 м, групп метаморфизма Д, Г, Ж, К, ОС, Т с показателем отражения витринита от 0,6 до 2,0 в иммерсии, при метаноносности пластов более 10 $м^3$/т угля, при среднепластовой зольности менее 35 %.

Угольный пласт как нетрадиционный коллектор характеризуется тем, что фильтрация флюидов в нем обуславливается главным образом трещинами, а емкостью служат макро-, мезо- и микропоры. Емкость самих трещин (трещинная пористость) в общей емкости коллектора обычно незначительна (десятые доли процента и редко достигает 1-2 %). В процессе метаморфизма углей от бурых до антрацитов происходит изменение емкостных и фильтрационных характеристик углей. Бурые угли характеризуются наименьшей предельной газоемкостью, не превышающей 5-8 $м^3$/т угля; антрациты – наибольшей предельной газоемкостью, достигающей 45-47 $м^3$/т угля. Размер пор и пустот в углях изменяется в широких пределах от 5-7 Å до 1-3 мкм. Преобладающий размер пор антрацитов составляет 5-100 Å, в то время как у бурых углей развиты поры в интервале 40-10000 Å, у каменных углей средней степени метаморфизма – в интервале 15-300 Å. Фильтрационные характеристики угольных пластов предопределяются их трещиноватостью и геомеханическим состоянием углепородного массива (состояние сжатия или растяжения). Бурые угли характеризуются низкой газоносностью и высокой проницаемостью (от 100-200 до 500-700 мД), антрациты – высокой газоносностью, но низкой проницаемостью редко превышающей 1-2 мД. Наиболее перспективны для добычи метана угли средних стадий метаморфизма, которые обладают умеренной газоносностью, и в тоже время интенсивно трещиноваты, а соответственно и более проницаемы (при прочих равных условиях). Это витринитовые угли с отражательной способностью витринита $R^O = 0,7\text{-}1,1$, проницаемость которых по результатам исследований

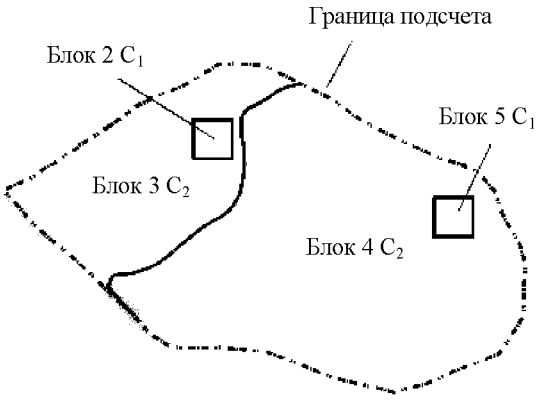


Рис.2. Выделение подрасчетных блоков

на Талдинской площади в Кузбассе изменяется от 1,0 до 80-100 мД.

Гипсометрия, морфология угольных пластов, их качественные показатели и геолого-промысловые характеристики (метаноносность, проницаемость) определяются на поисково-оценочном и разведочных этапах подготовки метаноугольных месторождений к освоению по результатам бурения структурных и параметрических скважин, геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна угля.

Проницаемость угольных пластов в естественном залегании определяется путем проведения специальных исследований в скважинах (обычно наблюдением за восстановлением давления) после создания депрессии на пласт (метод анализа КВД).

Метаноносность углей определяется путем отбора специальными снарядами (керногазонаборниками) проб керна угля в структурных и параметрических скважинах с последующим извлечением и анализом газа в лабораторных условиях.

Подсчет запасов метана в угольных пластах включает в себя выделение в пределах метаноугольной залежи подсчетных блоков (рис.2), характеризующихся общностью (выдержанностью) основных горно-геологических параметров: толщиной (мощностью) пласта и его строения, тектонической нарушенностью, зольностью, метаноносностью, проницаемостью. Затем определяется масса или объем угля в границах выделенных блоков и рассчитывается средняя метаноносность пласта для подсчетного блока. Таким образом, подсчет запасов метана в угольных пластах является сочетанием метода геологических блоков, обычно используемого для подсчета запасов угля, и объемного метода подсчета запасов газа.

Подсчетный блок должен быть геологически и технологически однородным и характеризоваться:

- одинаковой степенью разведанности и изученности параметров, определяющих количество угля и его геолого-промысловые характеристики;
- однородностью геологического строения или примерно одинаковой степенью его сложности, изменчивости толщины (мощности) и его геолого-промысловых характеристик;
- выдержанностью условий залегания, определяемой приуроченностью блока к единому структурному элементу месторождения (крылу, замковой части складки, тектоническому блоку, ограниченному разрывными нарушениями и др.);
- общностью горно-технологических условий его разработки.

Подсчет запасов метана целесообразно проводить с использованием цифровой геолого-структурной модели месторождения. Для построения структурного каркаса модели может быть использован весь спектр материалов, в том числе топографические карты, погоризонтные планы, геологические разрезы (рис.3) и др.

Используя данные, полученные с погоризонтных планов, точки пересечений пластов со скважинами и координаты точек выходов пластов на поверхность с применением алгоритмов интерполяции и экстраполяции, в пакетах моделирования строятся сеточные файлы (гриды) поверхностей.

Выбор размера ячеек (горизонтального разрешения сетки), как правило, обусловлен такими критериями, как площадь подсчета, характер (степень) неоднородности структуры, степень изученности объекта и минимальное расстояние между скважинами. Полученная совокупность сеточных файлов и составляет структурный каркас модели.

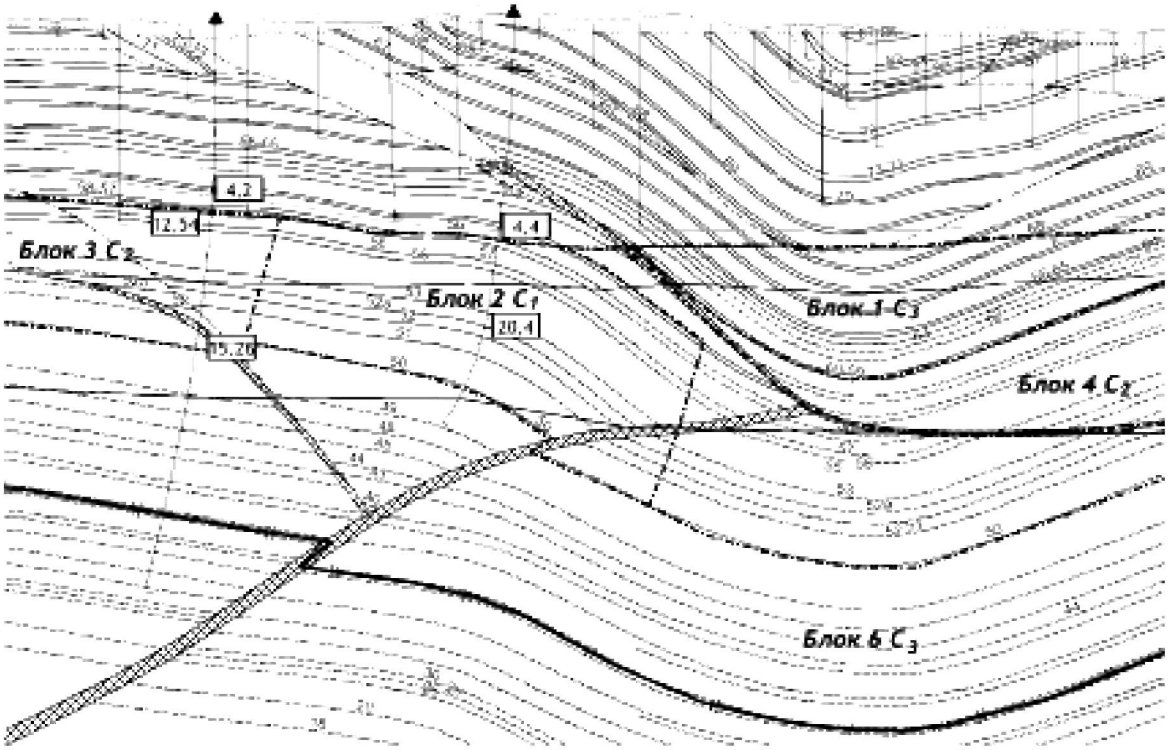


Рис.3. Фрагмент геологического разреза

Второй, не менее важный этап построения цифровой модели – распределение свойств, в числе которых: мощность, плотность, зольность, влажность и, наконец, метаноносность угольных пластов.

В связи с тем, что добыча метана осуществляется не из одного конкретного пласта, а из всей группы одновременно, расчет основных параметров может проводиться суммарно по всей группе пластов в пределах подсчетных блоков.

Один из ключевых моментов этапа наполнения модели свойствами – распределение метаноносности, исходные данные для которого – газовые пробы.

Основными факторами, влияющими на изменение количественных параметров метаноносности угольных пластов, являются глубина залегания от поверхности метановой зоны (зоны газового выветривания) и степень метаморфизма углей, поэтому традиционные методы интерполяции и экстраполяции результатов опробования не всегда могут дать положительный результат.

Общий закон распределения метаноносности угольных пластов в зоне метановых газов таков: метаноносность пластов угля возрастает с увеличением глубины их залегания по криволинейному закону. Наиболее интенсивное нарастание метаноносности отмечается до глубин 300-400 м от поверхности зоны метановых газов, затем темп роста замедляется (с глубины 800-1000 м) и метаноносность достигает своих (свойственных каждой стадии метаморфизма углей) предельных значений, зон стабилизации. При этом интенсивность роста метаноносности угольных пластов зависит главным образом от степени метаморфизма углей.

Эмпирически было получено уравнение, отражающее основные закономерности изменения природной метаноносности углей в зоне метановых газов:

$$M = A - B/(C - H),$$

где M – метаноносность, $м^3$/т угля; A – предельная метаноемкость углей разведывае-

мого участка на максимальных глубинах оценки, $м^3/т$ угля; B и C – эмпирические коэффициенты; H – глубина залегания пласта, м (абс.).

Коэффициент A определяется по результатам сорбционных исследований углей, разведываемого участка, коэффициенты B и C – по результатам фактического опробования.

Таким образом, каждой ячейке были присвоены значения мощности, плотности, зольности, влажности и метаноносности.

Последующий расчет производится в следующей последовательности:

- вычисляется объем ячейки;
- рассчитывается масса рядового угля в ячейке;
- рассчитывается масса сухого беззольного угля в ячейке;
- рассчитывается непосредственно количество метана в угольной массе ячейки как произведение сухой беззольной массы угля и метаноносности;
- суммируется количество метана для всех подсчетных ячеек.

Полученный результат, согласно принятой методике, соответствует запасам или ресурсам метана в угольных пластах в подсчетном блоке.

Подсчет запасов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого с применением описанной методики был выполнен впервые в России и утвержден на заседании ГКЗ МПР.