

9. Шикин Е.В., Чхартишвили А.Г. Математические методы в управлении: Учеб. пособие. — М.: Дело, 2000. — 440 с.
10. Чавкин А.М. Методы и модели рационального управления в рыночной экономике: разработка управленческих решений: Учеб. пособие. — М.: Финансы и статистика, 2001. — 320 с.
11. Холод Н.И., Кузнецов А.В., Жихар Я.Н. и др. Экономико-математические методы и модели: Учеб. пособие. — Минск: БГЭУ, 1999. — 413 с.
12. Федосеев В.В., Эриашвили Н.Д. Экономико-математические методы и модели в маркетинге: Учеб. пособие. — М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. — 159 с.
13. Федосеев В.В., Гармаш А.Н., Дайитбегов Д.М. и др. Экономико-математические методы и прикладные модели: Учеб. пособие. — М.: ЮНИТИ, 1999. — 391 с.
14. Карасев А.И., Кремер Н.Ш., Савельева Т.И. Математические методы и модели в планировании: Учеб. пособие. — М.: Экономика, 1987. — 240 с.
15. Ричард Томас. Количественные методы анализа хозяйственной деятельности: Пер. с англ. — М.: Изд-во «Дело и Сервис», 1999. — 432 с.

УДК 622.33:622.411.33

А.М.Иманбекова

Карагандинский государственный университет им. Е.А.Букетова

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВЫЕМКИ УГЛЯ В ГАЗООБИЛЬНЫХ ШАХТАХ КАРАГАНДИНСКОГО БАСЕЙНА

Қарағанды бассейнінің шахталарындағы өндірілетін көмір қабаттарынан бөлінетін метан дебиті жөніндегі мәліметтердің жай-күйі зерттелген. Бассейннің жеке көмір кәсіпорындарының бірінде газсыздандыру тиімділігі талданады. Шахталық метанды алудың ең тиімді әдісі метан көмір кен орындарында кешенді газсыздандыру болатындығы дәлелденген. Шахталық кешенді метанды алу және қайта пайдалану жобалары Киото хаттамасын жүзеге асырудың нарықтық механизмдерінің тиімді мысалы болатындығы көрсетілген.

The condition of the data about methane from developed layers on mines of the Karaganda pool is studied. Efficiency of decontamination on one of the private coal enterprises of pool is analyzed. It is proved that complex decontamination deposits can become the most effective method of extraction of mine methane only. It is noticed that projects of extraction and recycling of mine methane are an effective example of realization of market mechanisms of the Kiosks report.

Истоки проблемы извлечения и использования метана каменноугольных месторождений практически совпадают с началом их промышленной шахтной разработки. Значимость этой проблемы возросла с появлением Киотского протокола, согласно которому парниковый эффект метана в 21 раз выше, чем у диоксида углерода (основного продукта сжигания органического топлива).

Наибольшие успехи в извлечении и утилизации угольного метана (УМ) характерны для США. Американцы провели разведку запасов УМ на своей территории, составляющих ныне около 7 % суммарных запасов природного газа, и освоили широкомасштабную добычу, объем которой в 2003 г. превысил 8 % добычи газа в США и составил около 45 млрд. нм^3 [1, 2]. По оценке Минресурсов США, запасы УМ в этой стране сопоставимы с доказанными запасами традиционного газа и составляют примерно 8,5 трлн. нм^3 [3].

Прогрессирующее развитие задачи дегазации угольных месторождений начато в Китае [4].

В СНГ участвовавшие случаи взрыва метана в подземных выработках угольных шахт (прежде всего в Казахстане — Карагандинский бассейн, в Российской Федерации (РФ) — Воркутинский и Кузнецкий бассейны, на Украине — Донецкий бассейн), стали трагическим сопровождением шахтной добычи угля. Так, на шахтах Карагандинского бассейна газовый фактор стал одним из главных препятствий на пути увеличения нагрузки на очистной забой, повышения темпов подготовки и отработки выемочных полей, обеспечения безопасных условий труда для шахтеров.

Анализ работы шахт угольного департамента (УД) АО «АрселорМиттал Темиртау» показал, что при внедрении высокопроизводительной техники и новой технологии добычи угля наиболее важным

является вопрос о допустимой по газовому фактору нагрузке на лаву. Изучение величин, входящих в известную формулу для расчета нагрузки на лаву, показывает, что значения одних параметров ограничены действующими правилами безопасности, а других — конструктивными решениями механизированных крепей и надежностью технологической схемы. Поэтому единственным фактором, подлежащим регулированию, является относительная газообильность, которая зависит от горнотехнических условий, схемы вентиляции участка и призабойного пространства лавы. Так, при расположении вентиляционного штрека в выработанном пространстве с применением подсвежающей струи для разбавления метана, выносящегося полезными утечками из выработанного пространства на вентиляционный штрек, метан из выработанного пространства в лаву не поступает, т.е. относительная газообильность лавы обуславливается только разрабатываемым пластом.

С увеличением глубины разрабатываемых угольных пластов возрастает их метаноносность, а следовательно, вероятность скопления метана в шахтных выработках.

Для оценки доли источников в общем дебите метана, установления характера и причин изменения газового баланса выемочных участков с увеличением глубины разработки были проведены наблюдения на девяти шахтах государств СНГ на глубине 450–1050 м. Выявлено, что газовыделение из разрабатываемого пласта зависит от его газоносности и газопроницаемости в зоне выемки. Анализ данных о дебите метана из разрабатываемого пласта показывает, что при сравнительно постоянных горнотехнических условиях разработки дебит метана из разрабатываемого пласта, по мере увеличения глубины разработки с 600 до 1000 м, увеличивается с 5–7 до 15–19 м³/т. Рост абсолютной величины газовыделения из разрабатываемого пласта в пределах указанных глубин не остается постоянным: в диапазоне глубины 600–800 м газовыделение увеличивается на 45–65 %, при увеличении глубины с 800 до 1000 м — на 35–37 %. Это свидетельствует о затухающем характере увеличения газовыделения из пласта по мере роста глубины. В общеучастковом дебите метана доля газовыделения из разрабатываемого пласта с увеличением глубины разработки с 450 до 1000 м уменьшается с 45 до 25 %.

Выделение метана из сближенных неразрабатываемых пластов происходит через нарушенные породы, разделяющие угольные пласты, по природным и эксплуатационным трещинам. Величина и интенсивность газоотдачи при этом тем больше, чем больше газоносность и степень разгрузки пласта. С увеличением глубины разработки газовыделение из этого источника увеличивается.

В странах СНГ, в том числе и в Казахстане, подавляющая часть подземной добычи угля приходится на метанообильные шахты (III категории, сверхкатегорные и выбросоопасные), а углубление горных работ приводит к дальнейшему росту метанообильности, возрастает роль дегазации как необходимого технологического процесса при добыче угля в газообильных шахтах.

При планировании нагрузки на газообильные очистные забои следует иметь в виду, что эффективность дегазации изменяется во времени: она значительно меньше в первые месяцы работы лавы.

Т а б л и ц а 1

**Эффективность дегазации на частном угольном предприятии им. К.О.Горбачева
Карагандинского бассейна**

Время работы лавы, мес.	Допустимая по газу нагрузка на лаву, т/сут	Эффективность дегазации, %	Нагрузка на лаву, т/сут
1	640	20	780
2	710	30	1390
3	740	40	1510
4	750	40	1615
5	740	45	1680
6	640	40	1600
7	640	35	1740
8	545	60	1620
9	630	50	1860
Среднее значение показателя	670	40	1535

В таблице 1 на примере лавы восточного столба № 4 по пласту КЗ (шахта им. К.О.Горбачева Карагандинского бассейна, являющаяся частным угледобывающим предприятием) показано изменение эффективности дегазации и фактической нагрузки на лаву по месяцам работы очистного

забоя. При газоносности 15 м³/т пласта КЗ относительная и абсолютная газообильность участка в различные месяцы работы лавы составила 7–10 м³/т и 4,4–10,7 м³/мин соответственно. За счет дегазации нагрузка на лаву возросла в среднем с 670 до 1535 т/сут, т.е. в 2,3 раза.

Дальнейшее углубление горных работ приведет к еще более интенсивному росту метанообильности участков и увеличению числа высокогазообильных шахт. Поскольку тенденция углубления угольных шахт неизбежна, то чрезвычайно важен поиск новых технологий интенсивной их дегазации.

В работе «Возможна ли рентабельная добыча метана угольных месторождений?» [5] рассматриваются две новые технологии, разрабатываемые в ОАО «Промгаз» (РФ):

- гидравлический разрыв угольного пласта без закрепления щели песком и последующая импульсная пневмогидравлическая ее промывка с периодическими перепадами давления в щели от 1–2 до 60–70 атм (межскважинная кавитация);
- бурение горизонтальных скважин по угольному пласту и последующая огневая проработка бурового канала.

В отличие от результатов эффективности традиционных технологий разупрочнения угольного пласта, характеризующихся скважинными дебитами угольного метана от 2 до 5–6 тыс. м³/сут, дебиты искусственных коллекторов по новым технологиям потенциально оцениваются величинами от 20 до 30 тыс. м³/сут.

В Карагандинском бассейне необходимость применения специальных методов интенсификации процесса дегазации вызвана тем, что с углублением горных работ значительно снижается естественная газоотдача массива угля при его дегазации скважинами. В связи с этим требуемая эффективность дегазации при природной газоотдаче разрабатываемого пласта не может быть достигнута. Об этом свидетельствуют данные таблицы 2.

Т а б л и ц а 2

**Эффективность предварительной дегазации угольных пластов на шахте «Саранская»
УД АО «АрселорМиттал Темиртау»**

Угольный пласт	Шахта	Способ дегазации пласта	Эффективность дегазации, %	
			по проекту	фактическая
K ₁₂	«Саранская»	Предварительная дегазация	35	25
K ₁₀	«Саранская»	-//-//-	40	35

Опыт применения дегазации скважинами разрабатываемых пластов (в том числе и выбросоопасных) для снижения газообильности выработок показал, что при правильно выбранных параметрах газовыделение в очистной забой из пласта за 6–7 месяцев дегазации уменьшается на 20–40 %, а при гидроразрыве массива угля и его последующей дегазации скважинами — на 45–50 %. Газоносность пласта снижается в этих случаях на 15–25 и 30–35 % соответственно при дегазации скважинами без гидроразрыва и с его применением.

В целом проведенный анализ по данным газообильных шахт УД АО «АрселорМиттал Темиртау» показывает, что при существующей технологии извлечения УМ через дегазационную систему скважин удается извлечь незначительную часть запасов. Оставшаяся часть угольного метана извлекается с вентиляционной струей и частично остается в адсорбированном состоянии в добытом угле и оставленном отработанном углепородном массиве. Поэтому такая традиционная технология не только не обеспечивает взрывобезопасной шахтной добычи угля, но и не позволяет эффективно утилизировать шахтный метан. Следовательно, необходим новый подход к проблеме безопасной добычи угля и утилизации метана (в максимально полном объеме).

Анализ отечественного и международного опыта извлечения шахтного метана показывает, что наиболее эффективным методом может быть только комплексная дегазация метанугольного месторождения.

Извлечение шахтного метана в процессе добычи угля рекомендуется осуществлять в следующих четырех самостоятельных технологических стадиях:

- заблаговременная дегазация угольного пласта (осуществляется через поверхностные скважины за 3–4 года до продвижения шахтной выработки);
- предварительная дегазация (осуществляется через горизонтальные скважины, пройденные из шахтных выработок, за 1–2 года до их продвижения);

- извлечение метана с вентиляционной воздушной струей (осуществляется непрерывно в процессе шахтной добычи угля во избежание скопления десорбированного метана в виде взрывоопасной метано-воздушной смеси в выработанном пространстве);
- извлечение метана из выработанного шахтного пространства.

Оценим потенциал извлечения шахтного метана по каждой из четырех перечисленных стадий:

1. Заблаговременная дегазация угольного пласта может осуществляться через систему вертикальных скважин. Согласно американским данным, используя гидроразрыв угольного пласта с закачкой песка в щели гидроразрыва, удастся извлечь до 80–90 % запасов метана. Однако сегодня есть более эффективный способ разупрочнения угольного пласта путем межскважинной его кавитации, после которой ожидаемые дебиты метана должны составлять около 20 тыс. м³/скв. в сут (по американской технологии дебиты метана составляли 5–8 тыс. м³/скв. в сут). Основу предлагаемой технологии составляет поочередная промывка щели гидроразрыва водой и воздухом высокого давления. Поэтому ее отличие от американской технологии состоит в отказе от песка (пропанта) и необходимости передвижного воздушного компрессора (давление 70–90 атм., расход — до 800 м³/ч).

Вторым вариантом предлагаемой технологии заблаговременной дегазации разрабатываемого метаноугольного месторождения является бурение с поверхности наклонно-горизонтальных буровых скважин диаметром 200 мм. В этом случае нарушенность разрабатываемого угольного пласта будет меньше, чем при пневмогидравлическом воздействии на щель гидроразрыва. Предпочтительность одного из вариантов целесообразно согласовать с инженерной службой шахтной добычи угля.

Ожидаемый коэффициент извлечения угольного метана — 70 % от его запасов.

2. Предварительная дегазация угольного пласта проводится через систему вертикальных скважин заблаговременной дегазации и дополнительных традиционных горизонтальных скважин из шахтных выработок.

Ожидаемый коэффициент извлечения метана 10 %.

3. Извлечение метана с вентиляционной воздушной струей осуществляется традиционным способом. Учитывая 80 %-ный отбор угольного метана на стадиях заблаговременной и предварительной дегазации массива, с вентиляционной струей может быть извлечено 10 % его запасов (вместо 80–85 % в традиционной дегазации угольных пластов). Вероятно, в связи со снижением объема извлекаемого метана (более чем в 5 раз) сократится и потребление вентиляционного воздуха, т.е. снизятся затраты на вентиляцию шахтных выработок.

4. Утилизация метана из выработанного шахтного пространства. Учитывая подработку горного массива (после добычи угля), существующие скважины заблаговременной дегазации в состоянии извлечь оставшиеся 10 % запасов метана.

Для интенсификации притока метана к дегазационным скважинам до 10–20 и более тыс. м³/сут нужны новые технологии воздействия на метаноугольные пласты. Если шахтная дегазация осуществляется в основном скважинами, пробуренными из горных выработок, то при заблаговременной дегазации добычные скважины бурят с поверхности земли. При этом в первом случае угленосный массив уже частично разгружен, а во втором — не разгружен. Статистика аварий свидетельствует о том, что опережающая шахтная дегазация не гарантирует безопасности труда шахтера.

На наш взгляд, только интенсивная заблаговременная дегазация угольного пласта (за несколько лет до шахтной разработки) способна обезопасить последующую его шахтную выемку.

Большая часть угольного метана (75–80 %) находится в сорбированном состоянии, и главная задача для его извлечения заключается в разрыве прочной и устойчивой физико-химической связи «уголь-метан», что возможно только путем интенсивного разупрочнения угленосной толщи (прежде всего — угольного пласта) и его разгрузки. В связи с этим много практически полезного по созданию в угольном пласте искусственных коллекторов (микро- и макроразмеров) накоплено в подземной газификации углей. И задача метаноугольной подотрасли — максимально использовать этот накопленный инженерный потенциал [6].

Каковы же технико-экономические перспективы промышленной добычи угольного метана?

Шахтная дегазация метаноугольных месторождений направлена, в первую очередь, на обеспечение безопасности их разработок. Поэтому затраты на ее реализацию относят к себестоимости добываемого угля. Промысловая (заблаговременная) дегазация угольных пластов является в большей мере самостоятельной энергетической задачей. Извлекаемый из угольных пластов метан должен по суммарной себестоимости быть близок к трубопроводному природному

газу. В США стоимость добычи метана из угольных пластов составляет 40–65 дол./1000 м³ [7]. При этом велики затраты на проведение гидроразрыва угольного пласта и кавитацию в забое скважины, по американским данным они достигают 30–35 дол./1000 м³.

В предлагаемой новой технологии межскважинной кавитации, рассмотренной выше, затраты на осуществление гидроразрыва будут снижены вследствие отказа от пропанта (песка) и специального геля.

Снижение себестоимости угольного метана возможно лишь за счет повышения скважинных его дебитов и степени дегазации углегазового месторождения. Согласно оценочным расчетам, рентабельная добыча метана из угольных пластов возможна при его добыче из скважин в количестве 30–40 тыс. м³/сут (1250–1670 тыс. м³/ч). Согласно нашим прогнозным расчетам, это возможно только путем межскважинной кавитации или применения горизонтальных скважин с последующей обработкой искусственных коллекторов.

Характерно, что при комплексной дегазации углеметанового месторождения поверхностные скважины заблаговременной стадии дегазации могут использоваться во всех стадиях, в том числе в стадии дегазации из выработанного шахтного пространства.

Подытоживая вышеуказанное, можно прийти к следующему заключению.

Республика Казахстан отстает еще от многих стран мира в решении проблемы извлечения и утилизации угольного метана. Пренебрежение ею обосновывается второстепенностью газовой составляющей в угледобывающем предприятии и отсутствием современных высокоинтенсивных технологий извлечения метана.

По нашему мнению, метанугольное месторождение должно подвергаться обязательной комплексной дегазации (заблаговременной, предварительной и при вентиляции) при метаносности более 10 м³ СН₄/т угля. Это не только существенно снизит риски взрывов в шахтах, но и позволит снизить себестоимость добываемого угля. Предлагаемые новые технологии создания в угольном пласте искусственных коллекторов повышенной дренирующей способности могут обеспечить дебит дегазационных скважин до 30–40 тыс. м³/сут. (20–30 м³/мин). При таких дебитах заблаговременная и предварительная дегазация способна извлечь до 80 % сорбированного метана.

Недавние крупные аварии на шахтах «Шахтинская», им. Ленина и «Абайская» в Карагандинском бассейне еще раз продемонстрировали смертельную опасность разработки метанугольных месторождений. Только комплексная дегазация позволит предварительно извлечь 70–80 % угольного метана, что, естественно, существенно снизит возможность поступления его в шахтные выработки.

Утилизация шахтного метана возможна несколькими способами. Согласно экономической оценке [8] двух вариантов его утилизации (сжигание в котельной и генерирование электроэнергии) срок окупаемости дополнительных инвестиционных затрат в первом случае составляет 4,84, во втором — 5,99 г., а внутренняя ставка доходности — соответственно 16,2 и 10,7 % (автор не учитывал возможности Киотских квот — *А.И.*).

Немецкие эксперты (совместное предприятие «НОВЭН» в г. Кемерово) оценили экономическую эффективность контейнерной электростанции мощностью до 1,8 МВт, работающей на шахтном метане [9]. Затраты (капитальные и эксплуатационные) составляют 0,06 евро/кВт·ч, а только за счет продажи квот на сокращение выбросов СН₄ возвращается 0,04 евро/кВт·ч. Стоимость реализуемой электроэнергии колеблется от 0,02 до 0,05 евро/кВт·ч. Итак, уже при стоимости выработанной энергии более 4–5 центов за 1 кВт·ч утилизация метана становится сразу же экономически выгодной.

Проекты извлечения и утилизации шахтного метана являются эффективным примером реализации рыночных механизмов Киотского протокола. Реализация квот на сокращение выбросов метана (при требуемом нормативном оформлении проектов) для условий шахты с годовой производительностью 1 млн. т угля может быть оценена в 1,6 млн. евро в год.

Итак, владельцам газугольных шахт Казахстана следует понять, что комплексная их дегазация может быть заметным источником инвестиционных поступлений, а не только затрат.

Список литературы

1. *Reeves S.J.* Enhanced CMB recovery coal bed CO₂ sequestration assessed. *Oil&Gas Journal (OGJ)*. V. 1017 — N 287 — 14.07.20037 — P. 49–53.
2. *Petzet A.* Coal gas down under. *OGJ*. — V. 101. — N 8. — 24.02.2003. — P. 17.
3. *Deul M.* Coal bed: a source of natural gas. *OGJ*. — V. 100. — N 30. — P. 68, 70.

4. *Clark J.* Far East Energy pressing big CBM schemes in China. OJG. — V. 102. — N 33. — 06.09.2004. — P. 24–26.
5. *Крейнин Е.В.* Возможна ли рентабельная добыча метана угольных месторождений? // Уголь. — 2005. — № 6. — С. 39–42.
6. *Крейнин Е.В.* Нетрадиционные термические технологии добычи трудно извлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. — 302 с.
7. *Ибра Т.Ф., Шепелькова О.А.* и др. Получение метана из угольных пластов // Информ.-аналитический сборник. — 2001. — С. 71.
8. *Тайлаков О.В.* Возможности для проектов СО при утилизации шахтного метана. Доклад на конференции «Россия и углеродный рынок», 28–29 июня 2006 г.
9. *Безпflug В.А.* Киотский протокол и шахтный газ // Уголь. — 2005. — № 4. — С. 26–27.

Репозиторий КарГУ