

УДК 622.324:550.8.01

## ОПЫТ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ НА БАЗЕ ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗА

**Майборода А. А., Анциферов В. А., Иванов Л. А.,  
Савченко А. В.**

*(УкрНИИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)*

**Шпак В. Ю.**

*(ГП «Макеевуголь», г. Макеевка, Украина)*

*Наведено результати практичного застосування «Методичних рекомендацій щодо оцінки газоносності вугленосних товщ Донбасу на базі формаційного аналізу» на шахти ім. В. М. Бажанова ДП «Макіїввугілля».*

*The results of practical use of “Methodological recommendations for evaluation of gas content in coal-bearing series of the Donets Coal Basin based on the formation analysis” at the minefield of V. M. Bazhanov Mine (State-Owned Company “Makeevugol”) are described.*

Характерным направлением развития угледобывающей промышленности в Донбассе является значительное увеличение глубин (более 1000 м) отработки угольных пластов и подготовка к угледобыче новых перспективных глубоких участков шахтных полей. Это требует уточнения оценки газоносности угленосных толщ с прогнозом мест вероятного скопления метана для обеспечения повышения безопасности ведения горных работ и возможной попутной добычи метана. До настоящего времени для этой оценки использовались прямые методы газового опробования или каротажа в процессе геологоразведочного бурения, направленные, прежде всего, на изучение метаноносности угольных

пластов и требующие больших затрат и времени. Это обусловило необходимость в поисках, обосновании и разработке мобильной и малозатратной методологии косвенной оценки газоносности угленосных толщ, опирающейся на уже имеющуюся геологическую информацию по данным геологической разведки. В этом направлении УкрНИМИ НАН Украины проведены исследования, завершившиеся разработкой такой методологии, представленной во введенных в действие Методических рекомендациях [1].

Методология базируется на не применявшемся ранее при изучении газоносности фашиально-геотектоническом методе формационного анализа угленосных толщ, методе наиболее полно и научно обосновано раскрывающем закономерности формирования ритмичного (циклического) строения угленосных формаций, отражающего особенности угле- и газообразования.

Основные положения концепции методологии заключаются в следующем:

- формирование газоносности угленосных формаций Донбасса происходило в два крупных периода его геологического развития: доинверсионный (газогенерирующий) и постинверсионный (дегазационный);

- факторами первичной газоносности бассейна являются насыщенность угленосных толщ газогенерирующим органическим веществом, сконцентрированным в угольных пластах (КОВ) и рассеянным во вмещающих породах (РОВ) и его метаморфизм, результаты воздействия которого однозначны для КОВ и РОВ;

- количество газогенерирующего органического вещества (пределы его процентного содержания) в определенных литотипах пород, как и гранулометрия этих пород неизменны и обусловлены гидродинамическими условиями осадконакопления, зависящими от геотектонического режима в определенных фашиальных обстановках;

- современное распределение углеводородных газов сложилось в течение длительного геологического времени в постинверсионный период (начиная с конца палеозоя), характеризующегося практически полным прекращением процессов углефикации и газогенерации и мощной дегазацией с потерей свыше 90 % первичных объемов метана. Причем, как показали расчеты, дегазация

прошла для бассейна в целом с практически однозначным уменьшением почти в 15 раз доинверсионного газогенерирующего потенциала как для промышленных и непромышленных угольных пластов, так и для вмещающих пород, содержащих РОВ, но с различной интенсивностью в разных угленосных районах;

- закономерны современные изменения газоносности пологозалегающих угленосных отложений с глубиной, выразившиеся в наличии зональности: газового выветривания, интенсивного нарастания метаноносности, замедленного нарастания и на глубинах свыше 1000 м – стабилизации метаноносности равнометаморфизованных угольных пластов.

Методология оценки газоносности угленосных толщ включает [1]:

- построение моделей газоносности угленосных толщ исследуемых массивов горных пород, позволяющих производить ритмический формационный анализ;

- определение количественных показателей сорбированной природной газоносности углей и классифицированных по гранулометрии и содержанию органического вещества пород, находящихся на определенных стадиях метаморфизма и эпигенеза;

- оценку газонасыщенности порового пространства песчаников, т.е. наличия свободного метана.

Методология в целом предусматривает возможность количественной оценки доинверсионного газогенерационного потенциала угленосных формаций Донбасса и на глубинах свыше 1000 м - постинверсионной (современной) природной газоносности угленосных толщ.

В настоящей статье приводятся результаты практического применения рассматриваемой методологии оценки газоносности угленосных толщ и анализа его эффективности.

Предварительный всесторонний анализ шахтных полей действующих шахт Донбасса показал, что для постановки начальных практических исследований наиболее благоприятными, отвечающими требованиям Методических рекомендаций, являются горно-геологические условия полей шахт ГП «Макеевуголь».

В качестве первоочередного объекта исследований был определен перспективный участок обработки на глубинах свыше 1200 м угольного пласта  $m_3$  на поле шахты им. В. М. Бажанова.

Результаты анализа геологоразведочных данных по этому участку показали целесообразность выделения в его пределах двух оценочных блоков: Восточного (площадь 2,04 км<sup>2</sup>) и Западного (площадь 2,94 км<sup>2</sup>) (рис. 1). В стратиграфическом отношении углепородный массив этих блоков ограничен толщиной пород мощностью порядка 100 м выше угольного пласта  $m_3$  и 50 м ниже его, что было продиктовано положениями «Инструкции» [2].

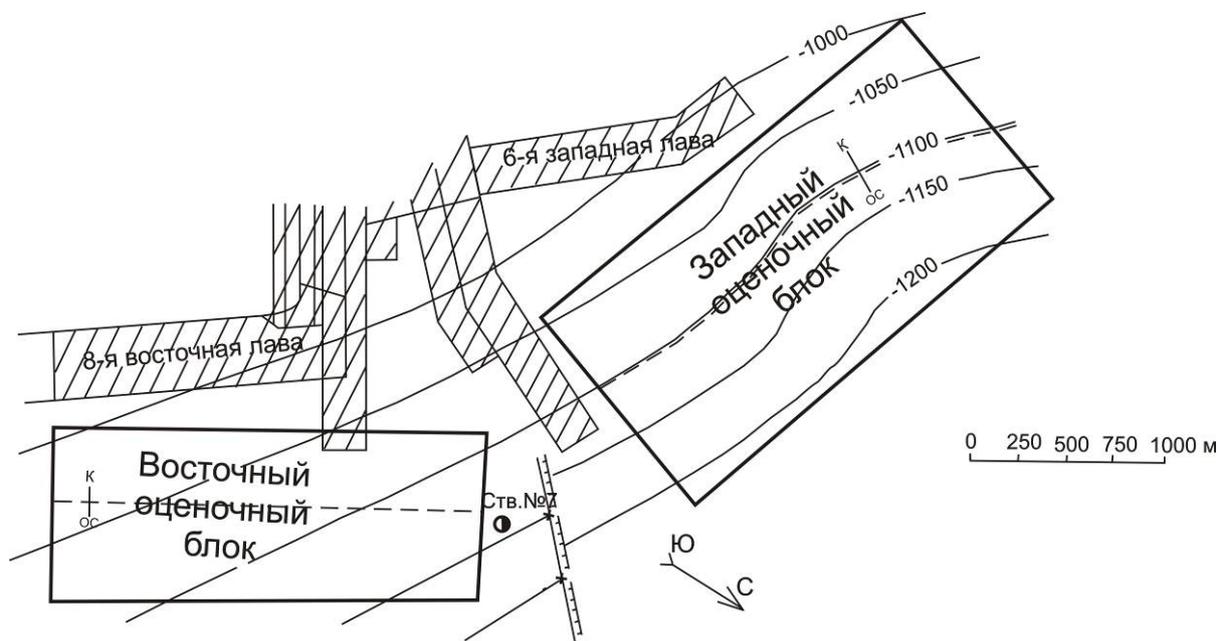


Рис. 1. Схема расположения участков оценки газоносности массива горных пород (на основе плана горных выработок по пласту  $m_3$  шахты им. В. М. Бажанова)

Выделенные оценочные блоки охватывают значительные площади с большим количеством геологоразведочных скважин. Отдать предпочтение какой-либо одной из них, придав статус опорной для проведения формационного анализа было бы не обоснованным. Поэтому для каждого блока разработана обобщенная модель, характеризующая строение углепородного массива в целом, в основу которой заложены расчетные данные глубин залегания и мощностей маркирующих горизонтов (угольных

пластов, пропластков, известняков) и, соответственно, мощностей определенных типов вмещающих пород, полученные путем усреднения показателей в колонках по скважинам.

Следует отметить, что стратиграфические колонки моделей для обоих оценочных блоков практически дублируют друг друга, что свидетельствует о выдержанности слоев пород и углей (за исключением колебаний в их мощностях) и о спокойном строении перспективной площади в целом, благоприятствующим проведению формационного ритмического анализа и оценке газоносности изучаемых углепородных массивов.

Поскольку все операции по изучению углепородных массивов Восточного и Западного блоков по последовательности и содержанию абсолютно идентичны, в настоящей статье в качестве показательного примера производства оценки газоносности приводятся её результаты по одному из них – Восточному (рис. 2).

По географическому положению шахта им. В.М. Бажанова относится к центральной части Донецко-Макеевского угленосного района. Поэтому при изучении газоносности угленосных толщ использованы данные таблицы в «Приложении К» [1]. Однако, в этой (и во всех других) таблице значения газоносности углей и вмещающих пород даны для средних частей зон эпигенеза. Исследуемый же интервал разреза массива горных пород расположен на границе двух зон эпигенеза, включающей угли марки К и марки ОС (см. рис. 1). Поэтому для получения более точных данных произведены расчеты значений газоносности (приведены в табл. 1) для этой граничной зоны (усредненные между показателями зон К и ОС).

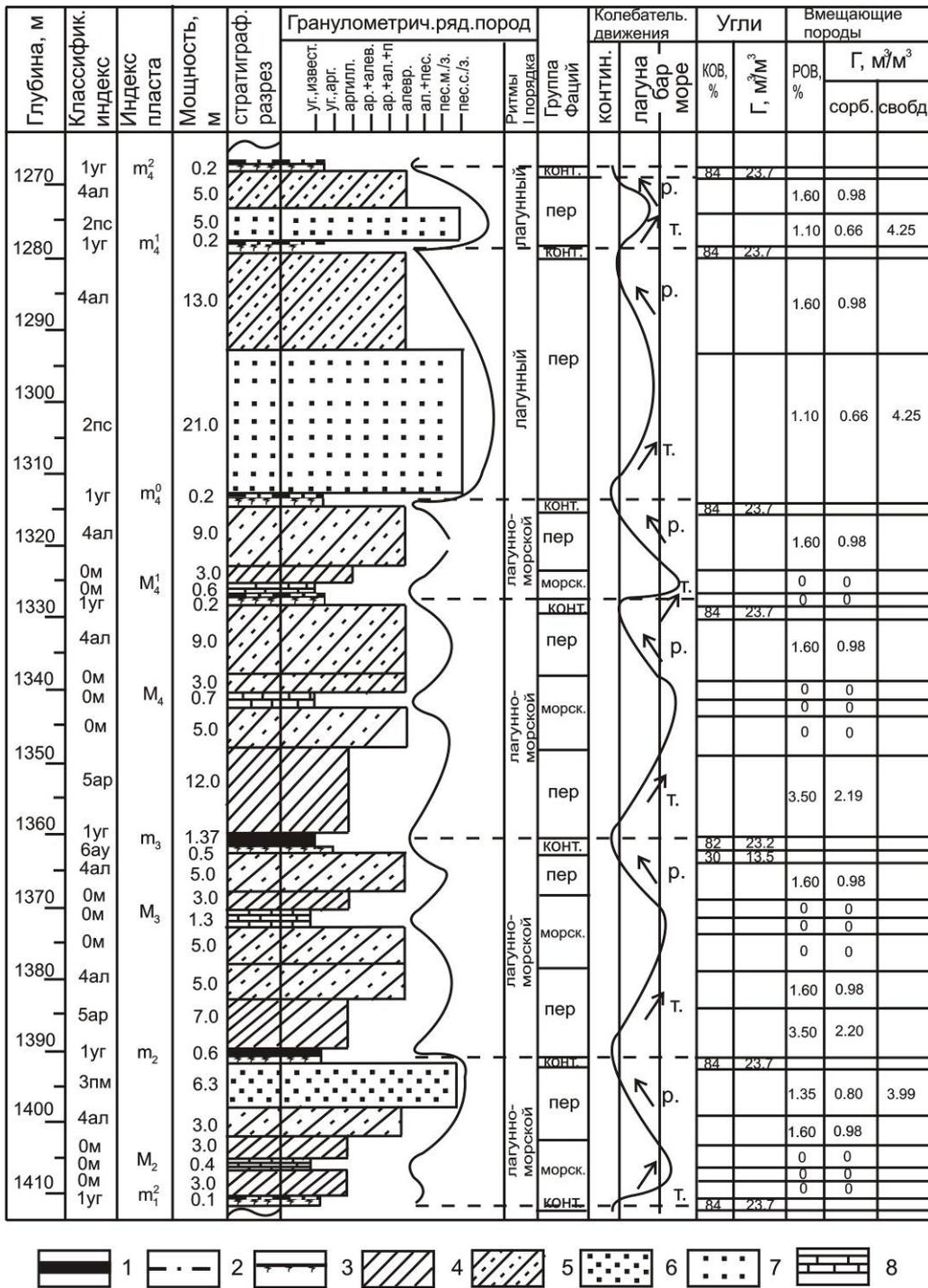
Расчет свободного метана в поровом пространстве песчаников произведен с учетом специфики разреза угленосной толщи на исследуемых глубинах, заключающийся в отсутствии влаги на этих глубинах [3, 4], т.е. расчет газонасыщенности пор сухих песчаников произведен по формуле 9.1 [1]:

$$G = P \times K_{по},$$

где  $G$  – газоносность,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$P$  – давление газа, атм.;

$K_{по}$  – коэффициент открытой пористости, в долях единицы.



1 – уголь; 2 – угольный пропласток; 3 – «кучерявчик»; 4 – аргиллит; 5 – алевролит; 6 – песчаник м/з; 7 – песчаник с/з; 8 – известняк

Рис. 2. Обобщенная модель газоносности угленосных отложений Восточного оценочного блока (включающих угольный пласт  $m_3$ )

Таблица 1

Среднее содержание сорбированного метана в вошедших в анализ породах граничной зоны эпигенеза, включающей угли марок К-ОС

Индекс	Литологический тип породы	Марка углей		
		К	ОС	К+ОС
		Газоносность		
		$\frac{M^3/T}{M^3/M^3}$	$\frac{M^3/T}{M^3/M^3}$	$\frac{M^3/T}{M^3/M^3}$
1уг	уголь	<u>21,28</u>	<u>25,14</u>	<u>23,21</u>
		25,80	30,72	28,26
2пс	песчаник с/з	<u>0,24</u>	<u>0,28</u>	<u>0,26</u>
		0,60	0,72	0,66
3пм	песчаник м/з	<u>0,29</u>	<u>0,33</u>	<u>0,31</u>
		0,74	0,86	0,80
4ал	алевролит	<u>0,34</u>	<u>0,41</u>	<u>0,37</u>
		0,90	1,05	0,98
5ар	аргиллит	<u>0,74</u>	<u>0,90</u>	<u>0,82</u>
		1,98	2,41	2,20
6ау	«кучерявчик»	<u>6,38</u>	<u>7,54</u>	<u>6,97</u>
		12,33	14,63	13,48
0-м	все породы морской группы фаций	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
		0	0	0

Данные о  $P$ , атм. и  $K_{по}$ , % рассчитаны исходя из «Приложения С» [1]. Результаты расчетов приведены в табл. 2.

При оценке содержания метана в углях определены средние значения зольности углей пласта  $m_3$  и, соответственно, содержание в нем КОВ (концентрированного органического вещества), составляющие:

$$A^d, \% = 17,8 \%; \quad \text{КОВ}, \% = 82,2 \%$$

Далее выполнен формационный анализ на базе фациально-геотектонического метода, в результате которого выделены два ритма I порядка лагунного типа с литологическими слоями переходной группы фаций, содержащих РОВ (рассеянное органическое вещество) и четыре ритма I порядка лагунно-морского типа, в пределах которых слои пород морской группы фаций характеризуются отсутствием РОВ.

Таблица 2

Расчет газонасыщенности порового пространства песчаников,  
 полностью заполненного свободным метаном

Марка углей	K <sub>по</sub> , %	Глубина, м			
		1300		1400	
		давление газа, атм.	Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	давление газа, атм.	Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
среднезернистый песчаник ( $m_4^0 \sim m_4^1, m_4^1 \sim m_4^2$ )					
К	4,4	110,5	4,86	119,0	-
ОС	3,3	110,5	3,65	119,0	-
К-ОС	3,85	110,5	4,25	119,0	-
мелкозернистый песчаник ( $M_2 \sim m_2$ )					
К	3,6	110,5	-	119,0	4,28
ОС	3,1	110,5	-	119,0	3,69
К-ОС	3,35	110,5	-	119,0	3,99

Дальнейшие операции заключались во внесении всей информации в обобщенную модель газоносности угленосных отложений Восточного блока (см. рис. 2), в определении суммарной мощности и объемов литологически однородных газосодержащих типов пород и углей и в непосредственном подсчете газоносности в пределах Восточного блока, используя рекомендации раздела 10 документа [1]. В том числе по оценке:

- сорбированной метаноносности угольных пластов и пропластков (табл. 3);
- сорбированной метаноносности углевмещающих пород (табл. 4);
- свободного метана в поровом пространстве песчаников (табл. 5);
- природной метаноносности массива горных пород Восточного оценочного блока в целом (табл. 6).

Таблица 3

Оценка сорбированной метаноносности угольных пластов и пропластков

Марка углей	Индекс Пласта	Средняя мощность угольных пластов и пропластков, м				Общ. объем углей, млн. м <sup>3</sup>	Метаноносность		
		0,1-0,3	0,3-0,5	0,5 и более	всего		без учета A <sup>d</sup> , %	с учетом A <sup>d</sup> , %	всего млн. м <sup>3</sup>
К-ОС	$m_1^2 - m_4^2$	0,1-0,2	-	-	0,90	1,84	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		43,61
	$m_3$	-	-	1,37	1,37	2,79	28,26	23,2	
	$m_2$	-	-	0,60	0,60	1,22	28,26	23,7	
Всего по блоку					2,87	5,85			137,3

Таблица 4

Оценка сорбированной метаноносности углевмещающих пород

Марка углей	Классификац. индекс пород (литология)	Средняя мощность слоев пород, м			Общ. объем пород, млн. м <sup>3</sup>	Метаноносность	
		3-10	10 и более	всего		м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	всего млн. м <sup>3</sup>
К-ОС	2пс-песчаник с/з	1	1	26,0	53,04	0,66	35,0
	3пм-песчаник м/з	1	-	6,3	12,85	0,80	10,3
	4ал-алевролит	6	1	48,4	98,74	0,98	96,8
	5ар-аргиллит	1	1	19,0	38,76	2,20	85,3
	6ау-кучерявчик	-	-	0,5	1,02	13,48	13,7
Всего по блоку					204,4		241,1

Таблица 5

Оценка свободного метана в поровом пространстве песчаников

Средняя глубина, м	Классификационный индекс песчанка	Средняя мощность песчаников, м				Общ. объем песч., млн. м <sup>3</sup>	Метаноносность	
		3-5	5-10	10 и более	все-го		м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	всего млн. м <sup>3</sup>
~1300	2пс-песч.с/з $m_4^1 \sim m_4^2$	1	-	-	5,0	10,20	4,25	43,4
~1300	2пс-песч.с/з $m_4^0 \sim m_4^1$	-	-	1	21,0	42,80	4,25	181,9
~1400	3пм-песч.м/з $M_2 \sim m_2$	-	1	-	6,3	12,85	3,99	51,3
Всего по блоку						65,85		276,6

Таблица 6

Оценка природной метаноносности массива горных пород Восточного оценочного блока (интервал разреза  $m_1^2 - m_4^2$  с угольным пластом  $m_3$ )

Сорбированного, млн. м <sup>3</sup>		Свободного в песчаниках, млн. м <sup>3</sup>	Всего в массиве горных пород, млн. м <sup>3</sup>
в угольных пластах и пропластках	во вмещающих породах		
137,25	241,1	276,6	654,95
в том числе в $m_3$ 64,73	в том числе в кровле $m_3$ 53,86	в том числе в песчаниках $m_4^0 \sim m_4^1$ 181,9	

Всего в массиве горных пород Восточного блока содержание метана оценивается в 654,95 млн. м<sup>3</sup>, в том числе сорбированного в угольном пласте  $m_3$  64,73 млн. м<sup>3</sup> и свободного в основном среднезернистом русловом песчанике  $m_4^0 \sim m_4^1$  средней мощностью 21 м - 181,9 млн. м<sup>3</sup>.

Подсчет свободного метана выполнен для ненарушенных песчаников, т.е. оценена природная газоносность, обусловленная гранулярными коллекторами. В зонах развития повышенной

трещиноватости пород, связанных с дизъюнктивами, получает дополнительно развитие динамическая газоносность, обусловленная наличием трещинно-поровых коллекторов, которая повышает метаноносность в среднем на 35 % [1]. Для песчаника  $m_4^0 \sim m_4^1$  такая зона может быть связана, с надвигом «С», аккумулируя повышенные скопления метана (между Восточным и Западным блоками, см. рис. 1), и явиться участком оптимального заложения газодобывающих скважин, ориентировочно, в пределах целика под ствол № 7.

Следует обратить внимание также на волнистый характер гипсометрии угольного пласта  $m_3$  в средней части Западного блока (см. рис. 1), свидетельствующей о проявлении пликативной (возможно и не выявленной дизъюнктивной) нарушенности. Т.е. в этой части блока, очевидно, следует ожидать повышенную трещиноватость углепородного массива и вполне вероятное проявление дополнительной динамической газоносности со свободным метаном.

В качестве информации отмечаем, что поскольку содержание метана в угольном газе в метановой зоне составляет 98,5 % [5], применяемые в тексте и таблицах термины «газоносность» и «метаноносность» следует рассматривать, как синонимы.

Оценка эффективности практического применения Методических рекомендаций [1] осуществлена в двух направлениях:

- оценка геологической эффективности рекомендуемой методологии, характеризующая полноту и достоверность прогнозных расчетов газоносности в сопоставлении с имеющимися фактическими данными, полученными традиционными геологоразведочными методами;

- оценка экономической эффективности методологии.

Геологическая эффективность методологии оценена в зависимости от наличия экспериментальной геологоразведочной информации в следующих направлениях [6]:

- сравнительная оценка газоносности угольного пласта  $m_3$  ( $23,21 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. или  $28,26 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) с данными в работах [4, 5] показала отклонение средних значений расчетных от экспериментальных от 0,01 до  $0,98 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. или от 0,04 до 4,41 %. Следует отметить, что на этом участке разброс экспериментальных

данных от средних значений составляет от 3,9 до 4,1 м<sup>3</sup>/т с.б.м. или от 17,5 до 18,4 % [4], что существенно хуже наших расчетных показателей;

- сравнительная оценка подсчета запасов метана по угольному пласту  $m_3$  в среднем на 1 км<sup>2</sup> с данными работы [5] показала разницу расчетных данных от экспериментальных 138 тыс. м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup> или порядка 0,42 %;

- наиболее сложно было определить достоверность оценки газоносности вмещающих пород из-за низкой надежности традиционных экспериментальных методов. Так, в работе [3] говорится, что газоносность пород, определяемая различными геологоразведочными методами, имеет существенные расхождения в 5-10 раз. Указывается неприемлемость для этих целей газового каротажа и весьма сомнительная возможность применения керногазонаборника КА-61 [3]. Сравнение рекомендуемых [3] к использованию средних для вмещающих пород в целом данных МакНИИ по газовым съемкам в горных выработках шахты им. В. М. Бажанова (1,63 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) с такими же нашими расчетными средними значениями (1,43 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) показало разницу 0,20 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> или 12 %;

- особо важное значение, на наш взгляд, имеют результаты оценки достоверности прогноза газоносности песчаника  $m_4^0 \sim m_4^1$ , как наиболее перспективного для добычи свободного метана (на глубине 1300 м – 4,25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> или 1,65 м<sup>3</sup>/т, по нашим данным). Именно для этого песчаника имеется информация в работе [4]. Сравнения с расчетными показателями на сопоставляемых глубинах показали разницу в 0,02 м<sup>3</sup>/т (0,05 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) или 0,9 %.

Можно считать, что достоверность полученных прогнозных данных вполне удовлетворительная. Отклонения расчетных показателей от средних экспериментальных, полученных традиционными геологоразведочными методами, не превышают, а зачастую существенно ниже допустимых погрешностей.

Что касается экономической эффективности применения рекомендуемой методологии [1], то она может составлять условно порядка 1700,0 тыс. грн. за счет исключения необходимости бурения дополнительно только одной скважины.

В целом, практическое применение методологии в соответствии с Методическими рекомендациями [1] дало вполне удовлетворительный результат, дополнительную информацию по оценке газоносности изучаемого массива горных пород и она может быть рекомендована к дальнейшему использованию на других шахтных полях и угледобывающих предприятиях.

### СПИСОК ССЫЛОК

1. Методичні рекомендації щодо оцінки газоносності вугленосних товщ Донбасу на базі формаційного аналізу. – Донецьк: вид-во «Цифрова типографія», 2011. – 88 с.
2. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1977. – 96 с.
3. Геологический отчет о детальной разведке каменного угля на участке «Бутовская-Глубокая» (1977-1983 гг.): отчет (заключит.) / № ГР 39-77-129/7. – Щегловская ГРЭ ПГО «Донбассгеология», Артемовск, 1984.
4. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины т. 1 Геология и газоносность Западного, Юго-Западного и Южного Донбасса / А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин, М. Г. Тиркель, Г. З. Задара, В. Ю. Узиюк, В. А. Анциферов, В. Г. Суярко. – Донецк; изд-во «Вебер», 2009. – 453 с.
5. Геологический отчет о переоценке запасов каменных углей поля шахты им. В. М. Бажанова ПО «Макеевуголь» (по состоянию на 01.01.1988 г.): отчет (заключит.) / № ГР 38-88-7/1. – Тематическая экспедиция ПО «Укруглегеология». Донецк, 1988.
6. Впровадження «Методичних рекомендацій, щодо оцінки газоносності вугленосних товщ Донбасу на базі формаційного аналізу» на одному з шахтних полів та виявлення скупчень метану: звіт по НДР(заключ.)/УкрНДМУ НАНУ; рук. А. О. Майборода. – ГР 011/У 004089 инв. № 2392. – Донецьк, 2011. – 74 с.