

УДК 622.324:550.8.01

ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОЙ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ ДОНБАССА НА БАЗЕ ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗА

Майборода А. А., Иванов Л. А., Анциферов В. А.,
Шурховецкий С. А.
(УкрНИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)

Розглядаються основи методології оцінювання сучасної газононості вугленосних товщ Донбасу на глибинах понад 1000 м на базі фаціально-геотектонічного методу формаційного аналізу.

The fundamentals of methodology for evaluating the current gas content of coal-bearing series of the Donets Coal Basin at depths of more than 1,000 m based on the facial-geotectonic method of formation analysis are considered.

Изучение газоносности угленосных формаций Донбасса, содержащее оценку газогенерационного потенциала угленосных толщ в полном объеме, включая угольные пласты и вмещающие отложения, является актуальной проблемой. К настоящему времени для этой оценки используются в основном прямые методы газового опробования 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 конкретных шахтных полей или перспективных газоносных структур.

В соответствии с программой научных исследований УкрНИМИ НАН Украины, нами в 2009 г. завершено создание такой методологии, базирующейся на не применявшемся ранее для этих целей фашиально-геотектоническом методе формационного анализа угленосных толщ, методе наиболее полно и научно обоснованно раскрывающем закономерности формирования угленосных формаций и, соответственно, их угленосности и газоносности.

В публикации авторов по этой тематике [1] достаточно детально освещены основы предлагаемой методологии, включающие:

- обоснования концепции исследований и применения фашиально-геотектонического метода (по Г. А. Иванову, 1967, 1975) формационного анализа;

- разработку количественных критериев оценки газоносности классифицированных по содержанию газогенерирующего органического вещества пород и углей, находящихся на различных стадиях метаморфизма;

- вопросы газонасыщенности порового пространства песчаников;

- типовую (универсальную) модель, являющуюся основным инструментом при оценке газоносности определенных угленосных толщ по данным пробуренных геологоразведочных скважин [1].

В работе [1] приведены показатели для количественной оценки первичной, доинверсионной газоносности угленосных формаций. Решение этой проблемы имеет, несомненно, большой научный интерес, поскольку эта газоносность была различна в разных районах бассейна и явилась базовой основой для современной, остаточной после постинверсионной дегазации, газоносности в этих районах. Настоящая статья посвящена возможностям методологии формационного анализа для оценки современной газоносности угленосных толщ, что необходимо для решения текущих практических задач.

Если первичный, доинверсионный газогенерационный потенциал угленосных формаций обусловлен двумя конкретными универсальными факторами – общей угленосностью толщ и их региональным метаморфизмом, то оценка современной газонос-

ности осложнена целым комплексом постинверсионных факторов (тектонических, гидрогеологических, фильтрационных, техногенных и др.), имеющих свою специфику на местах и не позволяющих проводить типовое, универсальное моделирование на базе формационного анализа всех толщ, попадающих в метановую зону. Возникает необходимость в построении моделей для каждого шахтного поля или структуры в отдельности, включающих весь комплекс местных конкретных постинверсионных факторов.

Анализ изменения метаноносности с глубиной позволил выделить четыре зоны: газового выветривания, интенсивного нарастания метаноносности, замедленного нарастания, стабилизации метаноносности [2].

При углублении в метановую зону метаноносность угольных пластов вначале интенсивно увеличивается, причем, чем более метаморфизован уголь, тем интенсивнее происходит увеличение. Затем с глубиной темп нарастания метаноносности замедляется, и на глубинах 1000-1500 м и глубже наблюдается стабилизация метаноносности равнометаморфизованных угольных пластов (рис. 1) [2].

Причина стабилизации метаноносности на глубинах свыше 1000 м, на наш взгляд, кроется в значительном снижении (если не прекращении) на этих глубинах современных дегазационных процессов. Если в результате мощной инверсии и денудации угленосных толщ основное первичное количество метана было потеряно, то к настоящему времени процессы дегазации стабилизировались, что благоприятствовало сохранению оставшегося его количества на больших глубинах. Этой стабилизации способствовали такие факторы, как: значительная мощность вышележащих отложений, включающих большое количество слоев газонепроницаемых пород; снижение роли, как путей миграции газа, тектонического фактора; значительное снижение влияния гидрогеологического фактора, когда водоносные горизонты сменяются на газоводоносные, а затем газоносные без признаков пластовых вод; отсутствие техногенного фактора (шахтной дегазации угольных пластов) и др. Пологое залегание угленосных толщ также благоприятствует снижению процессов их дегазации.

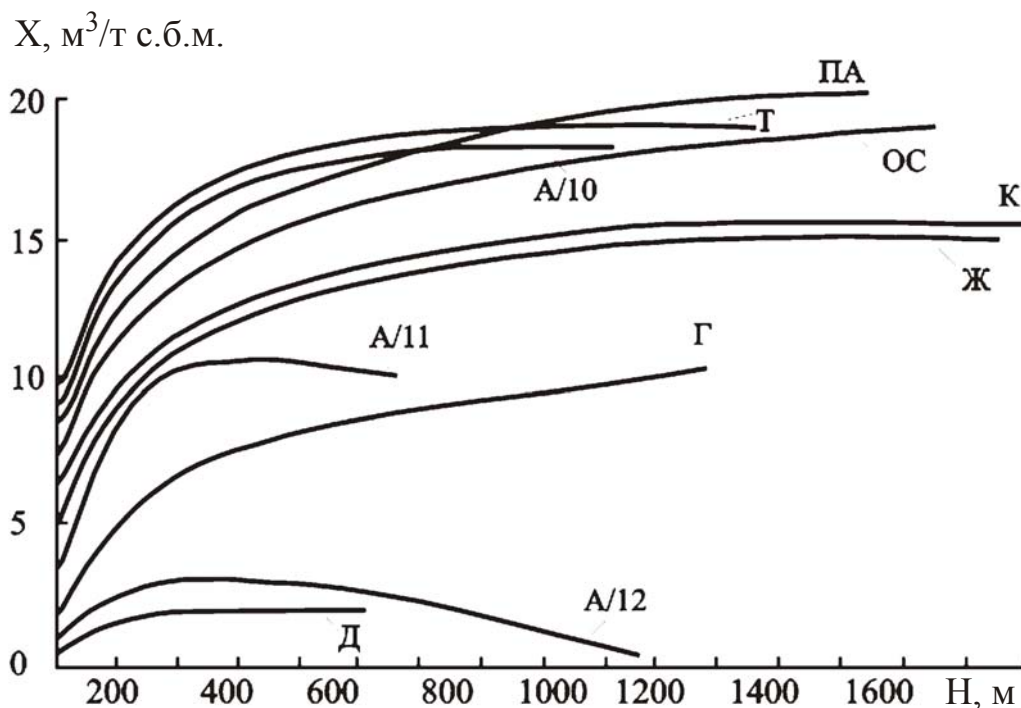


Рис. 1. Изменение метаносности (X) угольных пластов с глубиной (H) в Донецко-Макеевском районе [2]

Таким образом, на больших (свыше 1000 м) глубинах основными факторами, определяющими современную метаносность угленосных толщ становятся насыщенность их углистым веществом (сконцентрированным в угольных пластах (КОВ) и рассеянным во вмещающих породах (РОВ) и степень регионального метаморфизма. Следовательно, появляется основание для применения для этих глубин методов формационного анализа и соответственно, разработки типовой модели постинверсионной газоносности, аналогично модели газоносности доинверсионной [1].

Количественными показателями для моделирования являются данные о современной метаносности угольных пластов (табл. 1) и расчеты газогенерационного потенциала углевмещающих пород в зависимости от среднего содержания в них РОВ и степени эпигенеза (табл. 2).

Таблица 1

Усредненные данные современной стабилизационной метаноносности угольных пластов на глубинах свыше 1000 м

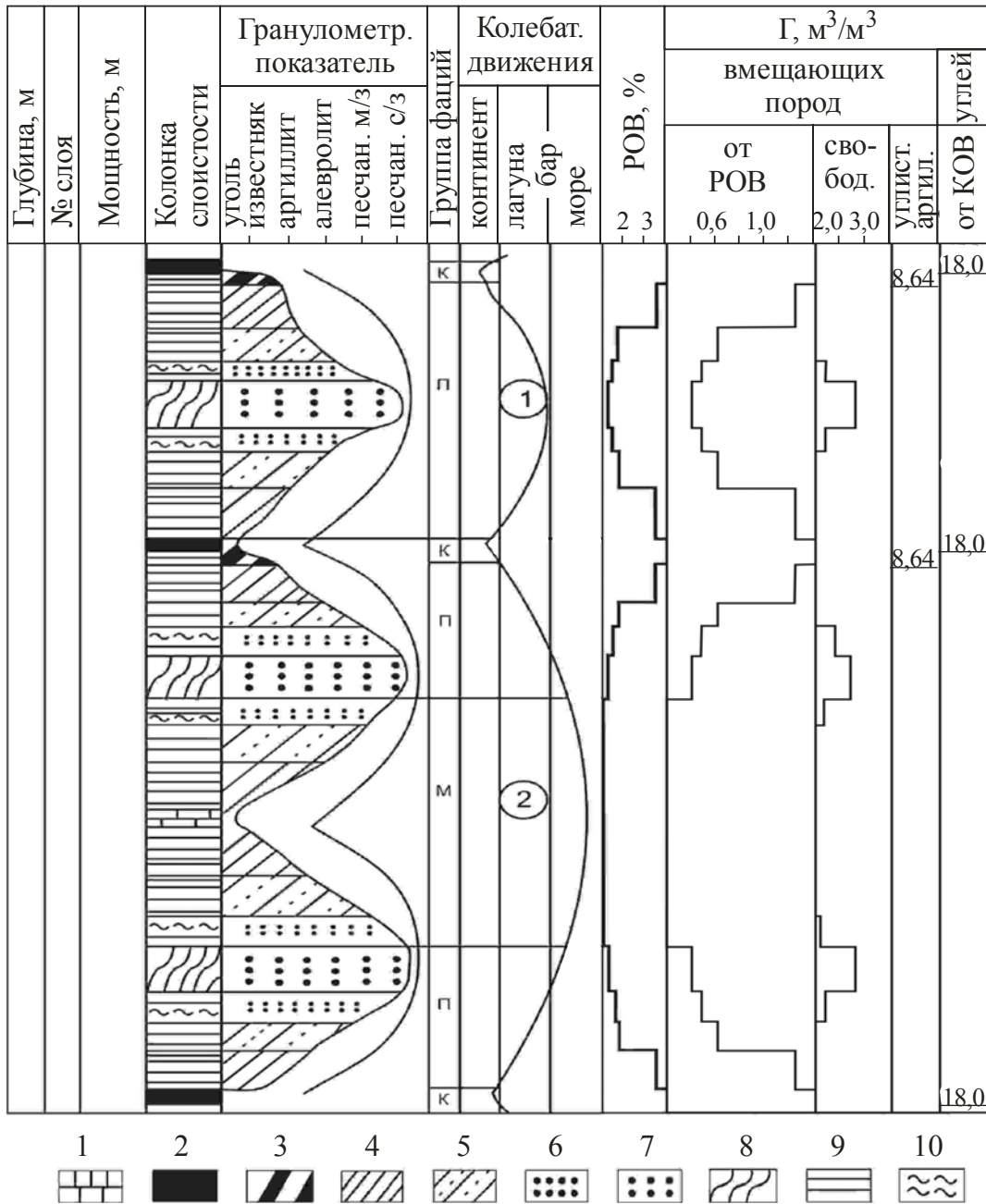
Марка углей	Метаноносность, м ³ /т с.б.м.	Средняя плотность углей, ρ, т/м ³	Метаноносность, м ³ /м ³
Г	10,0	1,17	11,7
Ж	15,0	1,20	18,0
К	15,5	1,21	18,8
ОС	17,8	1,22	21,7
Т	18,9	1,26	23,8
А ₁	19,3	1,52	29,3

Таблица 2

Усредненные данные современного содержания сорбированного метана в горных породах на глубинах свыше 1000 м в зависимости от содержания РОВ и степени эпигенеза

Литологический тип пород	РОВ, %	Выход метана (м ³ /м ³); марки углей					
		Г	Ж	К	ОС	Т	А ₁
Уголь	100 (КОВ)	11,7	18,0	18,8	21,7	23,8	29,3
Песчаник с/з, косослоистый	1,10	0,27	0,42	0,45	0,51	0,54	0,56
Песчаник м/з, всех типов слоистости	1,35	0,34	0,51	0,54	0,63	0,67	0,70
Алевролит, всех типов слоистости	1,60	0,42	0,63	0,65	0,76	0,80	0,83
Аргиллит, горизонтально-слоистый	3,50	0,92	1,39	1,45	1,66	1,76	1,82
Аргиллит углистый тонкого-горизонтально-слоистый, стиг-мариеневая почва («кучерявчик»)	30,0	5,67	8,64	8,99	10,35	11,16	12,14

Приведенные в табл. 1 и 2 количественные показатели газоносности углей и вмещающих пород использованы при моделировании (рис. 2) и оценке постинверсионной (современной) газоносности угленосных толщ, находящихся в метановой зоне на больших (свыше 1000 м) глубинах.



1 – известняк; 2 – уголь; 3 – углистый аргиллит; 4 – аргиллит;
 5 – алевролит; 6 – песчаник м/з; 7 – песчаник с/з; слоистость:
 8 – косая; 9 – горизонтальная; 10 – волнистая; Г – газоносность

Рис. 2. Типовая модель постинверсионной (современной) газоносности угленосных отложений Кальмиус-Торецкой котловины на глубинах более 1000 м (на примере толщ, включающих угли марки Ж)

Процедура этой оценки аналогична оценке доинверсионного газогенерационного потенциала [1].

Количественная оценка газонасыщенности свободным газом порового пространства основных гранулярных коллекторов метана – песчаников имеет свою специфику. Количество свободного метана в песчаниках зависит от их открытой пористости, степени заполнения пор водой и давления газа. Открытая пористость и степень заполнения пор однотипных песчаников зависят от степени эпигенеза пород, давление газа – от глубины залегания пород. Т.е., песчаники, находящиеся на одинаковой стадии эпигенеза и, соответственно, характеризующиеся одним и тем же значением открытой пористости, на различных глубинах залегания имеют различные величины газонасыщенности порового пространства, зависящей от конкретного давления газа на этих глубинах. Следовательно, появляется непостоянный показатель (давление газа), требующий обязательного учета при подсчетах газоносности. При этом во внимание берется то, что давление газа на каждые 1000 м глубины повышается на 85 атм по линейной зависимости [3] и поэтому его значение может быть определено для любого интервала разреза. Значения открытой пористости ($K_{по}$, %) основных разностей песчаников на различных стадиях эпигенеза приведены в таблице 3.

Таблица 3

Открытая пористость песчаников в массиве горных пород разной степени эпигенеза

Песчаник	Марки углей; $K_{по}$, %						
	Д	Г	Ж	К	ОС	Т	А ₁
среднезернистый	12,7	8,1	5,4	4,4	3,3	2,6	1,6
мелкозернистый	8,9	5,5	4,0	3,6	3,1	2,2	1,7

На оценку газоносности существенно влияет степень заполнения пор влагой, однако она не всегда учитывается при расчетах газонасыщенности порового пространства [3]. Поэтому для оценки роли влаги сравним газонасыщенность абсолютно сухих и влажных среднезернистых песчаников при прочих равных усло-

виях. Газоносность абсолютно сухих песчаников определяется выражением:

$$\Gamma = P \cdot K_{\text{по}}, \quad (1)$$

где P – давление газа, атм;

$K_{\text{по}}$ – коэффициент пористости открытой, доли единицы.

Газоносность влажных песчаников определяется по формуле, в которую введен параметр степени заполнения пор влагой:

$$\Gamma = P \cdot K_{\text{по}} \cdot (1 - G), \quad (2)$$

где P – давление газа, атм;

$K_{\text{по}}$ – коэффициент открытой пористости, доли единицы;

G – степень заполнения пор влагой, доли единицы.

При этом величина параметра P берется равной 0,85 части гидростатического давления [3] и учитывается, что градиент изменения газонасыщенности порового пространства песчаников с глубиной зависит от их типа, степени эпигенеза и содержания влаги (табл. 4).

Таблица 4

Градиенты повышения газонасыщенности порового пространства песчаников с глубиной ($\text{м}^3/\text{м}^3$ на каждые 100 м)

Марка углей	Песчаник среднезернистый		Песчаник мелкозернистый	
	с учетом влаги	без учета влаги	с учетом влаги	без учета влаги
Г	0,467	0,689	0,265	0,467
Ж	0,258	0,459	0,160	0,340
К	0,187	0,374	0,135	0,306
ОС	0,117	0,280	0,106	0,263
Т	0,079	0,221	0,060	0,187

Значение параметра $K_{\text{по}}$ принимается как средняя петрофизическая характеристика одного и того же типа песчаника для соответствующей стадии эпигенеза (см. табл. 3). Величина пара-

метра G определяется, в соответствии с работой [4], по величине открытой пористости:

$$G = 90,56 - 11,57K_{\text{по}} + 0,54K_{\text{по}}^2, \quad (3)$$

Значения газонасыщенности порового пространства абсолютно сухих и содержащих влагу среднезернистых песчаников при учтенных значениях параметров $K_{\text{по}}$ и P приведены в таблице 5. Анализ полученных данных свидетельствует о существенном влиянии влаги на газонасыщенность песчаников, из чего следует ее обязательный учет при подсчете метана в угленосной толще.

Таблица 5

Газонасыщенность порового пространства среднезернистых песчаников ($G, \text{м}^3/\text{м}^3$)

Марка угля	Мощность зоны, м	$K_{\text{по}}, \%$	$G, \%$	Глубина, м					
				1000		1500		2000	
				Давление газа, атм	$G, \text{м}^3/\text{м}^3$	Давление газа, атм	$G, \text{м}^3/\text{м}^3$	Давление газа, атм	$G, \text{м}^3/\text{м}^3$
С учетом влаги									
Г	800	8,1	32,2	85	4,67	127,5	7	170	9,34
Ж	600	5,4	43,8	85	2,58	127,5	3,87	170	5,16
К	400	4,4	50	85	1,87	127,5	2,8	170	3,74
ОС	350	3,3	58,3	85	1,17	127,5	1,75	170	2,34
Т	850	2,6	64,2	85	0,79	127,5	1,18	170	1,58
Без учета влаги									
Г	800	8,1	0	85	6,89	127,5	10,3	170	13,77
Ж	600	5,4	0	85	4,59	127,5	6,88	170	9,18
К	400	4,4	0	85	3,74	127,5	5,61	170	7,48
ОС	350	3,3	0	85	2,8	127,5	4,21	170	5,61
Т	850	2,6	0	85	2,21	127,5	3,31	170	4,42

Отсутствие в таблицах песчаников, находящихся на стадии метагенеза (включающих антрациты), обусловлено отсутствием в них свободного метана и тем, что приведенные расчеты, касаю-

щиеся газоносности угленосных толщ на больших глубинах касаются, прежде всего, Кальмиус-Торецкой котловины, где этот вопрос наиболее изучен.

Вопрос прогноза газонасыщенности песчаников не нов и исследовался другими авторами ранее. Так, например, в работе [3] предлагается методика расчета газонасыщенности по данным открытой пористости песчаников и давлению газа на глубинах до 3000 - 4000 м. В этой работе приводятся данные открытой пористости песчаников и газонасыщенность их порового пространства на глубине 1000 м на участках Кальмиусский рудник и Орджоникидзевский-Глубокий 2-4. Для первого участка открытая пористость составляет 5,44 %, для второго – 4,52 %, а газонасыщенность – 4,62 и 3,84 м³/м³. Считаем, что причина различия газонасыщенности сравниваемых песчаников кроется в их нахождении на различных стадиях эпигенеза. Это подтверждают результаты выполненных нами расчетов: среднезернистые песчаники на первом участке расположены в зоне эпигенеза, включающей угли марки Ж и характеризующиеся средними значениями $K_{по}$ – 5,4 % и соответственно газонасыщенностью 4,59 м³/м³; на втором участке они расположены в зоне с углями марки К и характеризуются показателем $K_{по}$ – 4,4 % и газонасыщенностью 3,74 м³/м³. Эти расчеты практически не отличаются от приведенных в работе [3], а расхождения между ними не превышает 1-3 %.

Сравнительные данные подтверждают универсальность привязки к стадиям эпигенеза при оценке газоносности угленосных толщ по усредненным данным вне зависимости от географического расположения шахтных полей Кальмиус-Торецкой котловины.

Если говорить о перспективах добычи газа в Донецком бассейне и, соответственно, первоочередных объектах исследований газоносности угленосных толщ, то в этом отношении следует руководствоваться рекомендациями, содержащимися в работах [5, 6]. Так в угленосных толщах только Донецко-Макеевского района заключено почти 120 млрд. м³ УВ-газов для попутной добычи или 104 млрд. м³ – для автономной.

Наличие конденсато-, нефте-, битумопроявлений в угленосных отложениях целого ряда глубоких шахт района, а также вы-

сокое содержание тяжелых углеводородов (до 10 % C_2H_6 , 3,3 % C_4H_{10}), свидетельствуют о глубинной флюидизации и большой вероятности наличия месторождений или крупных залежей углеводородов в Кальмиус-Торецкой котловине.

Кроме того, такая оценка может потребоваться при разработке глубоких горизонтов шахтных полей на новых участках при решении вопросов повышения безопасности ведения горных работ.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены следующие основные выводы:

1. Стабилизация метаноносности равнометаморфизованных углей на глубинах свыше 1000 м, указывающая на ведущую роль в изменении газоносности содержания органического вещества и степени его метаморфизма, является основанием для использования фациально-геотектонического метода формационного анализа для оценки газоносности угленосных толщ на данных глубинах.

2. Литологический тип и степень эпигенеза песчаника, определяющие открытую пористость и степень заполнения пор влагой, а также давление газа, представляют собой необходимый и достаточный комплекс показателей, по которым оценивается газонасыщенность порового пространства песчаников.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Майборода А. А., Иванов Л. А., Анциферов В. А., Голубев А. А. Оценка газогенерационного потенциала угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / Зб. наук. пр. УкрНДМІ НАНУ. – Донецьк, 2009. – № 5, ч. 1. – С. 285 – 305.
2. Газоносность угольных месторождений Донбасса / А. В. Анциферов, М. Г. Тиркель, М. Т. Хохлов, В. А. Привалов, А. А. Голубев, А. А. Майборода, В. А. Анциферов. – под общ. ред. Н. Я Азарова. – К.: Наук. думка, 2004. – 232 с.
3. Углепородный массив Донбасса, как гетерогенная среда А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов,

- В. Г. Перепелица, Л. И. Пимоненко, Г. А. Шевелев. – К.: Наукова думка, 2008. – 411 с.
4. Безручко К. А. Газонасыщенность и пористость выбросоопасных песчаников / Уголь Украины. – 1994. – № 1. – С. 48-49.
 5. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин, М. Г. Тиркель, Г. З. Задара, В. Ю. Узиюк, В. А. Анциферов, В. Г. Суярко / Геология и газоносность Западного, Юго-Западного и Южного Донбасса – Донецк, 2009. – т. 1.– 453 с.
 6. Азаров Н. Я., Анциферов А. В., Голубев А. А., Канин В. А., Майборода А. А., Крижановская Л. Н. Ресурсы угольных газов Украины и перспективы их добычи на современном этапе / Зб. наук. пр. УкрНДМІ НАНУ. – Донецьк, 2009. – № 5, ч. I. – С. 352 – 372.