

УДК 622.324:550.8.01

## **ОЦЕНКА МЕТАНОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ ДОНБАССА НА БАЗЕ ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ЗАЛОЖЕНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

**Майборода А. А., Ходырев Е. Д., Канин В. А.,  
Набокова В. В.**

*(УкрНИИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)*

*Зроблено прогнозні розрахунки метаносності вугленосної товщі й оцінку перспективності закладення газодобувної свердловини на прикладі ділянки поля шахти ім. О. Ф. Засядька.*

*Look-ahead calculations of methane presence in coal-bearing series and estimation of prospects for gas well location are made. A case study of A. F. Zasyadko coal mine field area is described.*

Для содействия обеспечению энергетической независимости Украины путем включения в производство нетрадиционных источников энергоресурсов, мощнейший резерв которых - метан угленосных формаций, первостепенной и важнейшей задачей является определение наиболее перспективных участков для заложения рентабельных газодобывающих скважин.

При этом особое внимание должно быть уделено соблюдению главных, на наш взгляд, требований к участкам постановки газодобывающих работ, которые заключаются в следующем.

1. Рекомендуемый углепородный массив должен включать существенные газонасыщенные толщи пород, что подтверждается геологоразведочными и литературными данными.

2. По разрезу газонасыщенные слои пород должны перекрываться газоупорными их литологическими разностями, обеспечи-

вающими создание газовых ловушек и исключаящими миграцию метана.

3. Важнейшее требование – развитие в перспективных слоях пород трещиноватости, прежде всего техногенной, а лучше совокупного техногенного и тектонического генезиса. Это необходимо для существенного увеличения проницаемости пород, что важно для извлечения из них метана.

4. Развитие техногенной трещиноватости перспективной толщи пород обеспечивается ее расположением в зоне влияния отработанного угольного пласта. Причем, углепородный массив над отработанным угольным пластом должен характеризоваться завершенностью формирования мульды сдвижения горных пород (что обеспечивается сроком не менее двух лет после отработки угольного пласта) и, соответственно, завершенностью трещинообразования и миграции метана.

5. Расположение перспективной газонасыщенной толщи по разрезу должна быть не менее 1000м от дневной поверхности. С этих глубин отмечается стабилизация современной газоносности угленосных толщ, что содействует возможности ее достоверной прогнозной оценке. Во-вторых, с этих глубин метан содержится в чистом виде, а не газовой смеси. Отсутствие влаги на этих глубинах подтверждают как литературные данные, так и горные работы на шахтах Донецко-Макеевского углепромышленного района.

6. Наличие свободного пространства на земной поверхности над выбранным участком (отсутствие зданий, сооружений, водных и других объектов, высоковольтных линий электропередач и т.п.) для получения возможности расположения газодобывающей скважины и соответствующего хозяйства.

7. Расположение перспективных участков в первую очередь в крупных промышленных районах Донбасса (например, Донецко-Макеевском) для уменьшения затрат на транзит метана от места добычи до потребляющего его предприятия. На сегодняшний день в Донецко-Макеевском регионе обосновано и выбрано три участка, отвечающие всем перечисленным требованиям на полях шахт им. А. Ф. Засядько и им. В. М. Бажанова и «Чайкино» ГП «Макеевуголь».

Все прогнозные расчеты по оценке газоносности угленосных толщ выбранных объектов произведены по методологии «Методических рекомендаций...» [1], разработанных в УкрНИМИ НАН Украины. При оценке газоносности подработанного углепородного массива и, соответственно, необходимого определения изменения газового давления в этом массиве использованы разработки и рекомендации ИГТМ НАН Украины [2-5].

В настоящей статье, в качестве примера, рассматривается выбранный участок для заложения газодобывающей скважины на поле шахты им. А. Ф. Засядько, отвечающий всем вышеуказанным требованиям. Расположен он в пределах отработанной 16 – западной лавы по пласту  $m_3$  и охватывает стратиграфический интервал свиты  $C_2^7$  от угольного пласта  $m_3$  до пласта  $m_6$  включительно.

В соответствии с Методическими рекомендациями [1], оценка газоносности изучаемого углепородного массива шахты им. А. Ф. Засядько (как неотъемлемой части угленосной формации Донбасса) произведена по методологии, базирующейся на не применявшемся ранее при изучении газоносности фациально-геотектоническом методе (по Г. А. Иванову, 1975) формационного анализа угленосных толщ. Этот метод наиболее полно и научно обоснованно раскрывает закономерности формирования ритмического (циклического) строения угленосных формаций, отражающего ритмичность угле- и газообразования.

Методология оценки газоносности угленосных толщ включает:

- 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;

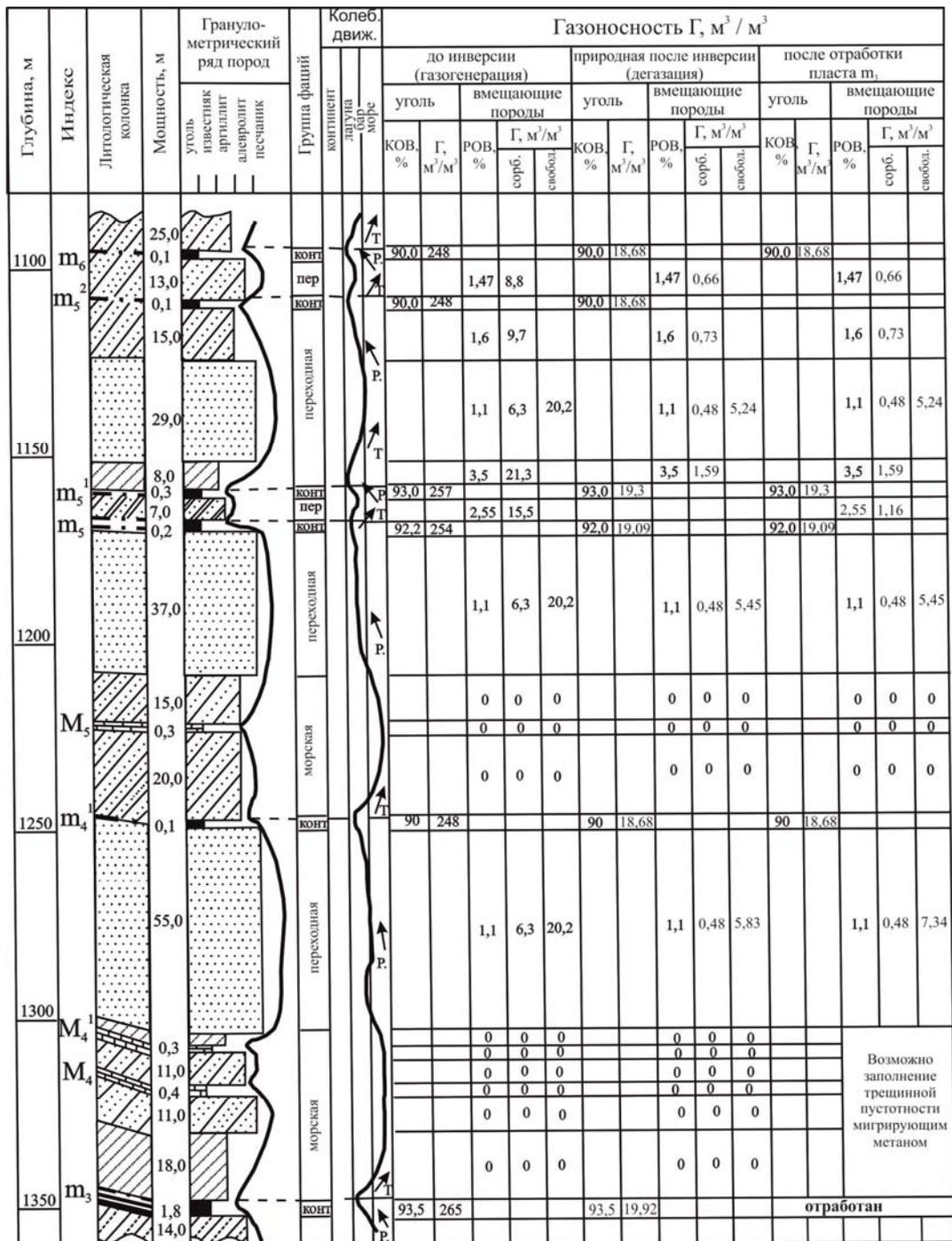
- оценку газонасыщенности порового пространства песчаников, т.е. наличия свободного метана (по методике ИГТМ НАНУ [2], принятой в Методических рекомендациях [1]).

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

В основу этой оценки заложены показатели среднего содержания концентрированного органического вещества (КОВ) для углей и рассеянного органического вещества (РОВ) для вмещающих пород в соответствии с Методическими рекомендациями (табл. 4.1 [1]) и степень метаморфизма. Информация (рис. 4.5.6 [6]) четко демонстрирует положение угольного пласта  $m_3$  в средней части зоны метаморфизма (и эпигенеза), включающей угли марки Ж.

Формирование газоносности угленосных толщ непосредственно зависит от фациальных и геотектонических особенностей осадконакопления и углеобразования и, соответственно от ритмического строения этих толщ. В качестве анализируемого разреза угленосной толщи изучаемого экспериментального участка поля шахты им. А. Ф. Засядько принят разрез по ближайшей к участку геологоразведочной скважине № 3461, явившийся основой для разработки обобщенной модели газоносности углепородного массива (рис. 1). В результате проведенного анализа установлено, что исследуемый разрез (интервал угольных пластов  $m_3 \sim m_6$  свиты  $S^7_2$ ) включает пять фациально-геотектонических ритмов I порядка: три лагунных (в верхней части разреза) и два лагунно-морских (в его нижней части). Эти ритмы хорошо прослеживаются после построения гранулометрической кривой (см. на рис. 1 гранулометрический ряд пород).

В верхней части разреза (интервал пластов  $m_5 \sim m_6$ ) ритмы лагунного типа, включают группы фаций континентальных и переходных. Причем эти ритмы по строению достаточно просты, симметричны и, что важно с точки зрения изучения газоносности, в их состав входят, все без исключения, угленосные отложения, включающие растительное рассеянное газогенерирующее вещество (РОВ), естественно, в большей или меньшей степени, в зависимости от литологии.



1 - угольный пласт; 2 - угольный пропласток; 3 - аргиллит; 4 - алевролит; 5 - песчаник с/з; 6 - переслаивание алевролита и аргиллита; 7 - переслаивание алевролита и песчаника; 8 - известняк

1 - угольный пласт; 2 - угольный пропласток; 3 - аргиллит; 4 - алевролит; 5 - песчаник с/з; 6 - переслаивание алевролита и аргиллита; 7 - переслаивание алевролита и песчаника; 8 - известняк

Рис. 1. Обобщающая модель газоносности углепородного массива по скв. № 3461 (без учета «динамических» коллекторов метана)

Нижня часть разреза (интервал пластов  $m_3 \sim m_5$ ) включает фациально-геотектонические ритмы I порядка лагунно-морского типа. Характерной особенностью этих ритмов является резкая смена континентальных отложений морскими, которые в свою очередь в верхней части размываются аллювиальными отложениями (песчаники  $M_4^1 \sim m_4^1, M_5 \sim m_5$ ). С точки зрения газоносности рассматриваемых ритмов, несомненный интерес представляют именно эти песчаники, характеризующиеся наличием свободного метана. Остальные типично морские отложения (известняки, алевролиты и аргиллиты) интереса не представляют из-за отсутствия газогенерирующего растительного органического вещества (РОВ).

Изученный углепородный массив свидетельствует о неоднозначных геотектонических и фациальных условиях осадконакопления. Верхняя часть разреза (интервал  $m_5 \sim m_6$ ) накапливалась в достаточно спокойных тектонических условиях, характеризующихся мелкими и непродолжительными ритмическими колебательными движениями (трансгрессивно – регрессивными). Ритмы нижней части разреза (интервал  $m_3 \sim m_5$ ) отличаются быстрой сменой континентальных условий осадконакопления на морские (разрезы выше пластов  $m_3, m_4^1$ ), т. е. резкими трансгрессивными проявлениями. Характерно, что верхние части этих ритмов размываются мощными аллювиальными песчаниками фации русла (АР).

Таким образом, формационный анализ, базирующийся на фациально-геотектоническом методе, позволяет не только проследить условия осадконакопления изучаемой угленосной толщи и, соответственно, условия угле- и газообразования, но и расчленивать разрез на литолого-фациальные слои по наличию или отсутствию газогенерирующего органического вещества, среднее количество которого для различных литотипов пород приведено в Методических рекомендациях [1] и, соответственно, произвести количественную оценку газоносности пород, слагающих изучаемый углепородный массив.

Для полного представления о формировании газоносности рассматриваемого углепородного массива и ее оценки в различные периоды, приводятся расчеты и информация для этапов:

- доинверсионного (газогенерирующего);

- постинверсионного современного (дегазационного) природного до шахтных подработок;
- современного, техногенного, с формированием газоносности после шахтных подработок.

*Доинверсионная газоносность* массива горных пород отражает максимальную, имевшую место в карбоне метаноносность угленосных толщ, сформированную в процессе газогенерации при максимальном погружении этих толщ во время седиментации.

Исходными данными для расчета доинверсионного газогенерационного потенциала пород исследуемого углепородного массива являются приведенные в Методических рекомендациях показатели, в том числе:

- а) Для количественной оценки сорбированного метана:
  - количество КОВ в углях и РОВ во вмещающих породах;
  - стадия метаморфизма углей и эпигенеза пород.
- б) Для количественной оценки газонасыщенности порового пространства песчаников свободным метаном:
  - значения открытой пористости песчаников;
  - значения газового давления, составляющего 85 % [2] от давления гидростатического.

Применительно к конкретному разрезу, показанному на обобщенной модели газоносности (см. рис. 1) приводим информацию, полученную из табл. 4.1 и прил. М, Методических рекомендаций [1] (см. табл. 1).

В таблице 1 приведены значения среднего содержания сорбированного метана в углях без учета зольности ( $A^d$ , %). Мы располагаем значениями  $A^d$ , % для угольных пачек (в среднем) пластов  $m_3$ ,  $m_5$ ,  $m_5^1$ . Для остальных угольных пропластков эти данные отсутствуют и значения  $A^d$ , % для них условно принимается 10 %. Тогда значения КОВ и доинверсионное содержание метана в угольных пластах и пропластках изученного массива горных пород составят приведенные в таблице 2.

Таблица 1

Среднее доинверсионное содержание сорбированного метана в породах исследуемой угленосной толщи, включающей угли марки Ж

Литологический тип породы	Среднее содержание РОВ, %	Газоносность	
		м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
уголь (без учета зольности)	100 (КОВ)	230	276
песчаник с/з	1,10	2,5	6,3
переслаивание песчаников м/з и алевролитов	1,47	3,4	8,8
алевролит	1,60	3,7	9,7
аргиллит	3,50	8,0	21,3
переслаивание алевролита и аргиллита	2,55	5,9	15,3
все породы морской группы фаций	0	0	0

Таблица 2

Доинверсионное содержание сорбированного метана в угольных пластах и пропластках с углями марки Ж

Индекс угольного пласта (пропластка)	Зольность A <sup>d</sup> , %	КОВ, %	Газоносность	
			м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
m <sub>6</sub>	10,0	90,0	207	248
m <sub>5</sub> <sup>2</sup>	10,0	90,0	207	248
m <sub>5</sub> <sup>1</sup>	7,0	93,0	214	257
m <sub>5</sub>	7,8	92,0	212	254
m <sub>4</sub> <sup>1</sup>	10,0	90,0	207	248
m <sub>3</sub>	6,5	96,0	221	265

Газонасыщенность порового пространства песчаников, имевшей место в доинверсионный период, учитывая отсутствие в их порах влаги, что характерно для современных глубин свыше 1000м [6], а также ее полное отсутствие при температурах 130 – 150 °С (см. до инверсии), рассчитана по упрощенной формуле 9.1 [1] (см. табл. 3):

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

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

$P$  – давление газа, атм.;

$K_{\text{ПО}}$  – коэффициент открытой пористости, в долях единицы.

Таблица 3

Доинверсионная газонасыщенность порового пространства  
 «сухих» песчаников

Марка углей	Давление, атм		Пористость открытая $K_{\text{ПО}}$ , %	Газонасыщенность	
	Гидростати- ческое $P_{\text{ГД}}$ , атм	Газовое $P_{\text{Г}}$ , атм (85 % от $P_{\text{ГД}}$ )		$\Gamma$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	$\Gamma$ , $\text{м}^3/\text{т}$

Полученные в таблицах 1 – 3 показатели вносятся в обобщенную модель газоносности изучаемого участка (см. рис. 1).

**Постинверсионная (современная) газоносность** исследуемого массива горных пород отражает метаноносность входящих в его состав углей и вмещающих отложений, сформированную в процессе мощной дегазации угленосной формации бассейна, начиная с позднего палеозоя до настоящего времени [1, 7].

В соответствии с типизацией современной природной газоносности пород (до отработки угольных пластов) выделяются [6]:

- природная газоносность, обусловленная наличием сорбированного органического (углистого) вещества и зависящая от степени насыщенности пород этим веществом;

- природная газоносность пород гранулярных коллекторов: это своего рода статическая газоносность, определяемая объемом газа, находящегося под давлением в поровом объеме пород;

- «динамическая» газоносность трещинно-поровых и трещинных коллекторов – двухфакторная величина, представляющая собой суммарное значение природной газоносности совместно с притоком газа из трещиноватых зон.

Поскольку изучаемый участок расположен в зоне влияния Ветковской флексуры, к тому же осложненной Ветковским

надвигом, коллекторами являются все три типа: сорбционный, гранулярный и «динамический» или трещинный.

Оценка современной газоносности исследуемого углеводородного массива произведена в два этапа:

– оценка природной статической газоносности без учета «динамических» трещиноватых коллекторов. Ее результаты приведены на рис. 1 и в таблицах 4 – 6;

– оценка суммарной, общей газоносности с учетом «динамических» коллекторов и соответствующего притока метана в трещиноватые зоны (табл. 7).

Особенностью приведенной ниже оценки газоносности пород являются ее показатели, имевшие место до подработки массива горных пород, т.е. исключены техногенные факторы.

По географическому положению шахта им. А. Ф. Засядько расположена в центральной части Донецко-Макеевского угленосного района. Поэтому для оценки природной газоносности изучаемой угленосной толщи использованы данные таблицы в Приложении К в Методических рекомендациях [1]. Соответствующие данные приведены в таблице 4.

Таблица 4

Средняя современная природная сорбированная газоносность пород угленосной толщи, включающей угли марки Ж

Литологический тип породы	Среднее содержание РОВ, %	Газоносность	
		м <sup>3</sup> /т.	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
уголь (без учета зольности)	100 (КОВ)	17,29	20,75
песчаник с/з	1,10	0,18	0,48
переслаивание песчаников м/з и алевролитов	1,47	0,25	0,66
алевролит	1,60	0,28	0,73
аргиллит	3,50	0,60	1,59
переслаивание аргиллитов и алевролитов	2,55	0,44	1,16
все породы морской группы фаций	0	0	0

Для оценки современной природной сорбированной газоносности угольных пластов и пропластков учтена зольность и соответствующее содержание в них КОВ (см. табл. 5).

Таблица 5

Постинверсионная (современная) природная сорбированная газоносность угольных пластов и пропластков, включающих угли марки Ж

Угольный пласт (пропласток)	Зольность $A^d$ , %	КОВ, %	Газоносность	
			$\text{м}^3/\text{т}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$
$m_6$	10,0	90,0	15,56	18,68
$m_5^2$	10,0	90,0	15,56	18,68
$m_5^1$	7,0	93,0	16,08	19,30
$m_5$	7,8	92,0	15,91	19,09
$m_4^1$	10,0	90,0	15,56	18,68
$m_3$	6,5	96,0	16,60	19,92

При расчете газонасыщенности порового пространства песчаников учитывались особенности гидрогеологических условий разреза. Известно, что водообильность комплекса каменноугольных отложений существенно меняется с глубиной. Так, в работе [6] показано, что с глубин 900 – 1000 м и более песчаники являются только газоносными. Более того, в этой работе четко сказано, что «на глубинах 1000 м породы карбона в спокойном залегании независимо от их литологического состава и степени метаморфизма практически безводны». О практическом отсутствии влаги в песчаниках на глубинах свыше 1000 м говорится и в работе [2]. В качестве подтверждения можно привести такие примеры, как отсутствие поступления воды на глубинах свыше 1000 м в стволы шахты им. В. М. Бажанова, «Чайкино – Глубокая № 2» и др. [6]. Подавляющее количество проб этих песчаников, приуроченных к нижней половине свиты  $S_2^7$ , включали только газ без воды и т.д.

Все это, на наш взгляд, достаточно убедительно свидетельствует об отсутствии влаги в песчаниках исследуемого интервала разреза (1150 – 1300 м) и обосновывает возможность расчета га-

зональності порового пространства псчаников по упрощенной формуле 9.1 [1] (1).

Результаты расчета газоности псчаников приведены в таблице 6.

Таблица 6

Газоность порового пространства псчаников

Псчаник	Р, атм	К <sub>по</sub> , %	Средняя глубина залегания, м		
			1140	1190	1275
			Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /т	Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /т	Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /т
m <sub>5</sub> <sup>1</sup> ~ m <sub>5</sub> <sup>2</sup>	97	5,4	5,24 2,08	-	-
M <sub>5</sub> ~ m <sub>5</sub>	101	5,4	-	5,45 2,16	-
M <sub>4</sub> <sup>1</sup> ~ m <sub>4</sub> <sup>1</sup>	108	5,4	-	-	5,83 2,31

Второй этап оценки современной газоности массива горных пород заключается в учете «динамической» газоности, проявившейся за счет развития трещиноватости пород в зоне влияния тектонических элементов (Ветковской флексуры и Ветковского надвига).

О весьма существенном влиянии «динамической» газоности на ее суммарное значение свидетельствуют такие примеры, как двукратное увеличение этого значения по сравнению с природной газоностью гранулярных коллекторов (до 5,0 м<sup>3</sup>/т пород против от 0 до 2,5 м<sup>3</sup>/т пород почти во всех литотипах от псчаников до аргиллитов) [6]. А по данным газового каротажа (КМ МГРИ) средние значения «динамической» газоности трещинных коллекторов в Донецко-Макеевском угленосном районе для всех литотипов пород (псчаники, алевролиты и аргиллиты) превышают показатели природной газоности гранулярных коллекторов почти в три раза [8], хотя эти цифры могут быть и завышены из-за недостаточной надежности определения газоности вмещающих пород методами газового каротажа. В целом,

обобщая данные различных источников, увеличение газоносности в трещинных коллекторах составляет от 20 до 50 %, поэтому в Методических рекомендациях [1] в качестве среднего значения принято увеличение на 35 % или  $k=1,35$ .

Таким образом, газоносность пород исследуемого углепородного массива в полном объеме (с учетом «динамической») оценивается в соответствии со значениями, показанными в таблице 7.

Таблица 7

Суммарные значения современной газоносности в массиве пород до шахтной подработки

Литология	Газоносность, $\frac{м^3}{м^3}$ $\frac{м^3}{т}$			
	природн. сорбиров.	с приращ. $k=1,35$	Поровое пространство песчаников	
			природн. грануляр.	с приращ. $k=1,35$
угольн.пропл. $m_6, m_5^2, m_4^1$	18,68/15,56	25,21/21,00	-	-
угольн.пропл. $m_5^1$	19,30/16,08	26,05/21,71	-	-
угольн.пропл. $m_5$	19,09/15,91	25,77/21,48	-	-
угольн.пласт $m_3$	19,92/16,60	26,89/22,41	-	-
песчаник $m_5^1 \sim m_5^2$	0,48/0,18	-	5,24/2,08	7,07/2,81
песчаник $M_5 \sim m_5$	0,48/0,18	-	5,45/2,16	7,36/2,42
песчаник $M_4^1 \sim m_4^1$	0,48/0,18	-	5,83/2,31	7,87/3,12
переслаив.песч. м/з и алевролитов	0,66/0,25	0,89/0,34	-	-
алевролит	0,73/0,28	0,98/0,38	-	-
аргиллит	1,59/0,60	2,15/0,81	-	-
переслаив.алевролитов и аргиллитов	1,16/0,44	1,56/0,59	-	-

Примечания: 1. Сорбированная газоносность песчаников не учитывается. 2. Возможная кольматация «динамической» трещиноватости не учитывается.

Непосредственно по скв. 3461, взятой в основу моделирования и расчетов, какими-либо данными о газоносности угольных

пластов и слоев вмещающих пород мы не располагаем. Поэтому для оценки достоверности прогнозных показателей для углепородного массива, вскрытого этой скважиной, полученных по Методическим рекомендациям [1], проведено сопоставление с экспериментальными данными по изучению метаноносности угольного пласта  $m_3$  с помощью ГКН в других ближайших скважинах [6,9], результаты которого приведены в таблице 8.

Таблица 8

Сопоставление прогнозных (по скв. 3461) и экспериментальных данных о природной газоносности угольного пласта  $m_3$

№ скв.	Расстояние до скв.3461, м	Метаноносность, Г, м <sup>3</sup> /т с.б.м.		Разница между ГКН и прогнозом	
		ГКН	прогнозная	Г, м <sup>3</sup> /с.б.м.	%
№3461	-	-	16,6	-	-
ДМ 1908	675	15,2	-	+1,4	9,2
ДМ 1904	725	16,8	-	-0,2	1,2
№ 3802	900	17,0	-	-0,4	2,6
№ 3445	1100	18,7	-	-2,1	11,2
В среднем		16,9	16,6	0,3	1,8

Из таблицы 8 видно, что отклонения экспериментальных данных природной газоносности пласта  $m_3$  от среднего значения в различных скважинах составляет от 0,1 до 1,8 м<sup>3</sup>/т с.б.м. или от 0,6 до 10,6 %. Отклонения прогнозных данных по скв.3461 составляют, соответственно, 0,3 м<sup>3</sup>/т с.б.м. или 1,8 %, что свидетельствует о хорошей достоверности оценочных расчетов.

По вмещающим породам имеется информация [6] о метаноносности «сухого» руслового песчаника  $m_4^0 \sim m_4^1$ , залегающего выше пласта  $m_3$  и являющегося на большей площади Донецко–Макеевского угленосного района мощным газовым гранулярным коллектором. Показано, что на глубине порядка 1580 м его газоносность составляет 2,20 м<sup>3</sup>/т. В изучаемом углепородном массиве этому песчанику отвечает русловый песчаник  $M_4^1 \sim m_4^1$  залегающий на глубине до 1300 м (см. рис. 1). На этой глубине массив включает угли марки Ж, и расчетная газоносность песчаника составляет 2,31 м<sup>3</sup>/т или 5,83 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Исходя из сводного петрофи-

зического разреза при условии углубления скв. 3461 до 1580 м (для сопоставимости с экспериментальными данными) угленосная толща будет отвечать интервалу с углями марки К. Тогда газоносность этого песчаника будет составлять ( $\Gamma = P \cdot K_{\text{ПО}}$ )  $134 \text{ атм.} \cdot 4,4 = 5,89 \text{ м}^3/\text{м}^3$  или  $2,29 \text{ м}^3/\text{т}$ . При сопоставлении с экспериментальными данными [6] отклонение прогнозных показателей составляет  $0,09 \text{ м}^3/\text{т}$  или на 4 %, что свидетельствует о высокой достоверности прогноза.

Кстати, следует отметить, что достаточно высокую достоверность показателей современной газоносности, прогнозируемых по Методическим указаниям [1] подтверждают результаты внедрения этого документа в 2011-2012 г.г. на полях шахт им. В. М. Бажанова и «Чайкино» ГП «Макеевуголь», о чем свидетельствуют соответствующие расчеты и акты внедрения.

***Современная техногенная газоносность угольных пластов.*** После отработки угольных пластов в углепородном массиве развиваются геодинамические процессы, в результате которых этот массив преобразуется из геологической системы в систему техногенно-геологическую со всеми вытекающими последствиями: развитием техногенной трещиноватости, перераспределением распространения флюидов, увеличением проницаемости слоев пород и т.д. В результате разуплотнения подработанной толщи происходит формирование техногенных скоплений метана в трещиноватых зонах, т.е. углепородный массив приобретает новые коллекторские свойства.

Традиционно до подработки коллекторами газоносности являются песчаники, поскольку они обладают гранулярными природными коллекторами свободного метана значительно превышающими коллекторские свойства других углевмещающих пород. Поэтому, когда речь идет о техногенных скоплениях свободного метана, именно песчаникам уделяется особое внимание. При подработке горными выработками песчаников, они разгружаются от горного давления, проседают, нарушаются трещинами. В результате этих процессов в песчаниках резко увеличивается проницаемость, значительные объемы метана становятся подвижными за счет этого увеличения, обусловленного трещинообразова-

нием, что способствует формированию техногенных скоплений метана.

Фактор трещинообразования является ведущим фактором вовлечения месторождения в эксплуатацию. Следовательно, природные процессы трещинообразования в углепородном массиве, не нарушенном горными выработками, также можно считать одним из ведущих природных факторов формирования скоплений или залежей свободного метана [10].

Известно, что низкая (составляющая доли единицы) проницаемость песчаников до трещинообразования зачастую делает невозможным извлечение из них метана. В то же время на участках развития трещиноватости создаются условия, способствующие сообщению между порами в песчаниках [10]. Поэтому, на наш взгляд, наиболее благоприятными условиями образования скоплений свободного метана и его добычи являются комбинированные интервалы повышенной трещиноватости песчаников, включающие зоны тектонического и техногенного генезиса.

Немаловажным условием являются структурные особенности участка в первую очередь, наличие антиклинальных форм. По данным работы [11] в антиклинальных структурах образуется трещиноватость с трещинами открытыми не менее  $10^{-5}$  м, увеличивается открытая пористость, как минимум на 0,5 %, а песчаники приобретают значения абсолютной газопроницаемости  $5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$  (50 мД) и более. Следует напомнить, что изучаемый экспериментальный участок расположен в сводовой части Ветковской флексуры и к тому же осложненной Ветковским надвигом. А учитывая тот факт, что наиболее газоносный и мощный (55 м) песчаник  $M_4^1 \sim m_4^1$ , как будет показано ниже, попадает в зону влияния отработки пласта  $m_3$  и поражен техногенной трещиноватостью, о весьма благоприятных условиях для скопления в нем метана можно говорить достаточно уверенно. Т. е. указанный песчаник полностью отвечает термину «техногенная залежь», данному в работе [12] в соответствии с которым это скопление природного метана в коллекторе, формирование которого происходило под действием природных и техногенных факторов. Кроме того, этот песчаник и песчаники двух вышележащих горизонтов (см. рис. 1) являются своеобразными газовыми ловушками,

сохранению метана в которых способствуют залегающие над ними слои пород-газоупоров. Это наглядно показано в работе [13] при анализе разреза по скв. 3792 (в пределах 15-й западной лавы), в котором зафиксированы следующие слои-газоупоры: выше песчаника -  $M_4^1 \sim m_4^1$  над угольным пропластком  $m_4^1$ ; выше песчаника -  $M_5 \sim m_5$  под пропластком  $m_5^1$ ; выше песчаника -  $m_5^1 \sim m_5^2$  над угольным пропластком  $m_6$ .

Что касается количественной оценки техногенной газоносности изучаемого углепородного массива, то решение этой задачи весьма сложное по следующим причинам:

1. Методические рекомендации [1] разработаны в основном для оценки природной газоносности массива горных пород, прежде всего, для неопработанных новых глубоких перспективных горизонтов. Т. е. этим документом не предусматривалась оценка техногенных залежей метана из-за отсутствия в фондовых геологоразведочных материалах (являющихся основной информационной базой) необходимых для этого сведений (о зонах влияния подработки, техногенной трещинной пустотности, изменениях давления газа и фильтрационных свойствах и т. д.);

2. Отсутствие перечисленных выше материалов и по изучаемому углепородному массиву шахты им. А. Ф. Засядько.

Поэтому приведенные ниже расчеты по оценке техногенной газоносности носят в определенной степени условный характер.

В основу расчетов помимо методологии Методических рекомендаций [1] были взяты методические приемы, формулы и другая информация, полученная в результате многолетних исследований газоносности ИГТМ НАНУ.

Оценка газоносности изучаемого интервала углепородного массива включала следующие операции:

- определение зоны влияния отработки угольного пласта  $m_3$ ;
- определение газового давления в зоне влияния подработки массива, прежде всего, в попадающих в эту зону песчаниках  $M_4^1 \sim m_4^1$ ;
- оценка техногенной газоносности этого песчаника;
- оценка суммарной (техногенной и «динамической») газоносности указанного песчаника;

– ориентировочный расчет запасов свободного метана в газоносных песчаниках.

Расчет зоны влияния отработки угольного пласта  $m_3$  средней мощностью 1,8 м произведен исходя из следующих закономерностей зональности и развития техногенной трещиноватости:

I – зона беспорядочного обрушения пород;

II – зона, связанная с посадкой основной кровли, в ее границах трещиноватость развивается на высоту до 20 м;

III – зона консольного прогиба пород с развитием трещин в кровле до 60 м (или до 30-кратной мощности угольного пласта  $m_3$ , что в среднем составляет 54 м).

Кроме того, следует отметить IV зону, которая отвечает зоне поднятия пород подошвы с разрывом цельности, небольшой мощности угольного пласта (3,6 м).

Следовательно, суммарная мощность зоны влияния отработки пласта  $m_3$  с развитием техногенной водопроводящей трещиноватости составляет порядка 80 м, распространяясь от 1350 м (глубина залегания пласта  $m_3$ ) до 1270 м, охватывая две нижних трети мощности газоносного песчаника  $M_4^1 \sim m_4^1$ . Учитывая значительную мощность зоны не только газопроводящих, но и более раскрытых водопроводящих трещин, а также природную трещиноватость руслового песчаника  $M_4^1 \sim m_4^1$ , включая максимальную трещиноватость зерен песчаника, поскольку он приурочен к зоне эпигенеза с углями марки Ж, можно считать, что под техногенное влияние попадает вся его толща (условно до 1250 м).

Для оценки газоносности подработанного углепородного массива, предусматривающей определение изменения газового давления в этом массиве, ИГТМ НАНУ была предложена линейная зависимость увеличения давления флюидов вверх по разрезу от зоны горных работ, где давление принимается равным атмосферному, и до верхней границы зоны влияния подработки, где это давление составляет 85 % от гидростатического, т.е. значения в ненарушенном горными работами массиве [3, 4, 12].

Соответствующие расчеты и рис.2 показывают, что в зоне влияния отработки пласта  $m_3$  давление газа в песчанике  $M_4^1 \sim m_4^1$  изменяется от 5,4 до 10,6 МПа, составляя в среднем 8,0 МПа

(80 атм). В неподробанній толще оно составляет в среднем 10,8 МПа (см. табл. 6).

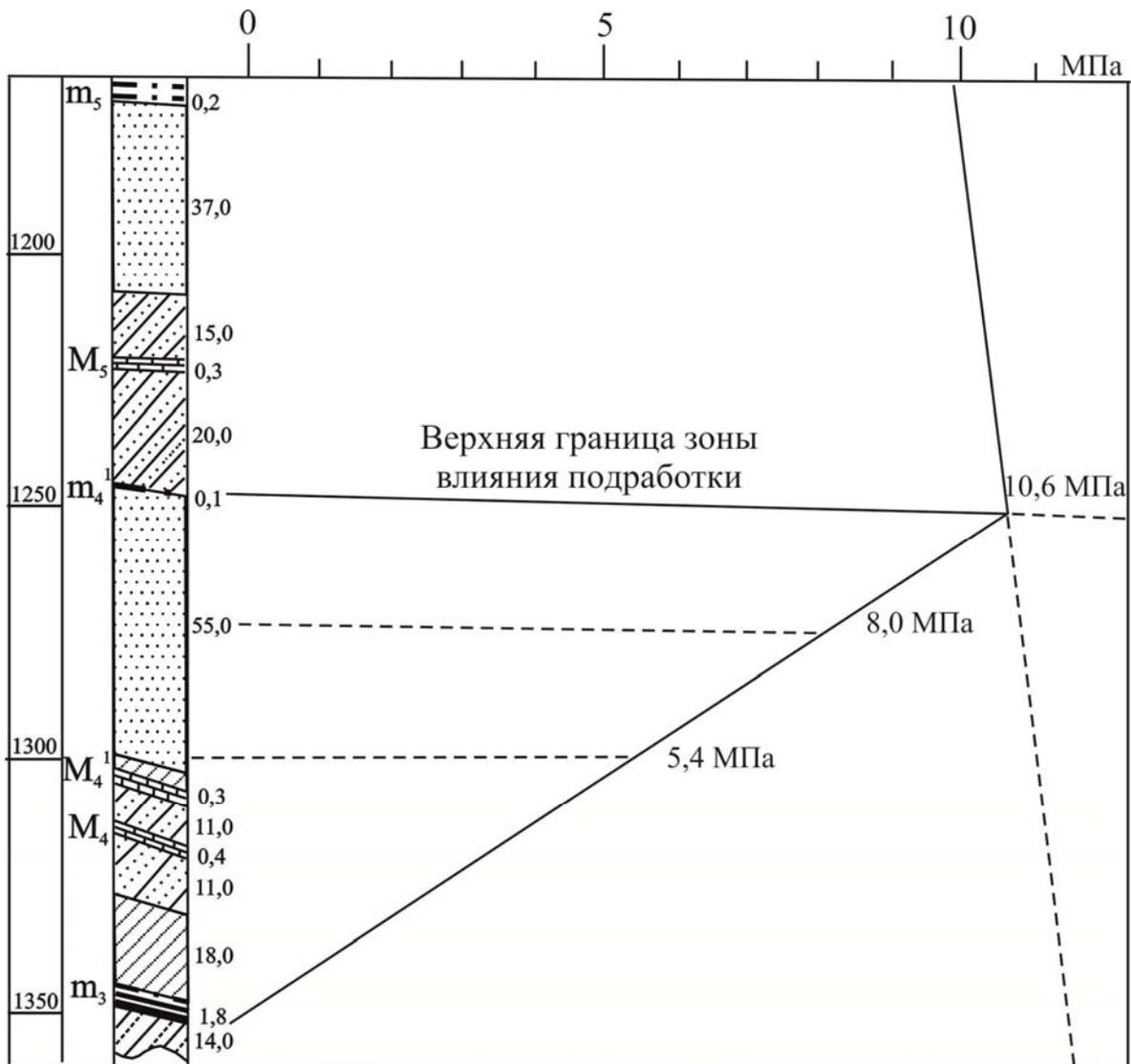


Рис. 2. Изменение давления флюидов в углеродной толще до и после подработки над пластом  $m_3$  в районе св. № 3461 на участке шахты им. А. Ф. Засядько

В результате развития техногенной трещиноватости в массиве горных пород в зоне влияния подработки создается так называемая [5] интегральная эффективная пустотность, коэффициент которой ( $k_{ИЭП}$ ) складывается из эффективной пористости ( $k_{ЭП}$ ) и эффективной трещинной пустотности ( $k_{ЭТ}$ ):

$$k_{ИЭП} = k_{ЭП} + k_{ЭТ}. \quad (2)$$

В свою очередь,  $k_{иЭП}$  определяется по формуле [4]:

$$k_{иЭП} = \frac{P_{ПЛ} \cdot k_{ЭП}}{P_{ПМ}}, \quad (3)$$

где  $k_{иЭП}$  - коэффициент интегральной пустотности, %;

$k_{ЭП}$  - коэффициент эффективной пористости, %;

$P_{ПЛ}$  - давление газа в углепородном массиве до поработки, МПа;

$P_{ПМ}$  - давление газа в подработанном углепородном массиве, МПа.

Поскольку в порях песчаника влага отсутствует, их коэффициент эффективной пористости равен пористости открытой и составляет  $k_{ЭФ} = k_{ПО} = 5,4\%$ . Интегральная пустотность будет равна, исходя из формулы (3) -  $k_{иЭП} = \frac{10,8 \cdot 5,4}{8,0} = 7,29\%$

Следовательно, эффективная трещинная пустотность составит, исходя из формулы 2 -  $7,29 - 5,4 = 1,89\%$ .

Общая техногенная газоносность песчаника  $M_4^1 \sim m_4^1$  очевидно будет равняться сумме природной газоносности для порового пространства и газоносности трещинной пустотности:

$$\Gamma_{общ} = \Gamma_{п} + \Gamma_{т} = 5,83 + (1,89 \cdot 80) = 7,34 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ или } 2,91 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Если учесть приращение газоносности ( $k = 1,35$ ) за счет «динамической» трещиноватости структурно-тектонического генезиса, то результаты суммарного содержания метана в песчаниках представлены в таблице 9.

Таблица 9

Суммарное содержание свободного метана в песчаниках после шахтной поработки

Песчаник	Метаноносность, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$ $\frac{\text{м}^3}{\text{т}}$		
	природн. (гранул. коллект.)	техноген. ( $\Gamma_{п} + \Gamma_{т}$ )	с приращен. $k=1,35$
$m_5^1 \sim m_5^2$	5,24/2,08	-	7,07/2,81
$M_5 \sim m_5$	5,45/2,16	-	7,36/2,92
$M_4^1 \sim m_4^1$	5,83/2,31	7,34/2,91	9,91/3,93

Залегаючі нижче піщаника  $M_4^1 \sim m_4^1$  відкладення морських фазій до підроботки із-за відсутності в них РОВ – не газоносні. Однак, в разі порушення їх техногенної і тектонічної тріщинуватості, вони можуть містити метан за рахунок його міграції і заповнення тріщинної порожнечі.

Вміст метану в шарах порід, що лежать вище верхньої межі зони впливу підроботки, залишається на рівні, що відповідає невідроботаній масиву гірських порід.

Умовні запаси вільного метану в товщах піщаників, що відповідають потужностям на площі круга з радіусом впливу скважини 200 м показано в таблиці 10.

Таблиця 10

Умовні запаси вільного метану в піщаниках

Піщаник	Потужність, м	Площа, млн м <sup>2</sup>	Об'єм, млн м <sup>3</sup>	Сумарна газоносність, Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Запаси, млн м <sup>3</sup>
$m_5^1 \sim m_5^2$	29	0,1256	3,642	7,07	25,7
$M_5 \sim m_5$	37	0,1256	4,647	7,36	34,2
$M_4^1 \sim m_4^1$	55	0,1256	6,908	9,91	68,5
Сумарно в трьох товщах					128,4

**Висновки.**

1. В результаті аналізу гірсько-геологічних матеріалів по основному промисловому Донецько-Макіївському регіону Донбасу обґрунтовано і вибрано декілька перспективних для закладення газодобувальних скважин ділянок на полях шахт ім. А. Ф. Засядько і ім. В. М. Бажанова і «Чайкино» ГП «Макіївугіль».

2. Всі ділянки приурочені до відпрацьованих на великих (свыше 1000 м) глибинах лавами по пласту  $m_3$  з попадаючою в зону відпрацювання товщами потужних руслових піщаників  $M_4^1, m_4^0 \sim m_4^1$ , що характеризуються максимальним кількістю вільного метану, що міститься як в їх поровому просторі

стве, так и в техногенных трещинах, создающих трещинную пустотность.

3. Существенными положительными факторами этого песчаника являются: повсеместное его распространение в регионе, удовлетворительная проницаемость (за счет техногенной трещиноватости), перекрытие по разрезу газоупорными тонкозернистыми не трещиноватыми отложениями (что благоприятствует образованию в песчаниках газовых ловушек), вероятность подпитки песчаников метаном из нижних горизонтов за счет его миграции по техногенным трещинам.

4. В статье приведена, в качестве примера, вся информация, обосновывающая выбор участка для заложения газодобывающей скважины на поле шахты им. А. Ф. Засядько, включающая прогнозные расчеты газоносности для всех этапов ее формирования – от доинверсионного (газогенерационного) до современного, техногенного с оценкой запасов свободного метана в песчаниках.

5. Все исследования и расчеты осуществлены по методологии разработанных УкрНИМИ НАН Украины «Методических рекомендаций...», которые утверждены, введены в действие и успешно прошли опытное внедрение, а также с использованием методик и рекомендаций ИГТМ НАН Украины.

## СПИСОК ССЫЛОК

1. Методичні рекомендації щодо оцінки газоносності вугленосних товщ Донбасу на базі формаційного аналізу. — Завтв. УкрНДМІ НАНУ. — Донецьк : Цифрова типографія, 2011. — 88 с.
2. Угленородный массив Донбасса, как гетерогенная зона / [А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукимов, В. Г. и др.]. — К. : Наук. думка, 2008. — 411 с.
3. Лукинов В. В. Давление флюидов и оценка изменения интегральной проницаемости в подработанном угленородном массиве / В. В. Лукинов, А. П. Клец, А. П. Приходенко и др. // Науковий вісник НГУ. — Дніпропетровськ. — 2010. — № 5. — С. 106—110.

4. Обґрунтування впливу літологічних чинників на формування техногенних колекторів відпрацьованих ділянок діючих і закритих шахт: звіт про НДР (заключн.); керівн. В. В. Лукинов, № ДР0111U 005 644.— Дніпропетровськ : ІГТМ НАНУ, 2011. — 130 с.
5. Лукинов В. В. Фильтрационные параметры коллектора – угленосного массива, подработанного горными выработками / [В. В. Лукинов, А. П. Клец, В. В. Бобрышев и др.] // Межведомств. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ : Геотех. механика. — Днепропетровск. — 2002. — Вып. 37. — С. 74—79.
6. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. Т.1. / [А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин и др.] // Геология и газоносность Западного, Юго-Западного и Южного Донбасса. — Донецк : Вебер, 2009. — 453 с.
7. Оценка современной газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / А. А. Майборода, Л. И. Иванов, В. А. Анциферов, С. А. Шурховецкий // Наук. пр. УкрНДМІ НАН України. — Донецьк, 2010. — № 6. — С. 140—151.
8. Выяснить возможность эффективного применения газового каротажа для изучения газоносности пород. Т. 1 : Отчет по этапу задания 01. 03. НХТО.05.07 ГКНТ ПГО «Донбассгеология»; исп. А. А. Голубев, Н. А. Циммер, Н. В. Олимпиев. — Артемовск, 1984. — 81 с.
9. Геологический отчет о доразведке запасов каменных углей поля шахты имени А. Ф. Засядько ПО «Донецкуголь» (подсчет запасов по состоянию на 01.07.1988 г.). Книга 1 : текст отчета; исп. О. А. Куш, В. И. Шипот; ПО «Укруглегеология». — Донецк, 1988. — 179 с.
10. Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // Науковий вісник НГУ. — Дніпропетровськ. — 2007. — № 4. — С. 55—59.
11. Безручко К. А. Умови формування та збереження скупчень газу у низько пористих вугленосних відкладах : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук : спец. 04.00.16 / К. А. Безручко. — Дніпропетровськ, 2012. — 36 с.

12. Лукинов В. В. Метан закрытых шахт - проблемы и решения / В. В. Лукинов // Межведомств. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ : Технич. геомех. — Днепропетровск, 2006. — Вып. 67. — С. 55—67.
13. Звягильский Е. Л. О выборе оптимальных точек заложения поверхностных дегазационных скважин / Е. Л. Звягильский, И. Е. Ефремов, В. В. Бобрышев // Межведомств. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ : Геотехнич. геомех. — Днепропетровск, 2004. — Вып. 49. — С. 30—40.