

УДК 622.324.5

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анциферов А.В., Голубев А.А., Майборода А.А.
(УкрНИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)

Здійснено аналіз геологічних умов, методів та технічних засобів дослідження газоносності у Донбасі та вугільному басейні Блек-Уорріор (США). Розроблено нові нетрадиційні методи оцінки газовіддачі вугіль. Під час вибору перспективних на газ площ раціональний комплекс технологій дослідження метану повинен базуватися на комплексуванні геологорозвідувальних та сейсмозвідувальних робіт.

Analysis of geological conditions, methods and industrial instruments to study gas content in Donets Coal Basin and Black Warrior Basin (USA) has been made. New non-traditional techniques to assess coal gas recovery are described. When selecting areas promising for gas an efficient complex of procedures for methane research shall be based on integration of exploration and seismic prospecting.

Метановые, а точнее углеводородные газы (УВГ) угольных месторождений являются наиболее перспективным в ближайшее время источником энергоресурсов [1]. Факт высоких перспектив этого нетрадиционного источника убедительно подтверждает успешное развитие указанного направления за рубежом. Высокоразвитые страны мира - США, Япония, Франция, Германия, Китай и др. успешно добывают и используют в разных отраслях хозяйства углеводородные газы угольных месторождений. Наиболее высоких успехов в развитии этой

новой отрасли добились Соединенные Штаты Америки, где за 15-18 лет промышленная добыча угольных газов достигла рекордного уровня – порядка 35-40 млрд. м³ ежегодно, что составляет почти половину объемов природного газа, потребляемого Украиной.

Добыча угольных газов способствует решению еще целого ряда не менее важных задач: созданию безопасных условий труда в шахтах, повышению интенсификации добычи углей, снижению затрат на проветривание горных выработок, уменьшению вредных выбросов в атмосферу, т.е. защиту окружающей среды. Однако, несмотря на актуальность вопроса и зарубежный опыт работ, единого мнения ученых относительно необходимости форсирования этой проблемы в Украине не было, т.к. считалось, что угольные бассейны США существенно отличаются от Донбасса высокими значениями мощности угольных пластов, малыми глубинами работ и простым геологическим строением.

В 1996 г. одному из авторов представилась возможность побывать в США и на месте познакомиться с геологическими условиями и с технологией работ по добыче угольных газов в бассейнах США – Блэк-Уорриор и Сан-Хуан.

Обстоятельной информацией и фактическими материалами о становлении и развитии промышленной добычи метана из углей указанных бассейнов делились специалисты US Geological Survey, консорциума ISBM (International Coalbed Methane Group, inc.), газонефтедобывающей компании «Амосо», газовоугольных компаний «Black Warrior Methane» и «Jim Walter Resources» др., за что выражаем им глубокую благодарность.

Бассейн Блэк-Уорриор расположен на юго-востоке США в северной и центральной частях штата Алабама и северо-востоке штата Миссисипи на площади 46,6 тыс. км². В структурно-тектоническом плане бассейн является южной оконечностью угольного региона Аппалачи, сама структура которого простирается дальше на юг под Миссисипским прогибом.

Мнение некоторых исследователей о мощных угольных пластах не подтвердилось. Оказалось, что угленосные отложения формации Потсвил, обрабатываемые в бассейне, включают

угольные пласты малой мощности (всего 0,58-0,97 м), как и в Донбассе.

Максимальная мощность угольных пластов американского бассейна – 0,91-1,8 м, в то время как в Донбассе встречаются пласты мощностью до 1,5-2 м и более. Одинаковой и более высокой мощностью характеризуются серии из 3-4-5 сближенных пластов совместно с пластами-спутниками. Суммарная мощность пластов в Блэк-Уорриор – 6-9 м, в Донбассе – 10-15 м и более.

Угли дюрено-клареновые, содержащие до 80% витрена и 20% фюзена, соответствуют стадии коксовых ($R_o = 1,43$).

Газоносность этих углей на глубинах до 1200 м достигает 15,6-17,2 м³/т, по данным Mils – 18,7 м³/т. [2]

Газоносность жирных и коксующихся углей и в Донецком бассейне на глубинах 800-1200 м составляет также 15-20 м³/т.с.б.м, но в Донбассе имеются еще значительные запасы отощенно-спекающихся и тощих углей с газоносностью до 30 м³/т.с.б.м, антрациты с максимальной газоносностью до 35-38 м³/т.с.б.м.

Общие ресурсы метана в бассейне Блэк-Уорриор оцениваются в 561-566 млрд. м³, плотность ресурсов – 98,0 млн. м³/км² [2].

В целом, по основным геологическим параметрам: составу и степени метаморфизма углей, мощности отдельных угольных пластов и их суммарной мощности газоносности, глубинам залегания и запасам углеводородных газов в угольных толщах бассейнов, американский бассейн Блэк-Уорриор близок Донецкому.

В США [3] используется 5 методов оценки запасов газа, одним из которых является объемный. Сопоставление исходных параметров [4] позволило установить почти полную аналогию его ныне действующему методическому руководству [5], в соответствии с которым ресурсы угольных газов в Донбассе оценивают в 0,9-1,1 трл. м³ [6], по нашим подсчетам – 0,7-0,8 трл. м³.

Бассейн Блэк-Уорриор – одним из первых начал с 1978-1979 гг. экономически выгодные работы по добыче угольного газа.

В настоящее время вместе с шахтными полями в бассейне насчитывается 21 дегазационный участок, производящий добычу метана.

Добыча газа осуществляется такими способами:

- вертикальными скважинами, буримыми с дневной поверхности в ненарушенный угольный массив (целинные области) методом опережающей дегазации угленосных отложений с утилизацией газа до начала горных работ;
- такими же скважинами, но буримыми на шахтных полях для заблаговременной дегазации угольных пластов впереди очистного забоя; так называемые скважины «на подработку»;
- горизонтальными скважинами в горных выработках шахт по разрабатываемым угольным пластам;
- дегазационными вертикальными скважинами в зоны обрушения кровель угольных пластов.

В последние годы в бассейне Блэк-Уорриор ежегодно бурится на газ по 50 скважин. Время проходки скважины глубиной до 1000 м не превышает 4-5 суток. Сеть скважин закладывается из расчета – 1 скважина на 32 га [7]. Общее число скважин превысило 3600, а годовая добыча метана по данным S.Stevens превышает 3 млрд. м³. [8]. В Донбассе из-за несовершенства буровой техники проходят в год единицы дегазационных скважин с поверхности. Дебиты их, например, на высокопроизводительной шахте им. А.Ф. Засядько в среднем такие же, как и в бассейне Блэк-Уорриор.

Однако в исследовании газоносности бассейнов имеются существенные различия. Газоносность угольных пластов Донбасса изучалась почти полвека в процессе геологоразведочных работ широким комплексом технических средств: газокернаборниками (ГКН), газовым каротажем (ГК), пластоиспытателями с контролем данных всех методов значениями сорбционной метаноемкости, получаемых при давлении 5,0 МПа и температуре 30°C. [9].

Это дало возможность накопить массовый фактический материал по газоносности, измеряемый десятками тысяч данных, позволивший выявить многие закономерности ее изменения в зависимости от важнейших геологических факторов: степени

метаморфизма, глубины залегания, структурно-тектонических условий и др.

Методика изучения газоносности в США иная: вместо прямых методов определения газоносности типа газокернаборников здесь применяется объемный метод исследования метаноемкости углей на пробах, отбираемых вакуум-стаканами (называемых в США контейнерами) [10]. Определения производят на естественно-влажных пробах углей при моделировании термобарических условий, соответствующих глубинам отбора проб.

Сам метод приемлем в качестве контрольного, но и он имеет ряд недостатков: длительные сроки производства анализа (от 1,5 до 3 мес.), его высокая стоимость, трудно учитываемые потери свободной фракции газа из угольной пробы. Потери газа до момента герметизации происходят в процессе отбора пробы, подъема ее по скважине, извлечения из колонковой трубы и переноса ее в контейнер.

Поэтому получаемые лабораторные значения отражают не природную *in situ* газоносность, а сорбционную способность угольной пробы поглощать и удерживать определенный для той или иной марки углей объем углеводородных газов.

Вследствие указанного даже на большом количестве проб трудно (кроме метаморфизма) уловить влияние на газоносность, например, таких важных геологических факторов, как структурно-тектонические условия того или иного участка, часто определяющие формы нахождения газа в массиве.

А именно не только величина газоносности, а и соотношение условно свободной и условно сорбированной фаз в углях позволяют выделять на площади участки наиболее перспективные для добычи метана.

Суть этого нового метода, предложенного впервые одним из авторов в период работы в ГРГП «Донецкгеология», заключается в том, что при опробовании тектонически нарушенных угольных пластов, емкость которых увеличивается за счет повышенной трещиноватости, доля газа, находящегося в свободной фазе, существенно увеличивается с обычных 10-15% [11] до 20-30, а порою - до 40-50%.

Эта подвижная фракция улавливается газосборником и керноприемником газокерноборника и свободно выделяется в лаборатории без подогрева и вакуумирования.

Соотношение этого объема свободно выделившегося газа ко всему объему с учетом сорбированного (извлекаемого только при нагреве пробы до +60-90 °С и вакуумировании до 10 мм рт. ст.) и характеризует качественную сторону газоотдачи пласта, т.е. это своего рода условный коэффициент газоотдачи. Чем выше этот коэффициент, тем перспективнее площадь или участок для добычи газа.

Указанным методом определен ряд перспективных зон и участков для добычи метана из угольных пластов поля шахты «Красноармейская Западная» [12].

С 80-х годов XX века для исследования газоносности углей начали применять метод газонефтяной отрасли – пластоиспытатели на трубах – КИИ-65. С помощью последнего замерялись давления газа в угольных пластах и песчаниках, на базе которых рассчитывались значения газоносности последних. Однако практика работ показала, что вследствие низкой газопроницаемости угольных пластов за стандартное время испытания (4-8 час) замеряемые газовые давления не успевают восстанавливаться до природно-пластовых. Не исправляет положение и применение формулы Хорнера [13].

Эксперименты с увеличением времени испытаний до 12-25 час. показали, что занижения пластовых давлений значительны и составляют от 30 до 50%. Так, по скв. К-1382 при испытании на глубине 917 м пласта q_1^2 уч. Терешковского Красноармейского района замеренные давления составили: при 8 часах испытаний – 5,2 МПа, при 12 час. – 8,5 МПа, по скв. 1559-Ц – Центральный район, шахты Калинина, пласт h_6 глуб. 1209 – соответственно: при 8 час. – 1,65 МПа, при 12 час. – 2,0 МПа, 24 час. – 2,7 МПа; по скв. Щ-1113 Донецко-Макеевский район, пласт h_8 , глуб. 1077 м, замеренные давления при 12 час. испытаний – 3,4 МПа., при 24 час. – 5,5 МПа.

При обобщении и анализе замеренных давлений в углях Центрального района Донбасса от степени катагенеза и глубины была установлена противоестественная зависимость: снижение

замеренных КИИ-65 давлений с увеличением глубины и степени метаморфизма углей (рис. 1).

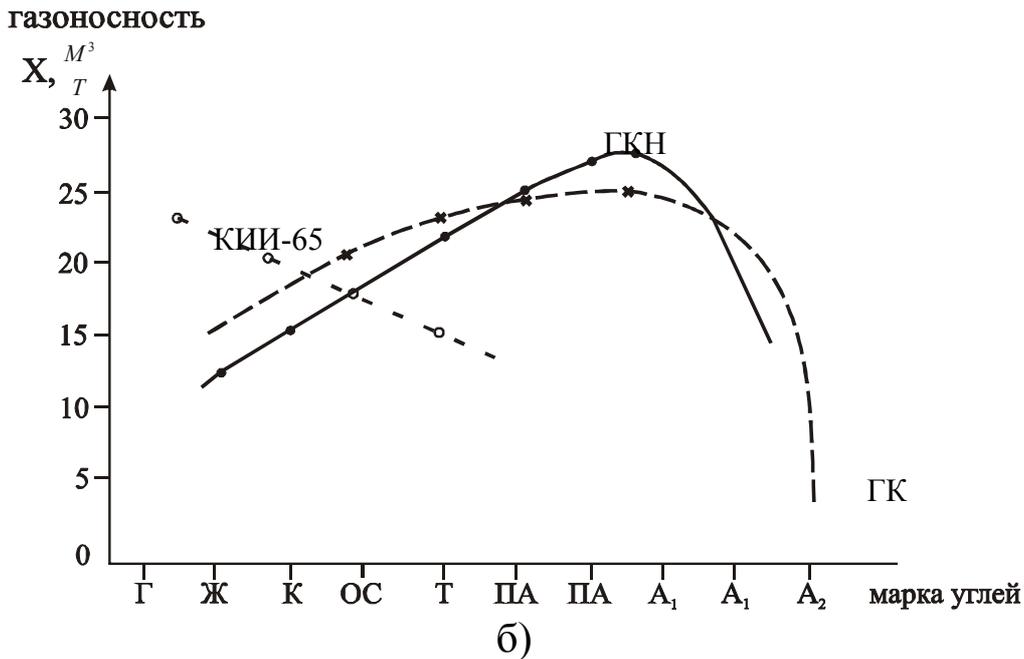
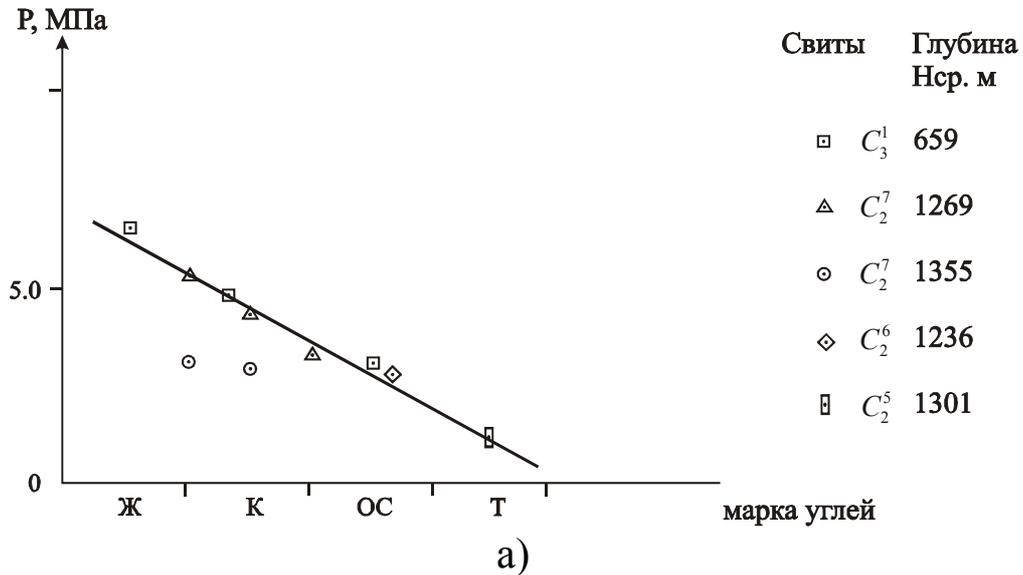


Рис. 1. Изменение давлений и зависимость газоносности углей от степени метаморфизма: а) Изменение давлений, замеренных КИИ-65, в зависимости от степени метаморфизма (южное крыло Центрального района Донбасса); б) График зависимости газоносности углей от степени метаморфизма (Центральный район Донбасса Н-1000-1500 м) (по данным М.Л. Левенштейна, И.Ф. Лысенко, 1987г.)

Не удивительно, что рассчитанные по заниженным величинам давлений значения газоносности углей оказались также заниженными, противоречащими фактическим данным, полученным с помощью ГКН и газового каротажа (ГК).

Вследствие указанного использование давлений КИИ-65 для расчета значений газоносности углей следует ограничить. Однако рационально использование метода для определения начальной скорости газоотдачи пласта.

Термин «начальная скорость газоотдачи (газовыделения)» введен в ГРГП «Донбассгеология». Под начальной скоростью газовыделения понимается максимальное значение притока (дебита) газа в первые 5 минут открытого периода испытания с одного квадратного метра поверхности пласта, вскрытого скважиной.

Начальная скорость газовыделения из углей и газоносных песчаников определяется по формуле [13]:

$$V_{\text{нач.}} = \frac{30 \cdot q}{\pi \cdot r \cdot m},$$

где $V_{\text{нач.}}$ – начальная скорость газовыделения из угольного пласта или газоносного песчаника в м³/час с 1 м² поверхности;

q – максимальный приток (дебит) газа в первые пять минут открытого испытания, л/мин;

r – радиус скважины, мм;

m – мощность угольного пласта.

Из 69 определений начальной скорости газовыделения из угольных пластов свит C_2^7 - C_2^6 участка Бутовского Глубокого в Донецко-Макеевском районе в 67% случаев (46 значений – III группа) она составила от 0,1 до 5,0 м³/час с 1 м², в 20% (14 значений – II группа) – 5,0-10 м³/час/м², а в 13% (9 значений – I группа) начальная скорость была самой высокой и составила 10-23 м³/час/м².

Примечательно, что из 9 скважин I группы 5 расположены в 500-800 метровой зоне влияния крупной Калиновской (Бурозовской) флексуры с амплитудой 1000-1100 м. Она проходит в субмеридиональном направлении, меняя пологое (под углом – 10-12°) падение пород участка на крутое – под углом до

60-80°. Флексура осложнена системой Первомайского и Западного надвигов и их апофизами. К югу амплитуда ее уменьшается и она переходит в разрывное нарушение – Первомайский надвиг, с амплитудой смещения до 400 м. Остальные 4 скважины находятся в зоне влияния Чайкинской флексуры (амплитуда до 600-800 м). Тяготеют к указанным флексурам, вторичным складкам и зонам тектонической нарушенности и большинство скважин II группы.

Ряд скважин с повышенной скоростью газовыделений I-II групп (по КИИ - 65) были опробованы газокернаборниками.

Результаты оказались аналогичными: большинство проб характеризуются высокими давлениями газа – от 6 до 12 атм., высокими значениями газоносности – до 25,1 – 26,3 м³/т.с.б.м. и самое главное – высокой долей газа свободной фазы. Отношение объемов условно-свободной фазы газа к общему объему извлеченного из пробы газа или условный коэффициент газоотдачи вместо обычных 10-15% составил от 27-30 до 51-64 % ($K_r - 0,3 - 0,6$) (табл. 1).

Таким образом, по данным двух новых методов, параметрами повышенной газонасыщенности и газоотдачи выделились 2 зоны: одна – в приподнятом восточном крыле Чайкинской флексуры, вторая – на западном крыле Калиновской флексуры.

Главным фактором повышенного наличия газа свободной фазы явилось широкое развитие трещинно-поровых коллекторов не только в угольных пластах, но и во вмещающих породах.

Последнее особенно четко проявилось при испытании угленосных отложений газовым каротажем в зонах влияния указанных структур: вслед за поглощениями бурового раствора трещиноватыми зонами и снижением противодавления на вскрытый массив, происходят интенсивные газовыделения в скважину, превосходящие в несколько раз значения природной газоносности. Это наглядно видно на примерах скв. Щ-301, Щ-527 и др., расположенных на Чайкинской флексуре.

Так, если на глубинах 900-1000 м природная газоносность алевролитов составляла 0,8-0,9 м³/т пород, то с глубины 1450 до 1580 м после поглощений раствора объем газа, приходящийся на

І т пород (так називається «динамічна» газоносність пясчаників и алевролітів достигла значень від 5,7 до 14,0 м³/т, в то время как расчетные (с учетом пористости) значения природной газоносности пород составляют от 2,1 до 3,7 м³/т, т.е. меньше в 2,5-4 раза. Скважина Щ-301 расположена вблизи скв. Щ-804, коэффициент газоотдачи которой по пласту m₅¹ максимальный – 0,78.

Таблица 1
 Газоносность и условный коэффициент газоотдачи по скважинам с повышенной скоростью газовыделений

№ скв.	Пласт	Глубина опробов., м	Выход керна, см/%	Объем газа, см ³			Давление газа, атм.	Газоносность угля, м ³ /т.с.б.м	Коеф. газоотдачи	Скорость газовойд. м ³ /ч
				в газосборн.	свобод.	общий				
Чайкинская флексура										
Щ-820	m ₆ ²	1254,25-1255,05	0,40/73	850	3000	10600	5,0	21,4	0,36	14,2
Щ-820	m ₃	1557,8-1558,7	0,60/100	1350	3500	17800	9,2	19,8	0,27	-
Щ-804	m ₅ ¹	1060,0-1060,7	0,52/80	525	2400	3720	9,0	10,5	0,78	7,0
Щ-933	m ₃	1544,5-1545,2	0,60/100	1570	4000	19936	8,5	26,3	0,28	7,6
Щ-868	m ₆	1523,8-1524,6	0,46/78	2040	3200	8200	6,0	16	0,64	9,9
Щ-828	l ₆	1460,5-1461,3	0,67/96	1400	3300	16040	10,2	20,9	0,30	8,6
Калиновская флексура										
Щ-836	m ₃	1635,4-1636,6	0,67/77	1150	1500	6780	12,0	(9,7) 17,6	0,40 0,48	8,0
Щ-854	m ₂	1417,55-1418,15	0,23/57	827	1500	3646	3,0	25,1	0,64	21,8
Щ-838	l ₈ ¹	1463,95-1464,95	0,63/84	1550	2300	10980	10,5	14,7	0,44	18,2
Щ-1010		нет ГКН								18,5
Щ-835										10,7
Щ-902										10,1
Щ-799										17,4

Повышенная газонасыщенность Чайкинской флексуры проявила себя и выбросами газа из скважин: МС-286, Щ-301, Щ-

803, а Калиновской – из скв. Щ-787, Щ-802 и др. Особенно многочисленными и продолжительными были газопроявления на флекуре на соседнем участке Чайкинском Глубоком № 2 (Щ-23, 3661, 3664 МС-261 и др.).

Таким образом, перспективность указанных зон на скопления газа обоснована комплексом методов: ГКН, пластоиспытателем, газовым каротажем и прямыми газопроявлениями скважин.

В связи с тем, что геологоразведочный метод не в состоянии выделять мелкоамплитудную нарушенность для уточнения структурно-тектонических элементов, особенно флексурных и куполовидных складок, а также зон закрытой тектонической нарушенности, способствующих при наличии слабопроницаемых покрышек формированию мелких залежей и скоплений свободного газа, необходимо производство сейсморазведочных работ, показавших высокую эффективность по результатам геофизических исследований, проведенных УкрНИМИ НАН Украины на Первомайском куполе в Луганской области, на Александровском куполе и поле шахты «Краснолиманская» в Донецкой. [14,15] Сейсморазведочные исследования в комплексе с данными геологической разведки позволили повысить достоверность прогноза тектонического строения указанных структур и установить зоны повышенной газоносности, что обосновывает места оптимального заложения газодобывающих скважин.

ВЫВОДЫ

1. Горно-геологические условия Донбасса близки таковым американского бассейна Блэк-Уорриэр и превосходят последний по суммарной мощности угольных пластов, их природной газоносности и ресурсам углеводородных газов (УВ-газов).

2. Большим достижением США является практический подход к проблеме добычи УВ-газов, выразившийся в создании высокопроизводительного бурового оборудования и совершенствовании техники гидроразрыва - кстати, метода, разработанного русским ученым Н.В. Ножкиным. Однако

отсутствие прямых методов исследования газоносности и малые объемы опробования методом вакуум-стаканов (контейнеров), затрудняют как анализ изменения газоносности по площади, так и выделение перспективных участков.

3. Достижением отечественной науки об угольных газах является создание широкого комплекса прямых методов изучения газоносности не только углей, но и всей угленосной толщи: ГКН, газовый каротаж, пластоиспытатели, традиционные и новые хроматографические методы исследования сорбционной метаноемкости углей.

Это позволило с большой детальностью изучить основные закономерности изменения газоносности углей и пород в зависимости от важнейших геологических факторов.

4. Большим недостатком в практической реализации проекта по добыче метана в Донбассе является отсутствие высокопроизводительной буровой техники и опыта в производстве гидроразрывов.

5. Разработаны новые нетрадиционные методики оценки степени газоотдачи угольных пластов на базе соотношения условно-свободной фазы газа по ГКН и начальной скорости газовыделения по пластоиспытателю КИИ-65, что значительно упрощает выбор перспективных площадей для добычи газа.

6. Рациональный комплекс технологий исследования метанугольных месторождений должен базироваться на комплексировании геологоразведочных и сейсморазведочных методов.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: Сб. науч. тр. по материалам I-го Международного Симпозиума. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1990. – 278 с.
2. Mills R.A., Stevenson J.W. History of Methane Drainage at Jim Walter Resources // Inc. Coalbed Methane Symposium. – Tuscaloosa: 1991. – P. 143-152.

3. Скот Ривз. Определение запасов метана угольных пластов. Агентство США по Международному развитию // Бернс энд Роу. Семинар по оценке запасов метана угольных пластов. – К.: 1998. – 15 с.
4. Голубев А.А. К вопросу разработки международной методики подсчета запасов газа в угольных пластах. // Сб. науч.тр. Геотехн. механика. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 33. – С. 103-109.
5. Методическое руководство по оценке ресурсов УВ-газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого М.: Недра, 1988. – 107 с.
6. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / Айруни А.Т., Глазов Р.А, Сергеев И.В. и др. М.: Наука. – 1990. – 216 с.
7. Лукинов В.В. Геологические и технические условия добычи метана на угольных месторождениях бассейна Блэк-Уорриор//Межведомст. сб. науч. тр. Геотехн. механика. – Киев-Днепропетровск, 2000. Вып. 17. – С. 11-15.
8. Stevens S.N., Kuuskraa I.A., Schraufnagel R.A. Technology spurs growth of U.S. Coalbed Methane // Oil Gas Journal. – 1966. – Jan 1.
9. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах М.: Недра, 1977. – 96 с.
10. Руководство по определению газоносности угольных пластов. НИИгаз, Чикаго, Иллинойс США, 1996. – 47 с.
11. Эттингер И.Л. Газоёмкость ископаемых углей. – М.: Недра, 1966. – 219 с.
12. Приходченко В.Ф., Нагорный Ю.М., Приходченко С.Ю. Можливість прогнозування перспективних ділянок для видобутку метану з вугільних пластів (на прикладі шахти „Красноармійська-Західна”) //Зб.наук.пр. Геотехн. механіка. Дніпропетровськ, – 2002. – Вып. 33. – С. 76-78.
13. РД 41 УССР 8-73-82: Скважины геологоразведочные. Инструкция по изучению газоводоносности пород и углей испытателем пластов: Артемовск, – 1982. – 171 с.

14. Тиркель М.Г., Компанец А.И., Сухина Е.В. Выделение зон тектонической нарушенности по сейсморазведочным данным // Уголь Украины, 2005. – № 9. – С. 43-45.
15. Анциферов А.В., Тиркель М.Г. Опыт использования сейсморазведки для прогноза зон опасных по выделению метана на шахте «Краснолиманская» //Сб. науч.тр. Геотехн. механика. – Днепропетровск, 2002. – Вып. – 32. – С. 96-101.
16. Анциферов В.А. Комплексные геолого - и сейсморазведочные исследования перспективных газоносных структур // Уголь Украины, 2005. – № 2. С. 41-43.