
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МИНЕРАГЕНИЯ

УДК 553.94:550.85

ISSN 1609-0691

DOI: <https://doi.org/10.17308/geology/1609-0691/2024/4/61-73>

Поступила в редакцию: 16.09.2024

Принята к публикации: 22.11.2024

Опубликована онлайн: 27.12.2024

Пластовый геобарометр на основе изменения газоносности углей

©2024 Л. А. Иванов, И. Ю. Николаев[✉], В. В. Туманов

*Федеральное государственное бюджетное научное учреждение
«Республиканский академический научно-исследовательский и проектно-
конструкторский институт горной геологии, геомеханики, геофизики и маркингейдерского
дела» (РАНИМИ) ул. Челюскинцев, 291, 243001, Донецк, Российская Федерация*

Аннотация

Введение: мозаичное распределение областей сжатия и растяжения представляет собой фундаментальное свойство углеродного массива, которое на больших глубинах порождает опасные выбросы угля, пород, газа и приводит к авариям и человеческим жертвам при добыче угля. Несмотря на опасность, выявление областей сжатия и растяжения не входит в список геологоразведочных задач. Поэтому для повышения безопасности добычи угля актуальным является вопрос разработки пластового геобарометра.

Методика: разработка геобарометра заключалась в алгоритмизации процесса использования геолого-генетической и термодинамической моделей газоносности, а также в его апробации на одном из шахтных полей. Данные модели строились путем установления связи газоносности с определенным фактором при условии постоянства других факторов. Минимальное количество факторов обосновывалось при помощи причинно-следственного анализа ранее предложенных факторов. На основе анализа геологического строения и наличия необходимых исходных данных в качестве объектов исследования выбраны поля угольных шахт им. А. А. Скочинского и «Суходольская Восточная».

Результаты и обсуждение: построены графики изменения газоносности в зависимости от степени метаморфизма и восстановленности углей. Используя данные графики, построена геолого-генетическая модель газоносности кларенновых углей Донбасса. На основе уравнения Ленгмиора разработана термодинамическая модель газоносности, описывающая изменение газоносности с глубиной. Данные модели положены в основу разработки пластового геобарометра. Апробация геобарометра подтвердила его возможность определять аномально высокое и низкое давление газа и превосходство относительно тривиальных моделей газоносности.

Заключение: разработан пластовый геобарометр, позволяющий из общего изменения газоносности углей вычленить барическую составляющую на основе использования геолого-генетической и термодинамической моделей газоносности. В геолого-генетическую модель газоносности положены главные факторы, определяющие сорбционную способность органического вещества, представленные метаморфизмом, восстановленностью и мацеральным составом углей. Термодинамическая модель, разработанная на основе уравнения Ленгмиора, отражает влияние на сорбцию газа органическим веществом внешних условий, обобщающим показателем которых является глубина пласта. Апробация пластового геобарометра подтвердила его возможность определять аномально высокое и низкое пластовое давление, а также идентифицировать в разрезе аномальные скопления метана и каналы дегазации.



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

[✉] Николаев Иван Юрьевич, e-mail: nikolaev@yandex.ru

Ключевые слова: газоносность клареновых углей, метаморфизм, восстановленность, глубина пласта, аномалии давления газа.

Источник финансирования: Работа выполнена в рамках научной темы FRSR-2023-0007 «Разработка геолого-геофизической модели формирования аномальных скоплений метана на угольных шахтах в зонах динамического влияния разломов».

Для цитирования: Иванов Л. А., Николаев И. Ю., Туманов В. В. Пластовый геобарометр на основе изменения газоносности углей // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2024. № 4. С. 61–73. DOI: <https://doi.org/10.17308/geology1609-0691/2024/4/61-73>

Введение

Мозаичное распределение областей сжатия и растяжения представляет собой фундаментальное свойство углепородного массива [1]. Региональное изменение напряженного состояния подтверждается соответствующим распределением выбросов газа, угля и пород в угольных шахтах, а также корреляцией данных явлений с современным движением земной поверхности [2]. С течением времени добыча угля перемещается на все большие глубины, где увеличивается геостатическое давление и давление газа, приводящие к опасным выбросам угля, пород и газа, а также к авариям и человеческим жертвам. Несмотря на опасность, выявление областей сжатия и растяжения в углепородном массиве не входит в список геологоразведочных задач [3]. Поэтому разработка способов определения давления газа в угольных пластах до подхода к ним горных выработок относится к числу актуальных задач безопасной добычи угля.

Идея решения данной задачи заключается в использовании фундаментальной зависимости метаносорбции от давления газа и результатов прямого метода определения газоносности углей, получаемых при помощи газокерноборников (ГКН).

Теоретические предпосылки указывают на возможность определения давления газа по величине газоносности углей. Однако их реализации препятствует многофакторность изменения газоносности. Мешающие геологические факторы затрудняют выделение составляющей газоносности, обусловленной лишь давлением газа. Поэтому разработка пластового геобарометра сводится к выделению барической составляющей газоносности путем количественного учета мешающих геолого-генетических и термодинамических факторов.

Цель статьи – разработка пластового геобарометра на основе геолого-генетической и термодинамической интерпретации данных газоносности углей, полученных прямым методом ее определения.

Материалы и методы

Донбасс представляет собой уникальную природную лабораторию изучения газоносности, поскольку позволяет проследить ее увеличение во всем диапазоне изменения восстановленности на всех стадиях метаморфизма каменных углей и антрацитов при отсутствии влияния мацерального состава, а также до

глубины 1500 м.

Для разработки пластового геобарометра использовались ранее опубликованные материалы по изменению газоносности в метаморфическом ряде углей и с глубиной их залегания, а также результаты геологической разведки по отдельным шахтным полям угольного бассейна.

Цель исследования достигалась путем решения ряда взаимосвязанных задач: обоснование минимального числа факторов газоносности; построение на их основе геолого-генетической и термодинамической модели газоносности; разработка и апробация пластового геобарометра. Минимизация факторов выполнялась при помощи причинно-следственного анализа ранее предложенных факторов [4, 5]. Модели газоносности строились путем установления связи газоносности с определенным фактором при постоянстве других факторов. Разработка геобарометра заключалась в алгоритмизации процесса использования моделей газоносности, а также в его апробации на одном из шахтных полей.

Объекты исследования, представленные полями угольных шахт, выбирались на основе анализа их геологического строения, по наличию достоверных результатов ГКН и лабораторных данных, необходимых для определения показателей метаморфизма (P_m) и восстановленности (P_v). Из комплекса лабораторных исследований использовалась зольность (A^d), выход летучих веществ (V^{daf}), толщина пластического слоя (Y), содержание углерода в органической массе (C^o), отражательная способность витринита в масле (R^o) и ее анизотропия (AR). По результатам углепетрографического исследования устанавливалась принадлежность углей к клареновому типу.

К рассмотрению принимались пластопересечения, по которым были получены данные одновременно по газоносности и показателям, необходимым для определения P_m и P_v .

Показатели P_m и P_v определялись как координаты классификационной диаграммы клареновых углей Донбасса, отражающей при помощи изолиний изменение показателей V^{daf} , Y , C^o , R^o , AR [6]. При этом V^{daf} и Y использовались по пробам с A^d не более 10 %. Соответствие показателей P_m и P_v группам метаморфизма и типам восстановленности на классификационной диаграмме показано в табл. 1 и табл. 2.

Табл. 1. Соответствие параметра метаморфизма (Pm) группам метаморфизма углей

[Table 1. Correspondence of the metamorphism parameter (Pm) to coal metamorphism groups]

Группа метаморфизма [Metamorphism group]	Pm, усл. ед. [Pm, conl. units]	
	от [from]	до [before]
0Б [0B]	0	20
1Д [1D]	20	40
2Г [2G]	40	60
3Г [3G]	60	80
4Ж [4J]	80	120
5К [5K]	120	150
6ОС [6OS]	150	170
7Т [7T]	170	190
8ПА [8PA]	190	210
9ПА [9PA]	210	230
10А ₁ [10A ₁]	230	250
11А ₁ [11A ₁]	250	270
12А ₂ [12A ₂]	270	290
13А ₂ [13A ₂]	290	310

Табл. 2. Соответствие параметра восстановленности (Pv) типу восстановленности углей

[Table 2. Correspondence of the reduction parameter (Pv) to the type of reduction of coals]

Тип восстановленности [Type of recovery]	Pv, усл. ед. [Pv, conl. units]		
	от [from]	до [before]	
oa [oa]	особо мало восстановленный [especially little restored]	0	20
a [a]	мало восстановленный [little restored]	20	40
б [b]	промежуточный [intermediate]	40	60
в [v]	восстановленный [restored]	60	80
вв [vv]	весьма восстановленный [highly restored]	80	100

Результаты

Минимизация количества факторов газоносности

В классической работе по газоносности углей [7] насчитывается около 20 разноплановых факторов газоносности, однако из-за сложности их учета на практике

используются однофакторные модели газоносности углей, в которых главным фактором является метаморфизм углей или глубина залегания пласта [8].

Учитывая, что около 90 % газа находится в сорбированной форме [8], газоносность приравнивается к метаносорбции и выражается через две группы факторов: геолого-генетическую и термодинамическую. К первой группе относится метаморфизм, восстановленность и макеральный состав углей, ко второй – температура и давление или обобщающий их показатель глубины пласта.

Влияние других геологических факторов выражается через фактор давления, либо некоторые из них не принимаются в расчет. Через изменение давления учитываются факторы, способствующие дегазации (уменьшают давление) и препятствующие фильтрации газа (увеличивают давление). В расчет не принимался фактор генерации газа и гидрофобизация, предложенная в работе [9], поскольку они, поставляя в угольный пласт газ, не влияют на его концентрацию [4].

Таким образом, результат минимизации факторов газоносности заключается в установлении трех геолого-генетических (метаморфизм, восстановленность, макеральный состав) и двух термодинамических (давление газа, температура) факторов, представленных глубиной пласта.

Геолого-генетическая модель газоносности углей

Для разработки модели использовались материалы геологической разведки двух больших шахтных полей: шахты им. А. А. Скочинского и «Суходольская-Восточная».

Поле шахты им. А. А. Скочинского располагается в западной части Донецко-Макеевского геолого-промышленного района и охватывает площадь около 80 км². Глубина разведки превышает 1000 м. В геологическом строении участвуют свиты среднего и верхнего карбона от C₂³ до C₃¹, перекрытые маломощными отложениями кайзойского и частично мезозойского возраста.

В тектоническом отношении шахтное поле является простым. Почти на всей его территории (до 90 % площади) залегание пород моноклинальное с падением на север-северо-запад под углом от 7° до 16° (рис. 1). Шахтное поле находится на южном крыле Кальмиус-Торецкой котловины, его крайние восточная и юго-восточная части расположены в подзоне поперечных дислокаций Южной зоны мелкой складчатости.

Границами структурами являются Французский и Коксовый региональные надвиги. Мушкетовский надвиг, разделяющий шахтное поле, представляет собой верхнюю часть широтного глубинного разлома Донбасса. Складчатые структуры имеют незначительное развитие и представлены затухающей частью Ветковской флексуры и преднадвиговыми флексурами.

Промышленная угленосность связана со свитой C₂³ среднего карбона. Из 18 угольных пластов во вскрытой части разреза свиты на балансе шахты находятся шесть пластов: h₁₁, h₁₀^B, h₈ (h₈^{B + H}, h₈^H), h₆¹ (h₆^{1B + H}, h₆^{1B}, h₆^{1H}), h₅, h₃.

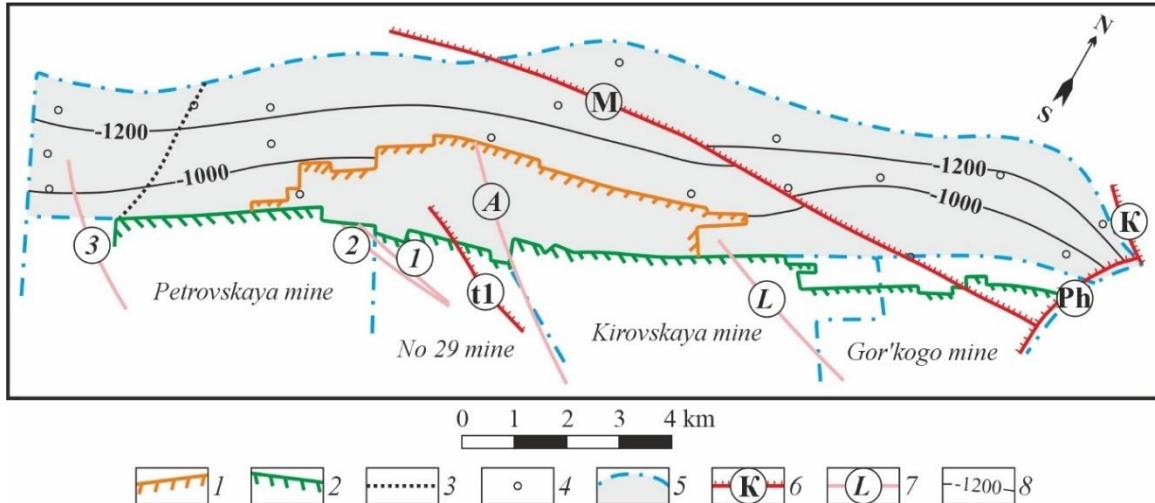


Рис. 1. Тектоническая схема поля шахты им. А. А. Скочинского по пласту h_6^1 : 1 – контур горных работ шахты им. А. А. Скочинского; 2 – контур горных работ смежных шахт; 3 – контур расщепления пласта h_6^1 ; 4 – опорные скважины; 5 – граница шахтного поля; 6 – надвиги (К – Коксовый, Ф – Французский, М – Мушкетовский, t1 – надвиг № 1); 7 – сбросы (Л – Ливенский; А – сброс «А»; 1 – сброс № 1; 2 – сброс № 2; 3 – сброс № 3); 8 – изогипса пласта h_6^1 .

[Fig. 1. Tectonic scheme of the field of the A.A. Skochinskii mine along the h_6^1 formation: (1) – the contour of mining operations of the A.A. Skochinskii mine; (2) – the contour of mining operations of adjacent mines; (3) – the contour of splitting the h_6^1 formation; (4) – support wells; (5) – the boundary of the mine field; (6) – thrusts (K – Koksovyy, F – Frantsuzskii, M – Mushketovskii, t1 – thrust No. 1); (7) – discharges (L – Livenskii; A – discharge «A»; (1) – discharge No. 1; (2) – discharge No. 2; (3) – discharge No. 3); (8) – isohypse of the h_6^1 formation.]

Метаморфизм углей изменяется от стадии 2Г до 6ОС. Латеральное изменение показателя Pv является индивидуальным для каждого пласта и имеет мозаичный характер площадного распределения.

Газоносность угольных пластов исследовалась в интервале глубин от 1000 до 1600 м, т.е. в зоне стабилизации, исключающей влияние глубины на газоносность. Изменение газоносности углей в зависимости от показателя Pm представлено на рис. 2. Градиент увеличения газоносности, обусловленный метаморфизмом, составляет $0,15 \text{ m}^3/\text{t}$ с.б.м. на 1 ед. Pm. С учетом поправочного коэффициента 1,3 он соответствует изменению газоносности в интервале от 1Д до 5К стадии метаморфизма на эталонной диаграмме изменения газоносности углей Донбасса [8].

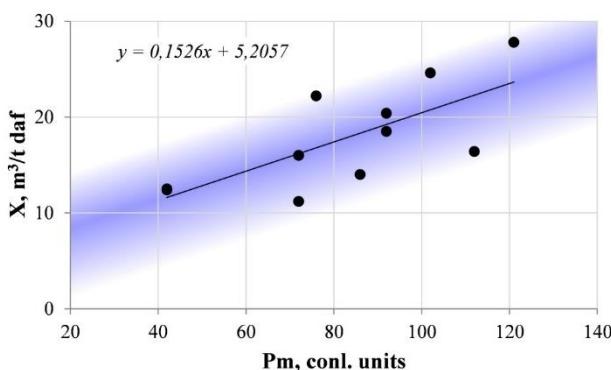


Рис. 2. Зависимость газоносности углей от метаморфизма объединенных оа и а типов восстановленности в зоне стабилизации на поле шахты им. А. А. Скочинского: X – газоносность углей, m^3/t с.б.м.; Pm – показатель метаморфизма, усл. ед..

[Fig. 2. Dependence of coal gas content on the metamorphism of the combined oa and a types of recovery in the stabilization zone at the field of the A.A. Skochinskii mine: X – coal gas content, m^3/t s.b.m.; Pm – metamorphism index, conl. units.]

По указанному градиенту исходные данные по газоносности приведены к общему показателю Pm (равному 100 усл. ед., стадия 4Ж) и по ним прослежено влияние на газоносность восстановленности углей. Экстраполируя линию аппроксимации, приведенную на рис. 3, установлено, что на 4Ж стадии метаморфизма углей в полном диапазоне увеличения восстановленности газоносность уменьшается от 25 до 5 m^3/t с.б.м..

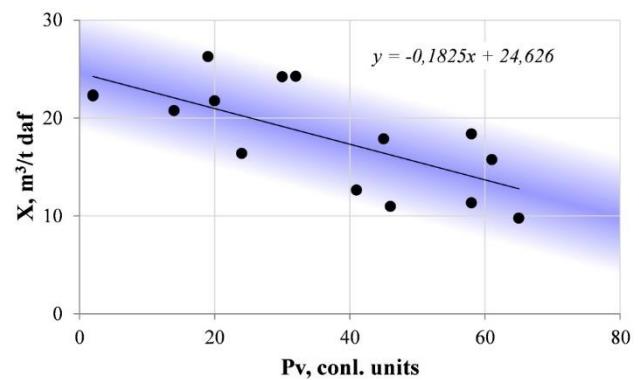


Рис. 3. Зависимость газоносности углей от восстановленности на 4Ж стадии метаморфизма в зоне стабилизации на поле шахты им. А. А. Скочинского: X – газоносность углей, m^3/t с.б.м.; Pv – показатель восстановленности, усл. ед..

[Fig. 3. The dependence of the gas content of coals on the reduction at the 4th stage of metamorphism in the stabilization zone on the field of the A.A. Skochinskii mine: X is the gas content of coals, m^3/t s.b.m.; Pv is the recovery index, conl. units.]

Поле шахты «Суходольская Восточная» располагается в Краснодонском геологическом районе Донбасса в 150 км на восток от шахты им. А. А. Скочинского. Площадь шахтного поля составляет 75 km^2 .

Поле шахты находится на южном крыле и донной части Суходольской синклинали. На севере границей шахты является ось данной синклинали, на юге – ось Изваринской антиклинали и Дуванный надвиг. Угол падения угольных пластов составляет от 10° до 15° и уменьшается в придонной части синклинали до 2° (рис. 4).

Стратиграфический разрез шахты представлен свитами среднего карбона от C_2^4 до C_2^5 , перекрытыми мощной толщей (около 300 м) меловых, палеогеновых, неогеновых и четвертичных отложений. Карбон

состоит из переслаивающихся аргиллитов, алевролитов, песчаников и в меньшей степени известняков и кларенновых углей.

Промышленная угленосность приурочена к свите C_2^5 и частичной C_2^4 . Из 26 угольных пластов свиты C_2^5 коммерческий интерес имеют 4 пласта k_3^h , $k_2^{1b}+k_2^{1b}+k_2^{1h}$, k_2^b и k_2^h . Метаморфизм углей находится на 4Ж-5К стадиях и незначительно изменяется по площади шахтного поля. Показатель Pv индивидуально для каждого пласта изменяется от 0 до 100 усл. ед.

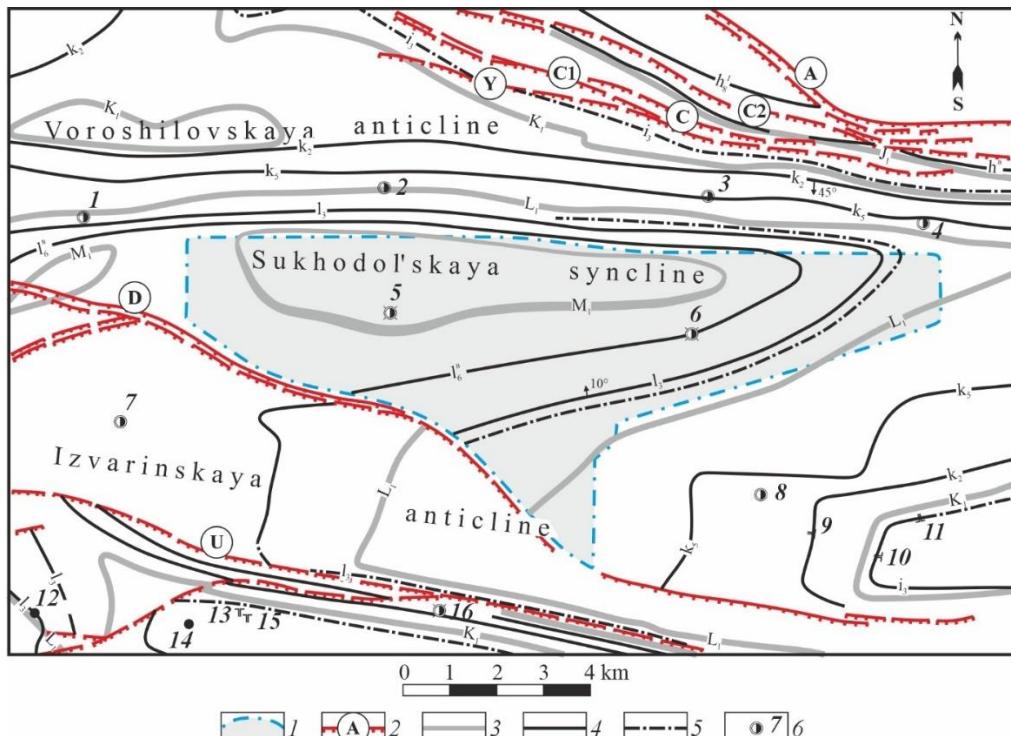


Рис. 4. Схематическая обзорная геологическая карта поля шахты «Суходольская Восточная»: 1 – граница поля шахты Суходольская-Восточная; 2 – надвиги (А – Алмазный, С – Суходольский, С1 – Суходольский № 1, С2 – Суходольский № 2, У – Урало-Кавказский, Й – Южный, Д – Дуванный); (3) – известняки; (4) – угольные пласти рабочей мощности; (5) – угольные пласти нерабочей мощности; (6) – шахты (1 – Дуванская, 2 – Суходольская, 3 – Победа, 4 – Северная, 5 – им. Лютикова, 6 – Суходольская-Алмазная, 7 – им. Баракова, 8 – Западная, 9 – № 20, 10 – № 22, 11 – № 21, 12 – № 2бис, 13 – № 9, 14 – № 22, 15 – № 6, 16 – Донецкая).

[**Fig. 4.** Schematic overview geological map of the field of the Sukhodolskaya Vostochnaya mine: (1) – the boundary of the sh field. Sukhodolskaya-Vostochnaya; (2) – thrusts (A – Almaznyi, C – Sukhodolskii, C1 – Sukhodolskii No. 1, C2 – Sukhodolskii No. 2, U – Uralo-Kavkazskii, Y – Yuzhnyi, D – Duvannyyi); (3) – limestones; (4) – coal seams of working capacity; (5) – coal seams of non-working capacity; (6) – mines ((1) – Duvannaya, (2) – Sukhodolskaya, (3) – Pobeda, (4) – Severnaya, (5) – Lyutikova, (6) – Sukhodolskaya-Almaznaya, (7) – Barakova, (8) – Zapadnaya, (9) – No. 20, (10) – No. 22, (11) – No. 21, (12) – No. 2bis, (13) – No. 9, (14) – No. 22, (15) – No. 6, (16) – Donetskaya.)]

Газоносность угольных пластов исследовалась на границе стадий метаморфизма 4Ж и 5К в интервале глубин от 600 до 1200 м. Рис. 5 демонстрирует, что газоносность угля с увеличением показателя Pv от 15 до 75 усл. ед. уменьшается от 22 до 15 m^3/t с.б.м. Полное изменение газоносности в интервале Pv от 0 до 100 усл. ед. составляет 15 m^3/t с.б.м.

Модель газоносности кларенновых углей построена для зоны стабилизации на основании результатов исследования влияния показателей Рm и Pv на газоносность, а также опираясь на опубликованные ранее данные о метаморфогенном изменении газоносности кларенновых углей Донбасса [10].

За основу принято линейная зависимость газоносности от показателя Pv. На 4Ж стадии метаморфизма газоносность промежуточного типа восстановленности в среднем составляет 15 m^3/t с.б.м. В интервале изменения показателя Pv от 0 до 100 усл. ед. она колеблется в диапазоне $\pm 8,2 \text{ m}^3/\text{t}$ с.б.м., или $\pm 55\%$. Отталкиваясь от значения газоносности при Pv равном 50 усл. ед. (X_{50}) и известной восстановленности (Pv), газоносность угля (X) определяется по выражению:

$$X = X_{50} \left(1 + \frac{(50 - Pv) \cdot 0,55}{50} \right) \quad (1)$$

В работе [8] приводится эталонная диаграмма

изменения газоносности углей в зависимости от степени метаморфизма без указания типа восстановленности. Сравнение значений газоносности углей на данной диаграмме, рис. 3 и рис. 5 с учетом поправочного коэффициента (1, 3) свидетельствует, что на эталонной диаграмме представлен преимущественно промежуточный тип восстановленности.

Используя данную диаграмму и допуская справедливость выражения (1) для всего ряда метаморфизма

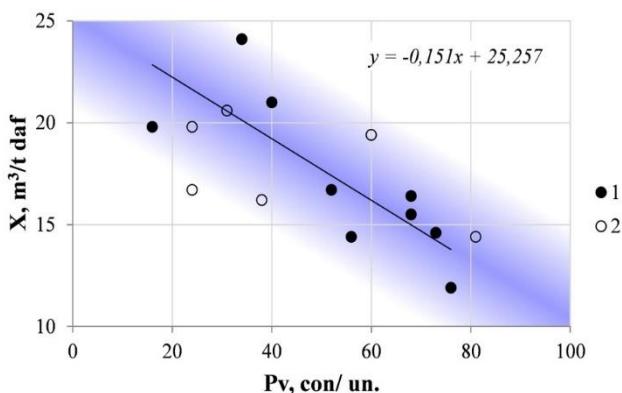


Рис. 5. Зависимость газоносности углей от восстановленности на границе стадий метаморфизма 4Ж и 5К на поле шахты “Суходольская Восточная”: X – газоносность углей, м³/т с.б.м.; Pv – показатель восстановленности, усл. ед.; I – Pm от 100 до 120 усл. ед. (стадия 4Ж), глубина от 600 до 800 м; 2 – Pm от 120 до 150 усл. ед. (стадия 5К), глубина от 800 до 1200 м.

[Fig. 5. Dependence of coal gas content on recovery at the boundary of the 4J and 5K metamorphism stages in the field of the Sukhodolskaya Vostochnaya mine: X – coal gas content, m³/t.b.m.; Pv – recovery index, conl. units; (1) – Pm from 100 to 120 conl. units (stage 4J), depth from 600 to 800 m; (2) – Pm from 120 to 150 units (stage 5K), depth from 800 to 1200 m.]

Термодинамическая модель газоносности углей

Термодинамическая модель представляет собой изменение газоносности углей, обусловленное взаимосвязанным увеличением давления газа и температуры с ростом глубины залегания пласта при прочих равных условиях.

Изменение газоносности углей (X) в зависимости от глубины (H) аппроксимируется уравнением Ленгмюра:

$$X = X_{\infty} \frac{K \cdot H}{1 + K \cdot H}, \quad (2)$$

где X_∞ – предельное значение газоносности в зоне стабилизации;

K – константа абсорбционного равновесия.

Составляющие X_∞ и K определяются опытным путем по уравнению (2) приведенному к линейному виду:

$$\frac{1}{X} = \frac{1}{X_{\infty} \cdot K \cdot H} + \frac{1}{X_{\infty}}, \quad (3)$$

На рис. 7 представлены результаты аппроксимации кривых изменения газоносности углей с глубиной

углей, получено семейство кривых, отражающих метаморфическое изменение газоносности пяти типов восстановленности углей (рис. 6). Указанное семейство кривых представляет собой геолого-генетическую модель газоносности клареновых углей Донбасса для зоны стабилизации. Геолого-генетические факторы в ней представлены переменными величинами Pm и Pv, а также постоянной величиной мацерального состава клареновых углей.

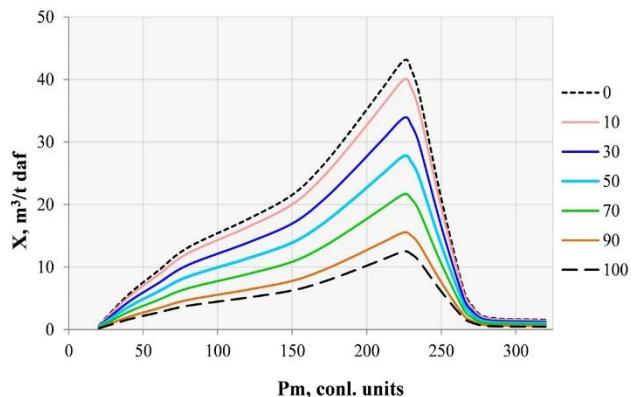


Рис. 6. Геолого-генетическая модель газоносности клареновых углей Донбасса в зоне стабилизации: X – газоносность углей, м³/т с.б.м.; Pm – показатель метаморфизма, усл. ед.; шифр кривых – показатель восстановленности Pv, усл. ед.; газоносность приведена без умножения на поправочный коэффициент 1.3.

[Fig. 6. Geological and genetic model of the gas content of clarene coals of Donbass in the stabilization zone: X is the gas content of coals, m³/t s.b.m.; Pm is an indicator of metamorphism, conl. units; cipher of curves is an indicator of Pv recovery, conl. units; the gas content is given without multiplying by a correction factor of 1.3.]

залегания для различных стадий метаморфизма клареновых углей Донбасса, приводимых в работе [8]. Ранее установлено, что изменение газоносности с глубиной, описываемое экспоненциальной зависимостью, контролируется величиной газоносности в зоне стабилизации, являющейся более общим фактором, чем метаморфизм углей [11].

На основании установленной связи константы K с величиной X_∞ и уравнения Ленгмюра получено общее для различных типов углей выражение изменения газоносности углей с глубиной залегания пласта:

$$\frac{1}{X} = \frac{165,184 \cdot \exp(-0,12 \cdot X_{\infty})}{H} + \frac{1}{X_{\infty}}, \quad (4)$$

Уравнение (4) представляет собой аналитическое выражение термодинамической модели газоносности углей. Модель связывает показатели X, X_∞, H и позволяет по двум известным найти третью величину. В отличие от ранее предложенного в работе [11] варианта, модель допустимо использовать для высоких значений газоносности, превышающих 20 м³/т с.б.м.

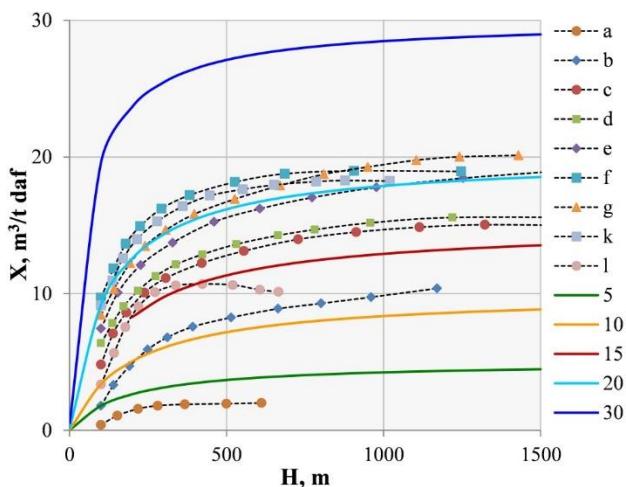


Рис. 7. Термодинамическая модель газоносности углей Донбасса: X – газоносность углей, m^3/t с.б.м.; H – глубина пласта, м; a–l – стадии метаморфизма углей для кривых из работы [8] (a – 1Д; b – 2Г+3Г; c – 4Ж; d – 5Л; e – 6ОС; f – 7Т; g – 8ПА+9ПА; k – 10А; l – 11А); численный шифр кривых – предельное значение газоносности в уравнении Ленгмиора, m^3/t с.б.м..

[Fig. 7. Thermodynamic model of Donbass coal gas content: X – coal gas content, m^3/t s.b.m.; H – reservoir depth, m; (a–l) – stages of coal metamorphism for curves from work [8]: ((a) – 1D; (b) – 2G+3G; (c) – 4J; (d) – 5L; (e) – 6OC; (f) – 7T; (g) – 8PA+9PA; (k) – 10A; (l) – 11A); numerical cipher of curves – the limit value of the gas content in the Langmuir equation, m^3/t s.b.m..]

Пластовый геобарометр

Пластовый геобарометр представляет собой интерпретационную систему изменения газоносности, базирующуюся на использовании геолого-генетической и термодинамической моделей.

Учитывая, что фоновое давление газа составляет 85 % гидростатического, а также глубину пласта (H), теоретическую глубину пласта, соответствующую фактической газоносности (H_t), ускорение свободного падения (g) и плотность воды (δ_b), искомые величины фонового ($P_{\text{фон}}$) и аномального ($P_{\text{аном}}$) пластового давления определяются по следующим уравнениям:

$$P_{\text{фон}} = 0,85 \times g \delta_b H, \quad (5)$$

$$P_{\text{аном}} = 0,85 \times g \delta_b H_t \quad (6)$$

Аномальное давление характеризуется коэффициентом аномальности (K_a), определение которого сводится к отношению глубин H_t и H :

$$K_a = \frac{P_{\text{аном}}}{P_{\text{фон}}} = \frac{H_t}{H}, \quad (7)$$

Входными данными в пластовый геобарометр являются значения показателей X, H, V^{daf} и Y. Вместо V^{daf} и Y также используются показатели C^o , R^o , AR. Конечным результатом являются величины H_t и K_a .

Общий алгоритм работы геобарометра заключается в выполнении следующих шагов:

1. По показателям V^{daf} и Y (либо C^o , R^o , AR) и классификационной диаграмме клареновых углей Донбасса [6] определяются показатели P_m и P_v .
2. По показателям P_m , P_v и геолого-генетической

модели газоносности (см. рис. 6) определяется газоносность угля в зоне стабилизации (X_{stab}).

3. Величина X_{stab} по показателям H, X_{stab} (равному X_∞) и уравнению (4) приводится к фоновой газоносности на глубине залегания пласта ($X_{\text{stab},h}$).

4. На основе корреляции показателей X и $X_{\text{stab},h}$ выполняется калибровка модели газоносности, оценивается ее погрешность и устанавливается критерий выделения аномалий газоносности.

5. По показателям X, $X_{\text{stab},h}$ и выражению (4) определяется показатель H_t . По показателям H, H_t и уравнению (7) рассчитывается показатель K_a .

Апробация пластового геобарометра выполнена на поле шахты «Щегловская-Глубокая». Угленосный разрез шахты представлен свитами среднего и верхнего карбона от C_2^5 до C_3^1 с типичным для Донбасса литологическим составом и углами кларенового типа. Разрывная тектоника характеризуется распространением согласных и несогласных надвигов в зоне динамического влияния Волновахско-Кадиевского глубинного разлома. По геохимии газов установлен подток глубинного метана по Григорьевскому надвигу [12]. В целом поле шахты является благоприятным для образования аномальных скоплений метана и апробации пластового геобарометра.

Результаты использования пластового геобарометра представлены в табл. 3. Установлено, что показатель P_m исследованных угольных пластов изменяется от 73 до 150 усл. ед. и соответствует преимущественно 4Ж стадии метаморфизма с некоторым попаданием в стадию 3Г и 5К. Показатель P_v варьирует в диапазоне от 19 до 75 усл. ед. и характеризует угли как особо мало восстановленные, мало восстановленные, промежуточные и восстановленные. Глубина залегания угольных пластов изменяется от 368 до 1304 м.

Газоносность углей изменяется от 4.8 до 16.2 m^3/t с.б.м. (без умножения на коэффициент потерь 1.3). На рис. 8 представлены зависимости изменения газоносности углей от показателей P_m , P_v , H и расчетной фоновой газоносности ($X_{\text{stab},h}$), смоделированной по показателям P_m , P_v и H с использованием рис. 6 и уравнения (4). Показатели P_m и P_v определены по V^{daf} и Y.

Наиболее теснотой связью характеризуются показатели X и $X_{\text{stab},h}$. Анализ поля их корреляции позволяет по остаточному отклонению от линии аппроксимации установить погрешность определения газоносности и критерий выделения аномалий, равный 2.5 m^3/t с.б.м.

По этому критерию выделены пять случаев аномальной газоносности. Первые два из них (14.3 и 16.2 m^3/t с.б.м.) характеризуются аномально высокими значениями газоносности и пластового давления. Их коэффициент аномальности K_a составляет 1.5 и 1.7 отн. ед. Три других случая относятся к аномально низким значениям газоносности и пластового давления и характеризуются варьированием коэффициента K_a от 0.1 до 0.3 усл. ед.

Выделенным аномалиям присущее случайное распределение по стратиграфии, метаморфизму, восстановленности и глубине угольных пластов.

Табл. 3. Апробации пластового геобарометра на поле шахты «Щегловская-Глубокая»
[Table 3. Testing of a reservoir geobarometer in the field of the Shcheglovskaya-Glubokaya mine]

Скважина [well]	Пласт [seam]	H	Pm	Pv	X	X _{stab}	X _{stab.h}	H _t	Ka
III-6 [SHCH-6]	m ₇	368.0	73	30		9.3	7.0		
MC-501 [MC-501]	m ₇	239.4	79	25	7.0	10.6	6.8		
III-6 [SHCH-6]	m _{5¹}	525.4	86	62		7.7	6.5		
MC-527 [MC-527]	l ₈	844.3	90	32	12.5	11.0	10.4		
MC-518 [MC-518]	l _{7¹}	799.0	92	35	9.0	10.9	10.2		
MC-485 [MC-485]	l _{7¹}	768.8	95	37	10.8	10.9	10.2		
III-1134 [SHCH-1134]	l _{8¹}	824.6	97	40	9.7	10.8	10.2		
MC-489 [MC-489]	l ₃	1119.2	104	31	11.9	12.3	12.4		
MC-487 [MC-487]	l ₃	874.1	105	26	14.2	13.0	12.5		
MC-485 [MC-485]	l ₃	902.2	110	37	10.1	12.2	11.8		
MC-518 [MC-518]	l ₃	931.0	112	48	7.5	11.0	10.7	280	0.3
MC-537 [MC-537]	k ₈	799.8	115	55	4.8	10.4	9.7	130	0.2
MC-487 [MC-487]	l _{2¹}	885.2	115	75	14.3	8.0	7.6	1500	1.7
MC-260 бис [MC-260 bis]	l ₈	1006.4	120	18	14.3	15.4	15.4		
MC-487 [MC-487]	k ₈	994.2	121	61	16.2	10.1	9.8	1500	1.5
3984	l ₃	896.5	136	36		14.7	14.4		
MC-556 [MC-556]	l _{1^B}	1304.6	137	39	6.6	14.4	14.8	110	0.1
III-10 [SHCH-10]	l _{1^B}	1303.7	138	19		17.3	18.1		
III-6 [SHCH-6]	k ₈	1121.7	150	97		6.7	6.7		

Примечание: H – глубина, м; Pm – метаморфизм, усл. ед.; Pv – восстановленность, усл. ед.; X – фактическая газоносность, м³/т с.б.м.; X_{stab} – газоносность в зоне стабилизации по данным Pm и Pv, м³/т с.б.м.; X_{stab.h} – газоносность X_{stab}, приведенная к фактической глубине, м³/т с.б.м.; H_t – глубина, соответствующая аномальной газоносности, м; Ka – коэффициент аномальности, отн. ед..

[*Note:* H – depth, m; Pm – metamorphism, cont. units; Pv – reduction, cont. units; X – actual gas content, m³/t s.b.m.; X_{stab} – gas content in the stabilization zone according to Pm and Pv data, m³/t s.b.m.; X_{stab.h} is the gas content of X_{stab}, reduced to the actual depth, m³/t s.b.m.; H_t is the depth corresponding to the abnormal gas content, m; Ka is the coefficient of anomaly, rel. units.]

При этом главной особенностью аномалий является их расположение в зоне динамического влияния Григорьевского надвига, для которого установлен глубинный подток газа. Случай с аномально высоким пластовым давлением идентифицируются как аномальные скопления метана, с аномально низким давлением – как каналы дегазации в зоне динамического влияния разлома.

Таким образом, пластовый геобарометр позволяет выделять аномалии пластового давления различного знака. О достоверности геобарометра свидетельствует сходимость фактической и расчетной фоновой газоносности. Достоверность выделения аномалий подт-

верждается их концентрацией в зоне динамического влияния разлома, характеризующегося подтоком газа.

Следует отметить, что тривиальные модели газоносности в виде графиков связи X и Pm, X и H не позволяют выделить положительные аномалии. Не все отрицательные аномалии выделяются в поле корреляции X и Pv (см. рис. 8). Погрешность определения газоносности, оцениваемая по тривиальным моделям, составляет 5 м³/т с.б.м. Геобарометр в отличие от этих моделей выделяет все аномалии различного знака, а газоносность определяет с погрешностью меньшей в два раза.

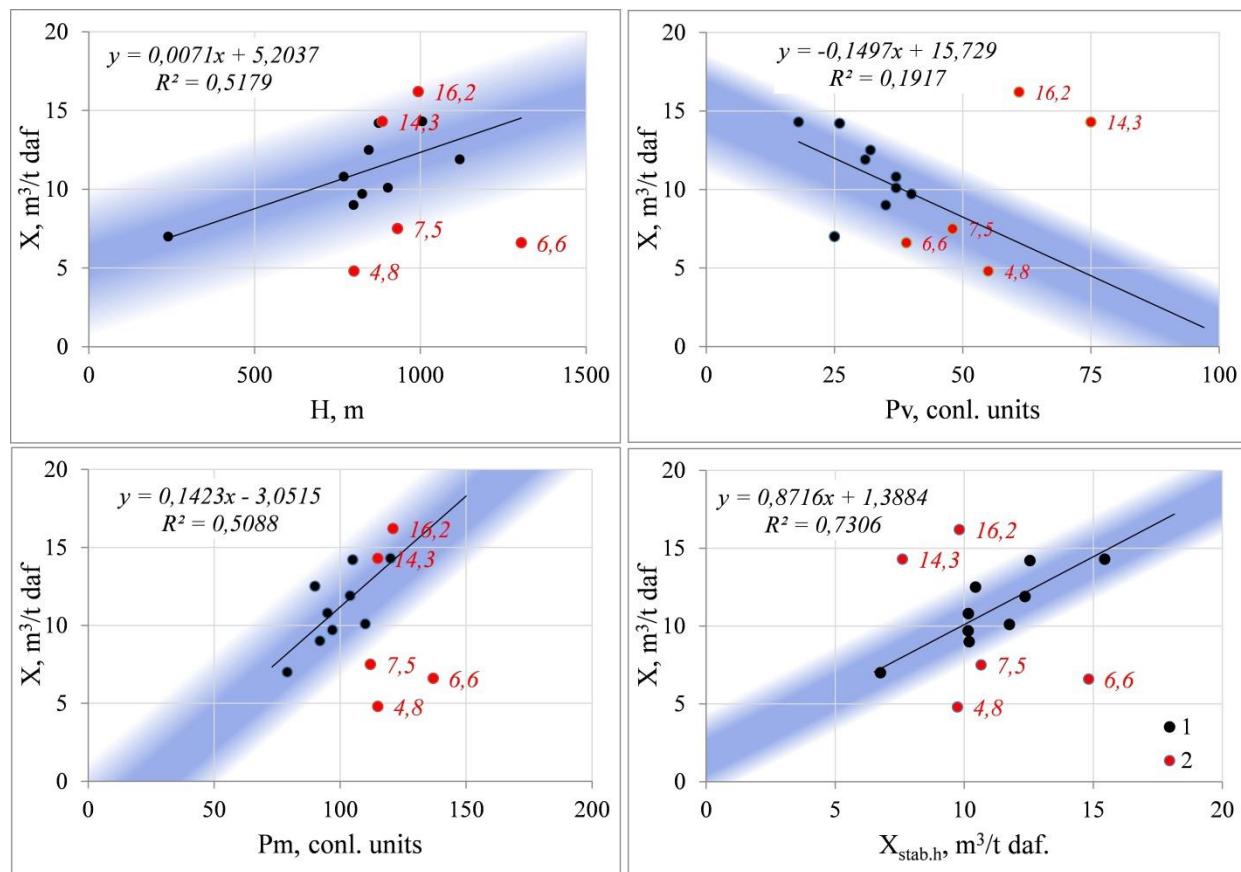


Рис. 8. Закономерное изменение газоносности углей на поле шахты «Щегловская-Глубокая»: X – газоносность, m^3/t с.б.м.; H – глубина пласта, м; Pm – показатель метаморфизма, усл. ед.; Pv – показатель восстановленности, усл. ед.; $X_{\text{stab},h}$ – газоносность зоны стабилизации, приведенная к фактической глубине; I – фоновая газоносность; 2 – аномальная газоносность.

[**Fig. 8.** A regular change in the gas content of coals in the field of the Shcheglovskaya-Glubokaya mine: X – gas content, m^3/t s.b.m.; H – reservoir depth, m; Pm – metamorphism index, conl. units; Pv – recovery index, conl. units; $X_{\text{stab},h}$ – the gas content of the stabilization zone, reduced to the actual depth; (1) – background gas content; (2) – abnormal gas content.]

Обсуждение и выводы

Определение газоносности и давления газа на основе закономерностей сорбции газа углем является вполне утвердившимся научным направлением в угольной и нефтегазовой геологии [13, 14]. Так по отобранный в горной выработке пробе угля устанавливается закономерность уменьшения газоносности с течением времени, чтобы путем ее обратной экстраполяции до момента отрыва образца определить величину газоносности [13]. При этом газоносность пробы, отобранный из техногенно нарушенного углепородного массива, не соответствует его природному состоянию и не может быть представительной за пределами места опробования, где неучтенные геологические факторы изменяют ее величину. Однако эти недостатки устраняются пластовым геобарометром, базирующимся на использовании геолого-генетических и термодинамических закономерностей изменения газоносности [10].

Для описания увеличения давления газа углей с глубиной обычно используется линейный закон его изменения [8]. Однако существуют представления о более сложном изменении давления газа в виде степенного закона [15] или S-образной кривой с тремя интервалами глубин [16]. В этих интервалах давление газа

опускается ниже гидростатического (глубина от 0 до 240 м), становится больше гидростатического, но меньше геостатического (от 240 до 380 м) и приближается к геостатическому (от 380 до 500 м). При этом в первом интервале происходит газовое выветривание [7, 8, 15], гипергенное разуплотнение и соответствующее изменение физических свойств пород [17], что способствует увеличению дегазации углей и приближению давления газа к атмосферному. В работе [18] показан путь фильтрации глубинного газа от трещиноватого субвертикального столба в теле разлома к пронициаемому песчанику и от него в залегающий выше угольный пласт. Такая траектория фильтрации нарушает указанные выше законы изменения давления газа с глубиной и свидетельствует о необходимости его изучения по сети разведочных скважин с использованием пластового геобарометра.

При разработке геолого-генетической модели газоносности (см. рис. 6) сделаны два допущения. Первое заключается в признании, что линия аппроксимации на эталонной диаграмме метаморфогенного изменения газоносности, приводимой в работе [8], соответствует промежуточному типу восстановленности углей. Второе допущение состоит в том, что относительное

изменение газоносности углей, обусловленное восстановленностью, выявленное для коксующихся углей и описываемое уравнением (1), распространено на весь метаморфический ряд углей. Теоретически данные допущения могут стать причиной отклонения газоносности от их реальных величин. Однако во избежание погрешностей, связанных с указанными допущениями, в пластовый геобарометр введена процедура его калибровки по данным исследуемого месторождения (см. рис. 8). В перспективе для исключения данных допущений необходимо уточнить модель газоносности на материале полного ряда метаморфизма углей.

Фиксация геобарометром аномалий давления газа возможно лишь при соответствующем отклонении газоносности от фонового изменения. Данное условие выполняется до выхода графика изменения газоносности с глубиной на свою асимптоту (см. рис. 7). Поэтому применение геобарометра допустимо в интервале глубин от 200 до 1000 м, плюс-минус 100 м. При этом минимальная глубина является верхней границей метановой зоны, максимальная – границей зоны стабилизации.

Использование геобарометра базируется на двух видах данных: газоносности и показателей качества углей (V^{daf} , Y, C°, R°, AR). Условие параллельного определения указанных видов данных по одному и тому же пластопересечению сокращает количество необходимых данных. Однако этот недостаток устраняется при помощи геолого-геофизической системы оценки газоносности углей, определяющей геолого-генетические показатели (Pm, Pv, Pc) во всех пластопересечениях, исследованных геофизическими методами [10].

Таким образом, на основе использования геолого-генетической и термодинамической моделей газоносности клареновых углей разработан пластовый геобарометр, который позволяет в интервале глубин не ниже границы зоны стабилизации определять аномально высокое и низкое давление газа. Тривиальные модели газоносности, используемые при разведке угольных месторождений, из-за неполноты количественного учета факторов и погрешности определения газоносности в два раза большей, чем в геобарометре, не позволяют определить аномально высокое пластовое давление и аномальные скопления метана.

Заключение

1. Пластовый геобарометр разработан в виде интерпретационной системы, позволяющей из общего изменения газоносности углей выделить барическую составляющую на основе использования геолого-генетической и термодинамической моделей газоносности.

2. Геолого-генетическая модель клареновых углей описывает изменение газоносности в зоне стабилизации, обусловленное метаморфизмом и восстановленностью как главными факторами сорбционной способности органического вещества.

3. Термодинамическая модель, разработанная на основе уравнения Ленгмюра, отражает изменение газоносности в зависимости от ее величины в зоне стабилизации и глубины пласта, где глубина представляет

собой обобщенный показатель взаимосвязанного изменения давления газа и температуры, которые в свою очередь определяют внешние условия сорбции газа органическим веществом.

4. Апробация пластового геобарометра свидетельствует, что при помощи него выделяется аномально высокое и низкое пластовое давление и тем самым в разрезе идентифицируются аномальные скопления метана и каналы дегазации в зоне динамического влияния разлома.

5. Используемые на практике тривиальные модели газоносности, связывающие ее изменение с глубиной или метаморфизмом углей, не позволяют определять аномально высокое пластовое давление, что объясняется не полнотой учета факторов и в два раза большей погрешностью определения газоносности по сравнению с пластовым геобарометром.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коболев В. П. Пояса безопасности угольных шахт Донбасса // *Геотехнологии*. 2019. № 2. С. 1–11.
2. Евдошук Н. И., Вергельская Н. В., Кришталь А. Н. О роли горно-геологических условий и физико-химических факторов при формировании газонасыщенности углепородных массивов Донецко-Макеевского углепромышленного района // *Тектоніка і стратиграфія*. 2013. Вип. 40. С. 12–26.
3. Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна. Гл. ред. Ю. В. Буцик. Министерство угольной промышленности СССР. Министерство угольной промышленности СССР. М.: Недра, 1972. 338 с.
4. Иванов Л. А. Геологические факторы газоносности месторождений угля // *Сборник науч. трудов РАНИМИ*. Донецк. 2018. № 6 (21). С. 195–210.
5. Анциферов А. В., Иванов Л. А., Туманов В. В., Савченко А. В., Анциферов В. А. О главных геологических факторах газоносности углей // *Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых*. Москва: Институт проблем комплексного освоения недр РАН, 2019. С. 23–26.
6. Левенштейн М. Л., Спирина О. И. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна. К.: ЦТЭ, 1991. 104 с.
7. Генезис и закономерности распределение природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР. М.: Недра, 1980. 218 с.
8. Анциферов А. В., Тиркель М. Г., Хохлов М. Т., Привалов В. А., Голубев А. А., Майборода А. А., Анциферов В. А. Газоносность угольных месторождений Донбасса. Киев: Наукова думка, 2004. 231 с.
9. Лукин А. Е. О природе и перспективе газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки // *Доповіді Національної академії наук України*. 2011. №3. С. 114–123.
10. Иванов Л. А. Геолого-геофизическая система оценки газоносности угольных месторождений по связанному газу // *Сборник науч. трудов РАНИМИ*. Донецк. 2020. № 10–11 (25–26). С. 157–172.
11. Иванов Л. А. Глубина как фактор газоносности углей // *Сборник науч. трудов РАНИМИ*. Донецк. 2020. № 9 (23). С. 48–54.
12. Анциферов А. В., Канин В. А., Голубев А. А., Галемский П. В. Данные о глубинных подтеках флюидов, формирующих современную газоносность пород Донбасса // *Наук.*

- праці УкрНДМІ НАН України. 2014. № 14. С. 384–398.
13. Кормин А. Н. Оценка фактической природной газоносности угольных пластов при ведении горных работ // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2009. Т. 7. № 12. С. 150–154.
14. Лобусев М. А., Сон Зечжан, Дзянг Дженсюэ. Прогнозирование пластового давления в глинисто-сланцевых коллекторах на примере региона С в бассейне Ордос // Территория Нефтегаз. 2015. № 8. С. 20–28.
15. Айруни А. Т., Галазов Р. А., Сергеев И. В. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений. Под ред. Г. Д. Лицина. М.: Наука, 1990. 213 с.
16. Кабирова С. В., Ворошилов В. Г., Портнов В. С., Ахматнуров Д. Р. Оценка газоносности пласта к10 в пределах Шерубайнуринского участка Карагандинского угольного бассейна // Известия ТГУ. 2019. № 5. С. 64–74.
17. Гречухин В. В. Петрофизика угленосных формаций. НПО «Нефтегеофизика». М.: Недра, 1990. 472 с.
18. Ковалев Н. И., Лукина Л. И., Солдатова С. В. Оперативное обнаружение локальных газовых аномалий в угленосной зоне шахт, влияющих на возникновение объемных взрывов метана // Системы контроля окружающей средой. 2023. № 2 (52). С. 73–83.

Иванов Леонид Анатольевич, к.г.-м.н., доцент, в.н.с. ФГБНУ РАНИМИ, Донецк, Российская Федерация; e-mail: ivanov.donetsk@mail.ru; ORCID 0009-0006-8341-8235
Николаев Иван Юрьевич, к.г.н., в.н.с. ФГБНУ РАНИМИ, Донецк, Российская Федерация; e-mail: nikolaevog@yandex.ru; ORCID 0000-0003-2208-0032
Туманов Виктор Владимирович, ст.н.с. ФГБНУ РАНИМИ, Донецк, Российская Федерация; e-mail: tum.v@yandex.ru; ORCID 0009-0004-1521-4818
Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Leonid A. Ivanov, PhD in Geol.-Min., Associate professor, Leading Researcher of the RANIMI, Donetsk, Russian Federation; e-mail: ivanov.donetsk@mail.ru; ORCID 0009-0006-8341-8235

Ivan Yu. Nikolaev, PhD in Geol., Leading Researcher of the RANIMI, Donetsk, Russian Federation; e-mail: nikolaevoegi@yandex.ru, ORCID 0000-0003-2208-0032

Victor V. Tumanov, Senior Researcher of the RANIMI, Donetsk, Russian Federation; e-mail: tum.v@yandex.ru; ORCID 0009-0004-1521-4818

All authors have read and approved the final manuscript.

GEOLOGY, SEARCH AND INVESTIGATION OF SOLID MINERAL RESOURCES, MINERAGENY

UDC: 553.94:550.85

ISSN 1609-0691

DOI: <https://doi.org/10.17308/geology/1609-0691/2024/4/61-73>

Received: 16.09.2024

Accepted: 22.11.2024

Published online: 27.12.2024

Formation geobarometer based on changes in coal gas content

©2024 L. A. Ivanov, I. Yu. Nikolaev[✉], V. V. Tumanov

*Republican Academic R&D Institute of Mining Geology, Geomechanics,
Geophysics and Mine Surveying (RANIMI), Chelyuskintsev str., 291, Donetsk, 263004*

Abstract

Introduction: mosaic distribution of compressional and tensile areas is a fundamental property of coal-rock massif, which at great depths generates dangerous coal, rock, gas emissions and leads to accidents and human casualties in coal mining. Despite the danger, identification of compression and stretching areas is not on the list of exploration tasks. Therefore, in order to improve the safety of coal mining, the development of a formation geobarometer is an urgent issue.

Methodology: the development of the geobarometer consisted in algorithmizing the process of using geological-genetic and thermodynamic models of gas content, as well as in its testing in one of the mine fields. These models were built by establishing the relationship of gas content with a certain factor under the condition of constancy of other factors. The minimum number of factors was justified by means of causal analysis of previously proposed factors. Based on the analysis of the geological structure and availability of the necessary initial data, the fields of coal mines A.A. Skochinskii and Sukhodolskaya-Vostochnaya were selected as objects of research.

Results and discussion: the graphs of gas content change depending on the degree of metamorphism and reduction of coals were constructed. Using these graphs, the geological and genetic model of gas content of clarenaceous coals of Donbass was constructed. On the basis of the Langmuir equation the thermodynamic model of gas content was developed, describing the change of gas content with depth. These models are the basis for the development of a reservoir geobarometer. Testing of the geobarometer confirmed its ability to detect anomalously high and low gas pressure and its superiority to trivial gas-bearing models.

Conclusion: a reservoir geobarometer has been developed, which allows to distinguish the baric component from the general variation of coal gas content on the basis of geological-genetic and thermodynamic models of gas content. The geological-genetic model of gas content is based on the main factors determining the sorption capacity of organic matter, represented by metamorphism, reduction and maceral composition of coals. The thermodynamic model developed on the basis of the Langmuir equation reflects the influence of external conditions on gas sorption by organic matter, the generalizing indicator of which is the depth of the reservoir. Testing of the reservoir geobarometer confirmed its ability to determine anomalously high and low reservoir pressure, as well as to identify anomalous methane accumulations and degassing channels in the section.

Keywords: clarenaceous coal gas content, metamorphism, recovery, bed depth, gas pressure anomalies

Funding: The work was carried out within the framework of scientific theme FRSR-2023-0007 «Development of geological and geophysical model of formation of anomalous accumulations of methane at coal mines in zones of dynamic influence of faults».

For citations: Ivanov L. A., Nikolaev I. Yu., Tumanov V. V. Formation geobarometer based on changes in



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

[✉] Nikolaeiv Ivan Yurievich, e-mail: nikolaevog@yandex.ru

coal gas content // *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Serija: Geologija – Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology*, 2024, no. 4, pp. 61–73. DOI: <https://doi.org/10.17308/geology/1609-0691/2024/4/61-73>

Conflict of interest: The authors declare the absence of obvious and potential conflicts of interest related to the publication of this article.

REFERENCES

1. Kobolev V. P. Poyasa bezopasnosti ugor'nykh shakht Donbassa [Safety belts of Donbass coal mines]. *Geotekhnologii – Geotechnologies*, 2019, vol. 2, pp. 1–11 (In Russ).
2. Evdoshchuk N. I., Vergel'skaya N. V., Krishtal' A. N. O roli gorno-geologicheskikh uslovii i fiziko-khimicheskikh faktorov pri formirovaniyu gazonasyshchennosti ugleporodnykh massivov Donetsko-Makeevskogo uglepromyshlennogo raiona [On the role of mining and geological conditions and physical and chemical factors in the formation of gas saturation of coal-rock massifs of Donetsk-Makeevka coal-industrial region]. *Tektonika i stratigrafiya – Tectonics and stratigraphy*, 2013, vol. 40, pp. 12–26 (In Russ).
3. Metodika razvedki ugor'nyh mestorozhdenij Doneckogo bassejna [Methodology for exploration of coal deposits in the Donetsk basin]. Ed. Yu. V. Butcik. Ministry of Geology of the USSR, Ministry of Coal Industry of the USSR, Moscow, Nedra publ., 1972, 338 p. (In Russ).
4. Ivanov L. A. Geologicheskie faktory gazonosnosti mestorozhdenij uglja [Geological factors of gas content of coal deposits]. *Sbornik nauch. trudov RANIMI – Transactions of RANIMI*, 2018, vol. 6 (21), pp. 195–210 (In Russ).
5. Antsiferov A. V., Ivanov L. A., Tumanov V. V., Savchenko A. V., Antsiferov V. A. O glavnnyh geologicheskikh faktorah gazonosnosti uglej [On the main geological factors of coal gas content]. *Problemy osvoeniya nedr v XXI veke glazami molodykh – Problems of subsoil development in the XXI through the eyes of young people*, Moscow, IPKON RAN publ., 2019, pp. 23–26 (In Russ).
6. Levenshtein M. L., Spirina O. I. *Komplekt kart metamorfizma uglei Donetskogo bassejna* [Set of maps of coal metamorphism in the Donetsk Basin]. Kiev, TsSTE publ., 1991, 104 p. (In Russ).
7. Genezis i zakonomernosti raspredelenie prirodnih gazov ugor'nyh bassejnov i mestorozhdenij SSSR [Genesis and regularities of natural gas distribution in coal basins and deposits of the USSR]. Moscow, Nedra publ., 1980, 218 p. (In Russ).
8. Antsiferov A. V., Tirkel' M. G., Khokhlov M. T., Privalov V. A., Golubev A. A., Maiboroda A. A., Antsiferov V. A. *Gazonosnost' ugor'nykh mestorozhdenij Donbassa* [Gas content of Donbass coal deposits]. Kiev, Naukova dumka publ., 2004, 231 p. (In Russ).
9. Lukin A. E. O prirode i perspektive gazonosnosti nizkopronicaemyh porod osadochnoj obolochki [On the nature and prospect of gas content of low-permeability sedimentary shell rocks]. *Dopovid Natsional'noi akademii nauk Ukrayiny – Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 2011, vol. 3, pp. 114–123 (In Russ).
10. Ivanov L. A. Geologo-geofizicheskaya sistema otsenki gazonosnosti ugor'nykh mestorozhdenij po svyazannomu gazu [Geological and Geophysical System for Estimating Gas Content of Coal Deposits by Tight Gas]. *Sbornik nauch. trudov RANIMI – Transactions of RANIMI*, 2020, vol. 10–11 (25–26), pp. 157–172 (In Russ).
11. Ivanov L. A. Glubina kak faktor gazonosnosti uglei [Depth as a Factor of Coal Gas Content]. *Sbornik nauch. trudov RANIMI – Transactions of RANIMI*, 2020, vol. 9 (24), p. 48–54 (In Russ).
12. Antsiferov A. V., Kanin V. A., Golubev A. A., Galemskii P. V. Dannye o glubinnyh podtokah fluidov, formirujushhih sovremenennuju gazonosnost' porod Donbassa [Data on deep fluid underflows forming the modern gas content of Donbass rocks]. *Nauk. pratsi UkrNDMI NAN Ukrayiny – Transactions of UkrNDMI NAN UKRAINE*, 2014, vol. 14, pp. 384–398 (In Russ).
13. Kormin A. N. Ocenna fakticheskoi prirodnoi gazonosnosti ugor'nyh plastov pri vedenii gornyh rabot [Assessment of actual natural gas content of coal seams during mining operations]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii byulleten' – Mining informational and analytical bulletin*, 2009, vol. 7, no. 12, pp. 150–154 (In Russ).
14. Lobusev M. A., Song Zezhang, Jiang Zhenxue. Prognozirovaniye plastovogo davlenija v glinisto-slancevyh kollektorah na primere regiona S v bassejne Ordos [Predicting of reservoir pressure in the clay-shale reservoirs with the use of the region C of the Ordos field]. *Territoriya Neftegaz – Oil and gas territory*, 2015, vol. 8, pp. 20–28 (In Russ).
15. Airuni A. T., Galazov R. A., Sergeev I. V. *Gazoobil'nost' kamennougor'nyh shahrt SSSR. Kompleksnoe osvoenie gazonosnyh ugor'nyh mestorozhdenij* [Gas content of coal mines of the USSR. Integrated development of gas-bearing coal deposits]. Moscow, Nauka publ., 1990, 213 p. (In Russ).
16. Kabirova S. V., Voroshilov V. G., Portnov V. S., Akhmatnurov D. R. Ocenna gazonosnosti plasta k10 v predelah Sherubainurinskogo uchastka Karagandinskogo ugor'nogo bassejna [Estimation of gas content of the k10 seam within the Sherubainurinsk area of the Karaganda coal basin]. *Izvestiya TPU – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 5, pp. 64–74 (In Russ).
17. Grechuhin V. V. *Petrofizika uglenosnyh formacij* [Petrophysics of coal-bearing formations]. Moscow, Nedra publ., 1990, 472 p. (In Russ).
18. Kovalev N. I., Lukina L. I., Soldatova S. V. Operativnoe obnaruzhenie lokal'nyh gazovyh anomalij u uglenosnoj zone shaht, vlijajushhih na vozniknenie ob'emnyh vzrysov metana [Operational detection of local gas anomalies in the coal-bearing zone of mines, affecting the occurrence of volumetric methane explosions]. *Sistemy kontrolya okruzhayushchei sredoi – Monitoring systems of environment*, 2023, vol. 2 (52), pp. 73–83 (In Russ).