



УДК 622.411.332.023.623:551.24

Академік НАН України А. Ф. Булат, Л. І. Пимоненко, О. Б. Блюсс,
Д. М. Пимоненко

Вплив тектоніки на регіональні закономірності розподілу газів у вугленосних відкладах Донбасу

Для характеристики регіональної структури Донецького басейну запропоновано показники (кутів падіння порід, складчастих і розривних дислокацій) та побудовано карти тектонічної дислокованості як за кожним показником, так і загальної дислокованості (K_D), які відображають особливості розподілу деформацій різного типу на площі басейну. Наведено результати розрахунків за тектонічними показниками методом нечіткої кластеризації, що дозволило розділити площу басейну на три області. Показано, що основні геологічні фактори – ступінь метаморфізму вугілля, потужність вугленосної товщі, кількість вугільних пластів, пористість у виділених областях відрізняються і це обумовлює особливості формування скупчень метану. Обчислені значення координат центрів кластерів дозволяють визначити ступінь належності прогнозованої ділянки до відповідної області.

Донецький басейн як єдина структура сформувався під дією глобальних тектонічних процесів. Ступінь і характер тектонічної дислокованості обумовили вміст і склад газів у вугленосній товщі та формування локальних зон скупчення метану [1–3], тому оцінка параметрів порушень і виявлення областей з різними умовами деформації відіграють важливу роль у визначенні і виділенні ділянок з різними умовами нагромадження і збереження вуглеводневих газів.

Відомо [4], що сучасна структура басейну є результатом дії тектонічних сил на вугленосну товщу, внаслідок чого вона зазнала відповідні зміни. Про величину останніх (спочатку практично горизонтальних пластів) можна робити висновки за величинами кутів падіння порід, параметрами складчастих і розривних дислокацій. Раніше при дослідженні структури південно-західної частини басейну був розроблений метод комплексної оцінки регіональної тектонічної дислокованості [4]. Комплексність оцінки полягала у відносно простому розрахунку показника загальної тектонічної дислокованості (K_T) – найдостовірніші геометричні параметри кутів падіння порід (K_K), складчастих (K_C) і розривних (K_P) дислокацій:

$$K_T = \sqrt{K_K(K_P + K_C)}. \quad (1)$$

© А. Ф. Булат, Л. І. Пимоненко, О. Б. Блюсс, Д. М. Пимоненко, 2013

Для оцінки розривних порушень був обраний коефіцієнт [5]:

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n H_i L_i}{S_i}, \quad (2)$$

де H_i — амплітуда розривного порушення, км; L_i — довжина розривного порушення, км; S_i — площа досліджуваної ділянки, км²; n — кількість розривних порушень у межах досліджуваної площі.

В основу розрахунку показника складчастої дислокованості покладено принцип оцінки деформації гірських порід [5]. Коефіцієнт складчастих порушень характеризує відносно зміну довжини ізогіпси в межах структури та визначається за такою формулою:

$$K_c = \sum_{i=1}^m \frac{l_{1i} - l_{0i}}{l_{0i}}, \quad (3)$$

де l_{1i} — довжина i -ї ізогіпси в межах структури, км; l_{0i} — відстань між кінцями i -ї ізогіпси в межах структури, км; m — кількість структур у межах досліджуваної площі.

Коефіцієнт мінливості кутів падіння порід на ділянці (K_k) було розраховано таким чином:

$$K_k = \frac{\alpha_{\max} + \alpha_{\min}}{180}, \quad (4)$$

де α_{\max} й α_{\min} — відповідно максимальний і мінімальний кути падіння порід на досліджуваній ділянці.

Розрахунки тектонічної дислокованості басейну проводили на основі геолого-структурної карти доверхньо-пермських відкладів Донецького вугільного басейну [6]. На базі типізації елементарних тектонічних структур вугільних пластів [7] обґрунтовано параметри складчастих і розривних структур (довжина складок 1 — 10 км, амплітуда 0,1–2 км; довжина розривів 1–10 км, амплітуда 0,1–1 км) та визначено площі квадратів (20 × 20 км), що необхідні для розрахунків. Однак при розрахунку тектонічної дислокованості Донецького басейну в регіональному плані з'ясувалася неможливість застосування показників K_p й K_c з таких причин:

амплітуду середньоамплітудних порушень у переважній більшості не винесено на карту, що значно ускладнює розрахунок K_p , проте амплітуда великоамплітудних порушень істотно змінюється по простяганню площини зміщувача;

величина K_c , яка залежить від кількості структур (n), що входять у квадрат, зростає та набуває вирішальної ваги при розрахунку K_T .

Перераховані недоліки привели до необхідності удосконалення методу оцінки регіональної тектонічної дислокованості басейну шляхом застосування відносних величин показників, які обчислюються як відношення значень показника в кожному квадраті до максимального значення його на площі басейну, і введення показника K_d , що враховує проведені зміни.

Усі показники безрозмірні і змінюються в межах від 0 до 1. Для дослідження взаємного впливу запропонованих показників було проведено парну кореляцію. Оскільки між цими показниками коефіцієнти кореляції менше 0,5, можна зробити висновок про те, що вони статистично незалежні і, отже, характеризують порушеність об'єкта з різних боків.

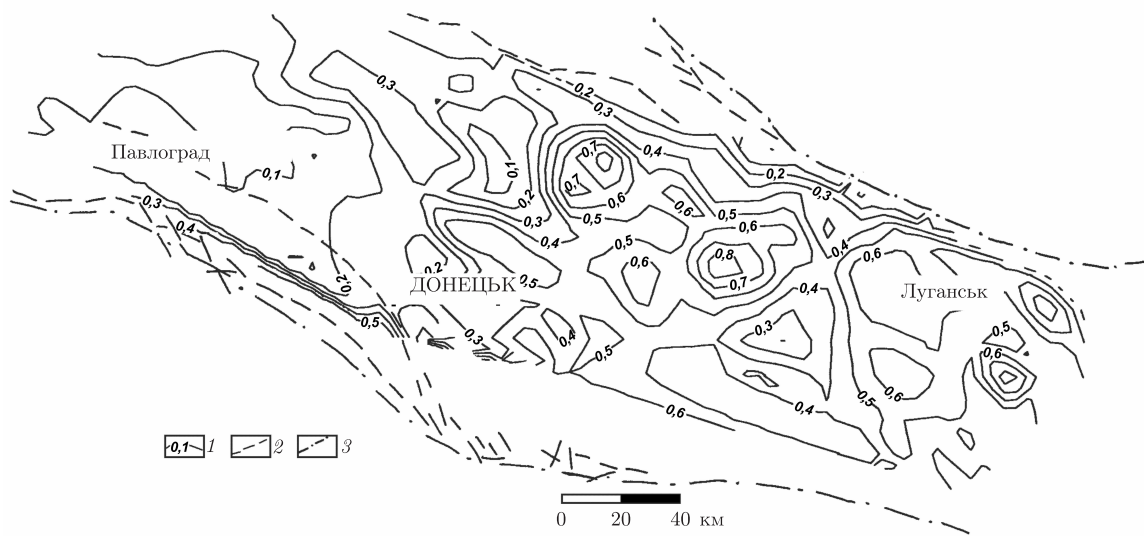


Рис. 1. Карта інтенсивності загальної дислокованості Донбасу: 1 — ізолінії показника K_d ; 2 — розривні дислокації; 3 — межі басейну

За обчисленими показниками розраховувалися статистичні параметри коефіцієнтів дислокованості (табл. 1).

Невеликі значення дисперсій вибірок і неістотні розбіжності між ними свідчать про те, що розкид показників за площею басейну приблизно однаковий, а отже, випадкові помилки, що спричинені похибками методики розрахунку, незначні і тому оцінки ознак на площі запропонованими показниками максимально правдоподібні. Високі коефіцієнти варіації (71–88%) свідчать про мінливість показників у межах Донецького басейну.

Розроблені нами показники дозволили побудувати карти тектонічної дислокованості як за кожним показником, так і загальної дислокованості K_d (рис. 1), які відображають регіональні закономірності розподілу деформацій різного типу на площі басейну. Очевидно, що за побудованими картами можливе лише суб'єктивне виділення областей (районів) з різними тектонічними умовами.

Одним з найбільш виправданих математичних підходів для виявлення ділянок з різною інтенсивністю та типами дислокацій в умовах Донецького басейну, який характеризується значною мінливістю структури, а отже, і особливостями поширення локальних скупчень метану, є метод нечіткої кластеризації. Метод призначений для виділення спостережень у більш-менш однорідні групи. Необхідно відзначити, що кількість груп (кластерів) може

Таблиця 1

Статистичні параметри	Тектонічні показники			
	K_p	K_c	K_k	K_d
Середнє значення	0,36	0,18	0,16	0,28
Стандартна помилка	0,02	0,02	0,01	0,02
Стандартне відхилення	0,27	0,19	0,14	0,20
Дисперсія вибірки	0,07	0,04	0,02	0,04
Ексцес	0,49	1,53	0,03	0,03
Асиметричність	0,63	1,42	0,98	0,78

бути задана довільно, залежно від масштабу досліджень і поставлених завдань. Серед методів нечіткої кластеризації найбільш ефективним є метод c -середніх Беждека [8, 9], де як цільовий функціонал розглядається сума зважених квадратів відхилень координат об'єктів, що класифікуються, від центрів кластерів:

$$J_m(U, v) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c (u_{ik})^m \|x_k - v_i\|^2, \quad (5)$$

де m — експоненціальна вага нечіткої кластеризації ($m > 1$); $x_k = \{x_k^1, \dots, x_k^q\}$ — k -й з об'єктів, що належать кластеризації (номер квадрата), представлений векторами ознак, які характеризують параметри масиву, q — кількість ознак; v_i — центр i -го кластера, що представлений вектором розмірності q ; n — кількість об'єктів; c — кількість кластерів.

Величина u_{ik} відображає ступінь належності k -го об'єкта i -му кластеру, причому

$$\sum_{i=1}^c u_{ik} = 1, \quad 1 \leq k \leq n. \quad (6)$$

У результаті розв'язання задачі мінімізації функціонала (5) відносно змінних U, v при обмеженнях (6) у [8] було отримано формули перерахунку ступенів належності

$$u_{ik} = \frac{1}{\sum_{j=1}^c \left(\frac{\|x_k - v_i\|}{\|x_k - v_j\|} \right)^{2/(m-1)}}, \quad 1 \leq i \leq c, \quad 1 \leq k \leq n, \quad (7)$$

та центрів кластерів

$$v_i = \frac{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m x_k}{\sum_{k=1}^n (u_{ik})^m}, \quad 1 \leq i \leq c, \quad (8)$$

на основі яких був запропонований алгоритм нечіткої кластеризації методом c -середніх. У наведених залежностях: u_{ik} — ступінь належності аналізованої області на карті до конкретного кластера по дислокованості; x_k — характеристики окремої області; v_i — координати центра кластера.

Результати кластеризації методом c -середніх [8], який заснований на формулах (7), (8), дозволили застосувати значення координат центрів кластерів між трьома усередненими групами (K_1, K_2, K_3) в ознаковому просторі (табл. 2).

Таблиця 2

Область	Тектонічні показники			
	K_p	K_c	K_k	K_d
Західна (K_1)	0,219	0,366	0,438	0,482
Центральна (K_2)	0,239	0,085	0,096	0,159
Східна (K_3)	0,590	0,389	0,305	0,528

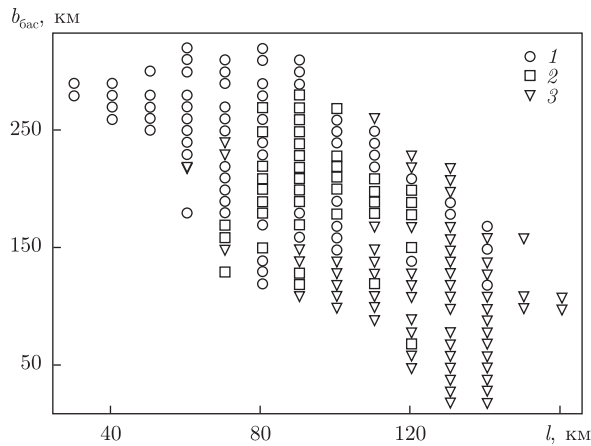


Рис. 2. Схема розташування тектонічних областей за даними кластерного аналізу: 1 — Західна область; 2 — Центральна область; 3 — Східна область

Застосування методу дало змогу обгрунтовано розділити площу Донецького басейну на три області як по кожному з показників, так і сумі показників. На рис. 2 наведено схему розташування тектонічних областей за даними кластерного аналізу показника K_d .

Розділення за окремими показниками дозволяє чисельно виділити ділянки: з найбільшою складчастістю (які можуть бути структурними пастками метану), розривною дислокованістю (які, з одного боку, збільшують газопроникність підробленого масиву, з іншою — сприяють його дегазації), кутами падіння (можуть сприяти дегазації або підтіканню газу з глибших горизонтів), що в поєднанні з аналізом літолого-фаціальних умов дозволить обгрунтовано зробити висновки про формування і збереження в них метану.

Отримані результати узгоджуються з геологічними даними. Так, наприклад, найбільші значення за показником складчастих дислокацій приурочені до північно-східного борту, де зосереджені родовища метану в куполовидних структурах; менші — до західної частини басейну (Західний Донбас).

Аналіз геологічних факторів — ступінь метаморфізму вугілля, потужність вугленосної товщі, кількість вугільних пластів, пористість, тип колекторів — дозволили визначити особливості формування скупчень метану в трьох виділених областях.

Західна область просторово приурочена до площ розвитку вугленосних відкладів, що містять вугільні пласти, складені марками Д, Г і частково М. Для неї характерні: невисокі (0,01–0,02) показники регіональної дислокованості; потужність вугленосної товщі менше 3 км, незначна (<10) кількість вугільних пластів, підвищена пористість (до 15–20%) і проникність. У цілому за наявності потужних колекторів, аргілітових покришок і структурно-літологічних умов обстановка сприятлива для газонакопичення. Для цієї області характерні скупчення метану, що пов'язані з колекторами порового і тріщинно-порового типу.

Центральна область прурочена до площі розвитку відкладів, що містять вугілля марок М–СС; показники тектонічної дислокованості змінюються від 0,06 до 0,42; потужність вугленосної товщі 3–5 км, кількість вугільних пластів 2–25, порівняно значна пористість (до 8–12%), середня або низька (при карбонатному цементі дуже низька) проникність. Мікропороди і локальні скупчення метану пов'язані з колекторами тріщинно-порового і порового типів.

Східна область приурочена до площі поширення вугілля марок П–А; для неї характерні: найбільш високі показники регіональної тектонічної дислокованості від 0,16 до 0,89; потужність вугленосної товщі >5 км, відносно низька пористість (до 3–4%), низька проникність і малосприятлива обстановка нагромадження вільного газу (без урахування сорбованих газів). Локальні скупчення метану пов'язані з колекторами тріщинного типу. Необхідно відзначити, що частина цієї області представлена високометаморфізованими антрацитами і в ній повністю відсутні скупчення метану, але виділити її за тектонічними показниками не представилося можливим.

Таким чином, при ухваленні рішення щодо прогнозу оцінки газоносності нових ділянок або шахт за тектонічними умовами необхідно визначитися в ступенях належності їх до відповідних кластерів, для чого слід розрахувати в ознаковому просторі відстань від вектора ознак області до відповідних центрів кластерів. Отримані результати можуть бути застосовані для визначення тектонічних умов знаходження метану в вугленосному масиві Донбасу досліджуваних ділянок.

1. *Кравцов А. И., Ефремов К. А.* Влияние геологических факторов на распределение природных газов в угольных пластах и вмещающих породах // Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т. 3. – Москва: Недра, 1980. – С. 74–101.
2. *Брижанев А. М.* Влияние разрывной малоамплитудной тектоники и трещин на метановыделение в подземные горные выработки угольных шахт Донбасса // Геология и разведка недр. – 1985. – № 2. – С. 51–55.
3. *Лидин Г. Д., Кравцов А. И.* Миграция газов и газовая зональность // Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. В 3 т. Т. 3. – Москва: Недра, 1980. – С. 56–73.
4. *Забигайло В. Е., Лукинов В. В., Пимоненко Л. И. и др.* Тектоника и горно-геологические условия разработки угольных месторождений Донбасса. – Киев: Наук. думка, 1994. – 150 с.
5. *Ярошевский В.* Тектоника разрывов и складок. – Москва: Недра, 1981. – 245 с.
6. *Геолого-структурная карта доверхнепермских отложений Донецького угольного бассейна / Сост. И. А. Очеретенко (отв. исп.), Т. С. Корсакова, В. П. Портнова, В. Вл. Троценко и др. – 1 : 200 000. – Москва: Мингео СССР, 1980. – 12 л.*
7. *Терентьев С. В.* Элементарные тектонические структуры угольных пластов и их типизация // Тектоника угольных бассейнов и месторождений СССР. – Москва: Недра, 1976. – С. 71–93.
8. *Bezdek J. C.* Pattern recognition with fuzzy objective function algorithms. – New York: Plenum Press, 1981. – 260 p.
9. *Булат А. Ф., Лукинов В. В., Киселева Е. М., Блюсс О. Б.* Прогнозная оценка выбросоопасности слоев песчаников на основе кластеризации в пространстве геологических данных // Доп. НАН України. – 2010. – № 11. – С. 85–89.

*Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова
НАН України, Дніпропетровськ*

Надійшло до редакції 29.11.2012

**Академик НАН Украины А. Ф. Булат, Л. И. Пимоненко, О. Б. Блюсс,
Д. Н. Пимоненко**

Влияние тектоники на региональные закономерности распределения газов в угленосных отложениях Донбасса

Для характеристики региональной структуры Донецького бассейна предложены показатели (углов падения пород, складчатых и разрывных дислокаций) и построены карты тектонической дислоцированности как по каждому показателю, так и общей дислоцированности (K_d), которые отражают особенности распределения деформаций разного типа на площа-

ди бассейна. Приведены результаты расчетов по тектоническим показателям методом нечеткой кластеризации, что позволило разделить площадь бассейна на три области. Показано, что основные геологические факторы — степень метаморфизма угля, мощность угленосной толщи, количество угольных пластов и пористость в выделенных областях отличаются и это обуславливает особенности формирования скоплений метана. Вычисленные значения координат центров кластеров позволяют определить степень принадлежности прогнозируемого участка к соответствующей области.

Academician of the NAS of Ukraine **A. F. Bulat, L. I. Pimonenko, O. B. Blyuss, D. M. Pimonenko**

Impact of the tectonics on regional regularities of the distribution of gases in coal-bearing deposits of Donbas

For the characteristic regional structure of the Donets basin, the coefficients (angles of falling rocks, folded and discontinuous dislocations) are offered, and the maps of tectonic dislocation by all parameters and of general dislocation (K_d), which reflect features of the distribution of deformations of different types in the basin area, are constructed. The results of estimations by tectonic coefficients by the fuzzy clustering method, which allowed us to divide the basin area into three zones, are presented. The basic geological factors — the degree of metamorphism of coal, capacity of the coal-bearing rock mass, number of coal seams, and porosity in the selected zones — differ, which determines features of the formation of aggregations of methane. The calculated values of coordinates of the centers of clusters enable us to determine the degree of belonging of the predicted site to the corresponding zone.