

УДК 553.981.4:553.94

УМОВИ ФОРМУВАННЯ І ЗБЕРЕЖЕННЯ СКУПЧЕНЬ МЕТАНУ В НИЗЬКОПОРИСТИХ ВУГЛЕНОСНИХ ВІДКЛАДАХ

Безручко К. А.

(ІГТМ ім. М. С. Полякова НАНУ, м. Дніпропетровськ, Україна)

Стаття посвячена обоснованию условий формирования и сохранения газовых скоплений в угленосной толще, с целью решения актуальной научной проблемы – прогнозної оцінки перспективності низькопористих терригенних отложень в локальних антиклинальних структурах.

The article is devoted the ground of forming and conservation terms of gas accumulations in a carboniferous strata, with the purpose of actual scientific problem decision – prognosis estimation of poor-porous terrigenous rocks perspective in the local anticlinal structures.

Пошуки газових родовищ у традиційних геологічних структурах, які раніше вважалися перспективними, на даний момент практично завершуються. У зв'язку з цим основні перспективи відкриття нових покладів вуглеводнів можуть бути пов'язані з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема, низькопористими колекторами вугленосної товщі. Метан є головним компонентом газів вугільних родовищ, яким насичена практично вся вугленосна товща і він є значним резервом для видобутку енергетичної сировини.

Доцільність досліджень у цьому напрямку підтверджується випадками, коли під час буріння геологорозвідувальних свердловин при перетині пісковиків мали місце викиди газу. Аналіз таких випадків засвідчив, що викиди відбувалися на ділянках з ная-

вністю локальних антиклінальних складок [1]. Вони ускладнюють моноклінальне залягання порід та виділяються за відхиленням гіпсометрії пласта від апроксимуючої поверхні. Такі структури не є замкнені вгору за піднесенням пласта і з точки зору класичної геології вважаються відкритими структурами. Наявність газових покладів у таких структурах, у загальних випадках, пояснюють або гідродинамічним фактором, або літологічним виклинуванням проникних шарів.

З огляду на низьку водопроникність порід вугленосної товщі високого ступеня катагенезу, особливо на глибоких горизонтах, механізм екранування газового покладу зустрічним потоком підземних вод не уявляється реальним. Механізм екранування газового покладу за рахунок виклинування шарів з покращеними колекторськими властивостями вгору за піднесенням пласта, поза сумнівом має місце, але не є універсальним і єдиним поясненням можливості наявності газових пасток у локальних антиклінальних структурах у всіх, без винятку, випадках. Обґрунтування умов формування і збереження скупчень метану у локальних антиклінальних структурах вугленосної товщі є актуальним завданням.

В ІТМ НАН України було запропоновано і досліджується [1, 2] механізм, за яким локальні антиклінальні структури, можуть бути пастками метану, резервуаром якої є зона розущільнення, яка виникла у склепінній частині структури за рахунок тріщиноутворення при лінійних крихких деформаціях розтягу, що перевищують критичні на розрив. Покришкою пастки слугують породи, що залягають вище, із покращеними пластичними властивостями, внаслідок чого вони залишаються непорушеними під час зминання у складку, а екраном – непроникні шари того ж пісковика, за піднесенням вгору, деформація розтягу в яких не досягла гранично допустимої для порушення суцільності межі (рис. 1).

Під час вигину порід в антиклінальну складку відбувається розтягування породних шарів, яке збільшується від подошви до покрівлі, що сприяє збільшенню тріщинуватості у цьому ж напрямку. Нижня частина пісковика, в якій деформації розтягування не сягають гранично допустимих значень, залишається неур-

женою тріщинами, а у верхній – розвиваються тріщини, що збільшують проникність.

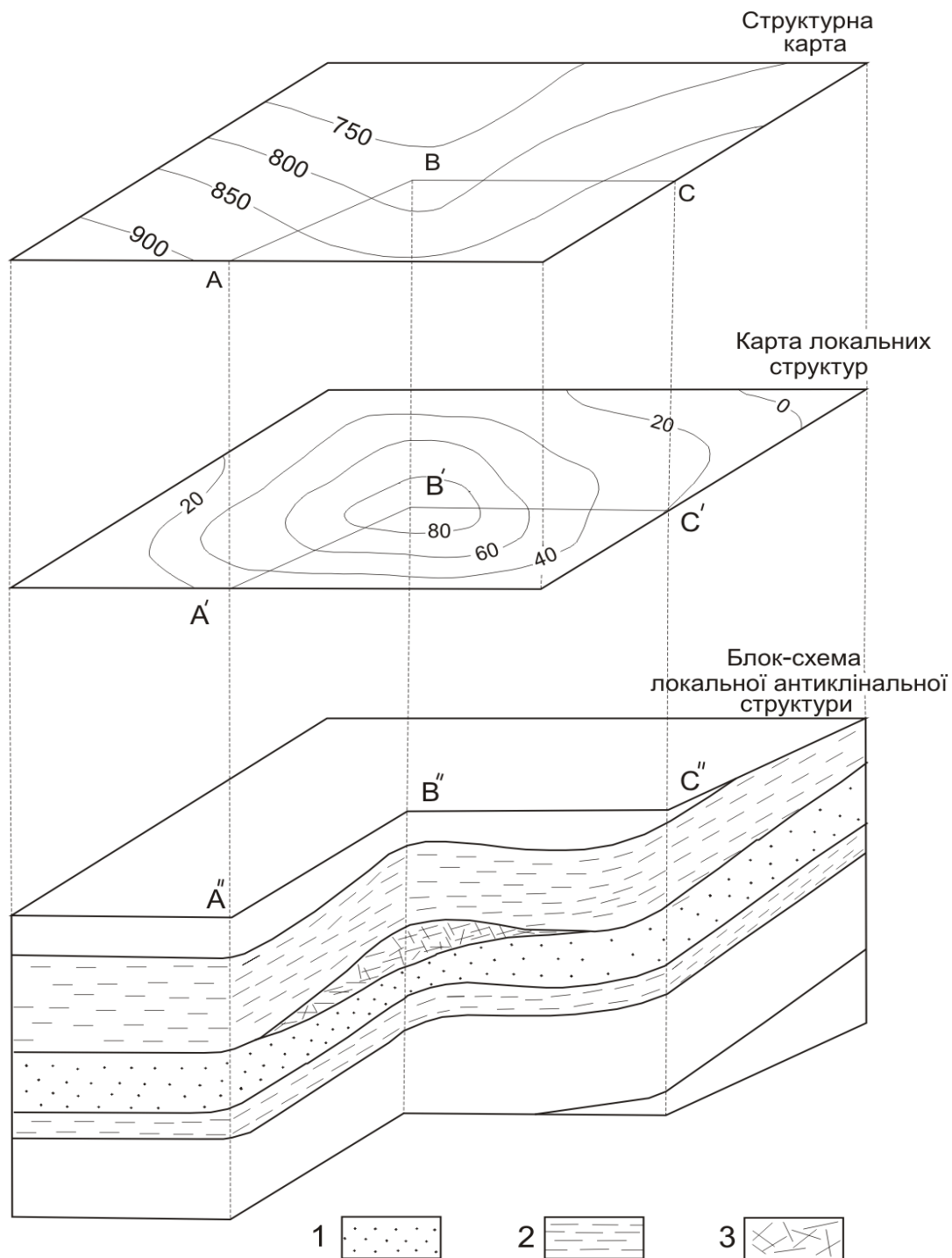


Рис. 1. Модель формування газового скупчення у склепінній частині локальної антиклінальної структури: 1 - пісковик; 2 - непроничні породи; 3 - тріщинувата зона

Критична товщина розраховується як різниця між двома радіусами кривизни складки, що визначають довжини дуг, які відрізняються між собою, пропорційно величині гранично допустимій деформації розтягування [1, 2]:

$$m_{KR} = \varepsilon_{KR} \left(\frac{l^2}{8h} + 0,5h \right), \quad (1)$$

де m_{KR} – критична товщина пласта пісковика, м;
 ε_{KR} – значення гранично допустимої деформації розтягування для породи, б/р;

h – амплітуда (висота) складки, м;

l – ширина складки, м.

Гранично допустимі деформації розтягування для пісковиків складають 0,003-0,004 [3]. Ефективна товщина розраховується як різниця між товщиною пласта пісковику і його критичною товщиною [1, 2]:

$$m_{ef} = m - m_{KR}, \quad (2)$$

де m_{ef} – ефективна товщина пласта пісковику, м;

m – товщина пласта пісковику, м.

За цим принципом можна визначити відносні лінійні деформації порід у склепінні складки [4]:

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{8mh}{l^2} \right)^{-1}, \quad (3)$$

де ε – відносна лінійна деформація, б/р;

h – амплітуда (висота) складки, м;

l – ширина (довжина) складки, м.

Величини деформацій залежать від параметрів складки (амплітуди та ширини) та товщини пласта. Відносна об'ємна деформація розраховується як добуток лінійних деформацій за шириною та довжиною складки.

Аналіз вторинної складчастості у Донбасі [4] засвідчив, що коефіцієнт вигину (тобто відношення амплітуди складки до її ширини) для реальних локальних структур варіює у межах 0,009-0,035, складаючи у середньому 0,01-0,02. Це може спричинити

розущільнення, яке характеризується коефіцієнтом відносної лінійної деформації 1,003-1,040 і, відповідно, коефіцієнтом відносної об'ємної деформації – 1,007-1,080. За розрахунками [4] таке об'ємне розущільнення може призвести до збільшення абсолютної пористості від 0,8 % до 7,0 % та, відповідно, відкритої пористості на 0,5-6,5 %. Пористість у зоні розущільнення через коефіцієнт об'ємної деформації породного масиву визначається за формулою:

$$P' = \frac{P + (\omega - 1)}{\omega}, \quad (4)$$

де P – початкова пористість, частки одиниці;

P' – пористість у зоні розущільнення, частки одиниці;

ω – коефіцієнт, що характеризує відносну об'ємну деформацію породного масиву і чисельно дорівнює відношенню об'єму розущільненого масиву до первинного об'єму масиву до змінання у складку, б/р.

При цьому приріст пористості у процесі розущільнення практично не залежить від початкової пористості, а визначається, головним чином, параметрами структури (тобто амплітудою і шириною) та товщиною пласта.

При збільшенні пористості у зоні розущільнення, що виникла внаслідок процесів тріщиноутворення, збільшується також ефективна пористість, яка формується, як за рахунок збільшення об'єму порожнин (у даному випадку тріщин), так і за рахунок перерозподілу газової та водної фаз і зменшення водонасиченості. Ступінь заповнення пор газом збільшується, його остаточне значення визначається приростом пористості та початковим водонасиченням [5]:

$$V'_2 = 1 - G \frac{P(1 - P')}{P'(1 - P)}, \quad (5)$$

де V'_2 – ступінь заповнення пор газом при збільшенні пористості, частки одиниці;

G – початковий ступінь заповнення пор водою, частки одиниці.

За розрахунками [6, 7], навіть за початкових крихких деформаціях розриву при мінімальній розкритості тріщин у 10-15 мкм, у пісковиках формуються фільтраційні властивості із абсолютною газопроникністю у десятки мілідарсі, які відповідають промисловим колекторам IV класу згідно з класифікацією [8] і є сприятливими для скупчення метану, тоді як непорушена частина пісковика залишається з низькими фільтраційними властивостями, із проникністю нижчою не менш, як на два порядки.

Розглянемо умови, за якими непорушена частина гірського масиву може мати екранувальні властивості, тобто слугувати покришкою або екраном. На підставі експериментів Львівським відділенням ДГРІ встановлена емпірична залежність, яка безпосередньо характеризує зв'язок перепаду тиску прориву та коефіцієнту абсолютної газопроникності [9]:

$$P_{\text{ПР}} = 0,078 \cdot \left(\frac{1}{K_{\text{ПР}}} \right)^{0,35}, \quad (6)$$

де $P_{\text{ПР}}$ – тиск прориву, МПа;

$K_{\text{ПР}}$ – проникність породи, $10^{-12} \text{ м}^2 \text{ (Д)}$.

Перепад тиску прориву, або тиск прориву – це власне, найменший перепад тиску, необхідний для витиснення взаємонерозчинених флюїдів. Він є суто гідродинамічним ефектом, зумовленим поверхневими силами, що діють на межі розділу фаз, і за значенням практично дорівнює капілярному тиску в найбільших порових каналах породи [10]. Перепад тиску характеризує екранувальну здатність гірської породи і визначає яким має бути перевищення пластового тиску над капілярним для початку процесу руху флюїда через поровий простір низькопроникних порід. Перетворення формули (6) дозволяє вирішити зворотню задачу – виконати розрахунок значень абсолютної проникності, що відповідають певному тиску прориву:

$$K_{\text{ПР}} = (12,82 \cdot P_{\text{ПР}})^{-2,857} \quad (7)$$

Для оцінки екранувальних властивостей порід необхідне визначення параметрів тиску прориву, який може мати місце в реальних умовах. Питанню впливу інтенсивності складкоутворення на аномальність пластових тисків присвячені дослідження

О.О. Орлова та інш. [11]. Йому вдалося встановити генетичний зв'язок пластових тисків з процесом складкоутворення та отримати ряд емпіричних залежностей, які пов'язують величини цього тиску з інтенсивністю складчастості. Зокрема, для Дніпровсько-Донецької Западини (ДДЗ) – області найбільш близької та подібної за геологічною будовою до Донбасу, така залежність апроксимується наступною формулою:

$$P_H^D = 0,0102884 \cdot H \cdot e^{0,0003 \cdot i^2}, \quad (8)$$

У спрощеному вигляді формула (8) набуває вигляду

$$P_H^D = 0,01H \cdot e^{0,0003 \cdot i^2} \quad (9)$$

Не складно побачити, що частина формули (9), а саме $0,01 \cdot H$, фактично є гідростатичним тиском, вираженим у мегапаскалях, на глибині H , а частина, що залишилася, тобто експонента є не що інше, як коефіцієнт аномальності K_a пластового тиску:

$$K_a = e^{0,0003 \cdot i^2} \quad (10)$$

У табл. 1 наведені розрахункові дані низки локальних антиклінальних структур у Донбасі, які цілком узгоджуються з аналітичними розрахунками. Виходячи з того, що мінімальні значення площі склепінних частин реальних локальних структур складають порядку $0,3 \text{ км}^2$, при висоті складки у склепінні не більше $9,0\text{-}10,0 \text{ м}$, розрахункові максимальні коефіцієнти аномальності складають $1,3\text{-}1,4$. Це максимальні перевищення пластових тисків над гідростатичними, які можуть спостерігатися на реальних структурах у Донбасі.

Отримані розрахункові значення коефіцієнтів повністю узгоджуються з результатами фактичних вимірів НГПТ (надгідростатичних пластових тисків).

Фактичні коефіцієнти аномальності сягають значень $1,19\text{-}1,33$ [12]. Таким чином, максимальний коефіцієнт перевищення пластового тиску над гідростатичним, зафіксований на даний час у вугленосній товщі Донбасу, складає $1,33$.

Таблиця 1

Аналіз параметрів інтенсивності вторинної складчастості
 (локальних антиклінальних структур) Донбасу

Шахта, індекс пласта	Амплі- туда, м	Розмір структури, м	Площа структури, км ²	Коефі- цієнт інтенсив- ності, б/р	Коефі- цієнт аномаль- ності, б/р
ім. О.О. Ско- чинського, h_4^1	15,0	2000×1500	2,404	6,24	1,01
	16,0	1500×1200	1,431	11,18	1,04
	45,0	1300×1300	1,327	33,91	1,41
	17,0	1800×1300	1,886	9,00	1,03
ім. О.Ф. За- сядька, m_3	8,7	800×425	0,283	30,74	1,33
ім. В.М. Ба- жанова, m_3	6,8	750×600	0,358	18,99	1,11
Бутовська, n_1	14,9	910×560	0,424	35,14	1,45

Виходячи з цього можливо виконати прогноз імовірних значень перевищень пластових тисків на різних глибинах в умовах Донбасу. На рисунку (рис 2) наведені графіки максимальних (коефіцієнт аномальності прийнятий рівним 1,35 – суцільна лінія) і середніх (пунктирна лінія) (коефіцієнт аномальності – 1,175) перевищень пластових тисків над розрахунковими гідростатичними, які можуть мати місце на різних глибинах.

На глибинах від 500 м до 2500 м середні перевищення пластових тисків можуть скласти від 0,875 МПа до 4,375 МПа, максимальні – від 1,750 МПа до 8,750 МПа. Середнім значенням надлишкових тисків відповідають породи з проникністю $0,1 \cdot 10^{-15}$ – $0,01 \cdot 10^{-15}$ м², максимальним – $0,01 \cdot 10^{-15}$ – $0,001 \cdot 10^{-15}$ м². Таким чином, непорушені у процесі складкоутворення шари пісковика можуть слугувати екраном газового покладу.

Таким чином, з точки зору зміни параметрів головних колекторських властивостей гірських порід (пористості, газонасиченості та проникності), які відбуваються під час утворення локальних антиклінальних структур, розглянутий механізм формування газових скупчень є цілком реальним.

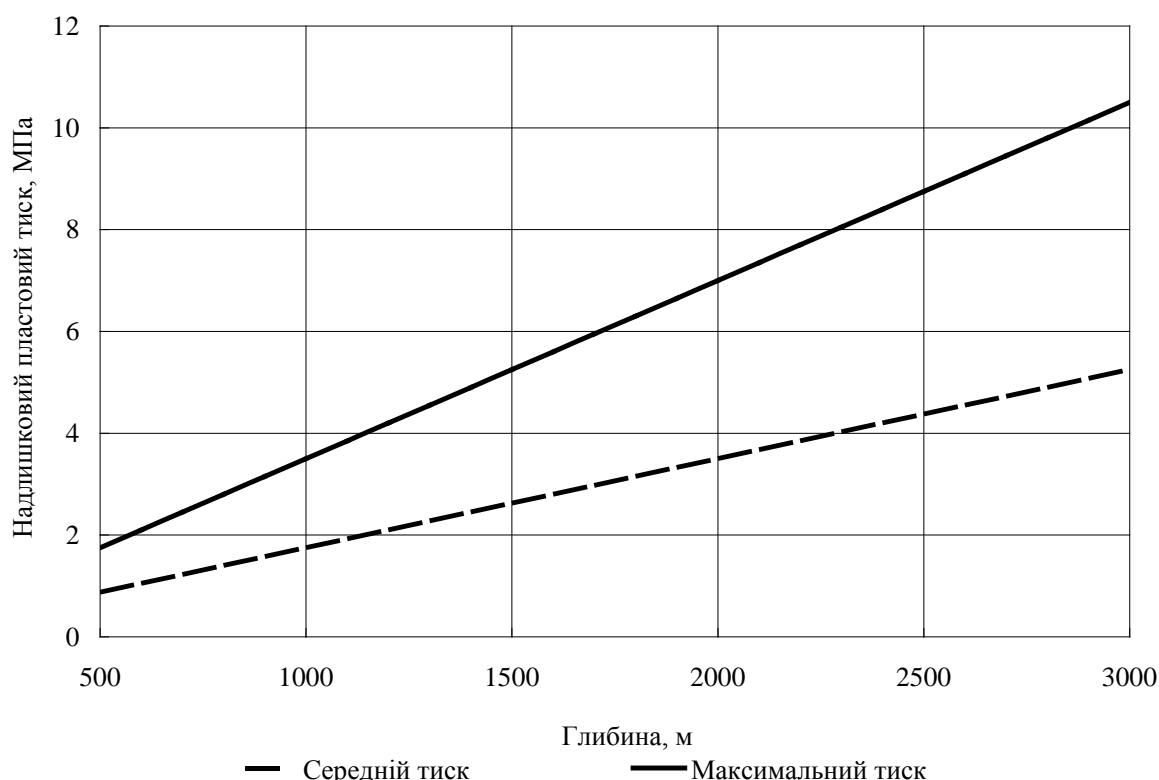


Рис. 2. Залежність можливих надлишкових пластових тисків у локальних антиклінальних структурах Донбасу від глибини

Збільшення пористості і проникності та супровідне з ними зростання відносного газонасичення за рахунок набуття газом рухливості та перерозподілу фаз (води та газу), призводять до формування сприятливих умов для створення газових покладів, а саме збільшення проникності до $n \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ (десятки мілідарсі) та отримання пісковиками властивостей притаманних промисловим колекторам IV класу і супровідному зростанню ступеня заповнення пор газом у розущільненій зоні. Непорушена частина масиву, навпаки, залишається непроникною і слугує флюїдоупором.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // *Науковий вісник НГУ* – № 4. – 2007. – С. 55 – 59.
2. Скупчення вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон та визначення їх параметрів: СОУ 10.1.05411357.004:2005. – К.: Мінвуглепром України, 2005 – 12 с. – (Нормативний документ Мінвуглепрома України).
3. Иофис М. А. Инженерная геомеханика при подземных разработках / М. А. Иофис, А. И. Шмелёв. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Безручко К. А. Оценка пористости горных пород в локальных антиклинальных структурах / К. А. Безручко // *Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины.* – Днепропетровск. – 2008. – Вып. № 80. – С. 77 – 83.
5. Безручко К. А. Изменение газонасыщенности пород при разуплотнении горного массива / К. А. Безручко // *Геотехн. механика.* – 2007. – № 73. – С. 220 – 223.
6. Лукинов В. В. Формування проникності гірських порід у локальних антиклінальних структурах / В. В. Лукинов, К. А. Безручко // *Зб. наук. пр. УкрДГРІ.* – 2009. – № 1 – 2. – С. 106 – 110.
7. Лукинов В. В. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід / В. В. Лукинов, К. А. Безручко *Стаття 2. Обгрунтування фільтраційних параметрів межі колектор-екран низькопористих теригенних порід // Геологія і геохімія горючих копалин.* – 2009. – № 3 – 4 (148 – 149). – С. 5 – 14.
8. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969 – 368 с.
9. Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь породи-покришки. Методика дослідження. СОУ 73.1-41-08.11.06:2005. – К.: Держгеолслужба України, 2005. – 16 с.

10. Фецишин В. О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В. О. Фецишин – К. : УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
11. Орлов А. А. Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складкообразовательными тектоническими процессами в осадочном чехле земной коры / А.А. Орлов, Д.Д. Федоришин, С.А. Лизун. – Ивано-Франковск: Факел, 2008. – 154 с.
12. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / Булат А. Ф., Звягильский Е. Л., Лукинов В. В. и др. – К. : Наук. думка, 2008. – 412 с.