

УДК 552.513:622.411.332:533.17

Вячеслав ЛУКІНОВ, Костянтин БЕЗРУЧКО

**УМОВИ ФОРМУВАННЯ МЕЖІ
КОЛЕКТОРІВ ГАЗУ В ПІСКОВИКАХ
ЛОКАЛЬНИХ АНТИКЛІНАЛЬНИХ СТРУКТУР ДОНБАСУ**

Інститут геотехнічної механіки
ім. М. С. Полякова НАН України, Дніпропетровськ,
e-mail: gvrvg@meta.ua

Розглянуто можливість існування газових скупчень у локальних антиклінальних структурах вугленосної товщі Донбасу щодо наявності зони розуцільнення та порід з екранувальною здатністю, які можуть слугувати покришкою (екраном). Екранувальна здатність порід розглядається за їхньою абсолютною проникністю та тиском прориву, потрібним для фільтрації флюїдів. Розраховано значення тисків прориву відповідно до абсолютної проникності по газу. Згідно з розрахунками, породи з абсолютною проникністю 10^{-16} м² здатні витримувати надлишковий тиск до 2,0 МПа, з проникністю 10^{-17} м² – до 4,4 МПа. Для порід з абсолютною проникністю 10^{-18} м² тиск прориву має становити не менше ніж 9,8 МПа. Розглянуто механізм виникнення надлишкового тиску під час складкоутворення. Оцінено можливі пластові тиски в локальних антиклінальних структурах. Значення пластових тисків розраховували з допомогою коефіцієнта аномальності за емпіричною формулою, отриманою для Дніпровсько-Донецької западини.

Коефіцієнт аномальності – це відношення початкового пластового тиску до гідростатичного для відповідної глибини. Його значення залежить від інтенсивності складкоутворення, яку, у свою чергу, визначають за параметрами структури – висотою та площею. Аномально високі пластові тиски для структур Донбасу за розрахунками можуть характеризуватися максимальними значеннями коефіцієнта аномальності 1,31–1,40. Середнє значення – 1,17. Отримані аналітичні результати цілком збігаються з фактичними замірами пластових тисків. На глибинах 500–2500 м перепад тиску може становити в середньому від 0,875 до 4,375, максимально – до 1,750–8,750 МПа. Середнім значенням надлишкових тисків відповідають породи з проникністю 10^{-16} – 10^{-17} м², максимальним – 10^{-17} – 10^{-18} м². Зроблено висновок, що не порушені під час складкоутворення шари пісковика можуть слугувати екраном газового покладу за мінімальних значень тиску, потрібного для прориву флюїдів, тобто за абсолютної проникності 10^{-16} м² (десяті частки мілідарсі).

Ключові слова: газові скупчення, локальні структури, проникність, тиск прориву.

Одним з головних завдань національної економіки є забезпечення країни паливно-енергетичними ресурсами. Через значне виснаження розвіданих

свого часу запасів вуглеводнів і те, що пошуки родовищ у традиційних геологічних структурах на сьогодні завершуються, основні перспективи відриття нових покладів можуть бути пов'язані з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема низькопористими колекторами вугленосної товщі.

Метан є головним компонентом газів вугільних родовищ, і майже вся вугленосна товща гірських порід насичена ним. За останні роки видобуток цієї сировини в розвинених країнах світу досяг межі, сумірної з обсягами видобутку природного газу. 2006 р. у США на вугільних родовищах видобуто 50,4 млрд м³ метану, що сягає 9 % загального обсягу видобутого сухого газу (Мировой..., 2008). Ресурси цього корисного енергоносія в Україні оцінюються від 3,8 до 25,0 трлн м³, що набагато перевищує ресурси природного газу (Лукинов, Пимоненко, 2008). Спосіб оцінювання метану як самостійної корисної копалини відкриває нові (не тільки шахтні) можливості комплексного освоєння вугільних родовищ як метановугільних. Під час комплексного освоєння необхідно усвідомлювати, що вирішення проблеми газоносності вугільних басейнів та родовищ України тісно пов'язане не тільки з питаннями безпеки проведення гірничих робіт по газовому фактору, але й з охороною навколишнього середовища, зокрема зі зменшенням шкідливих викидів в атмосферу при утилізації газу метану як енергетичної та хімічної сировини.

Специфіка метановугільних родовищ Донбасу полягає в тому, що породи, які переважно містять вуглеводні – вугілля та пісковики, є майже непроникними, тому метан у них перебуває, головним чином, у слабкозв'язаному або нерухомому стані (Лукинов, 2009). Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу здебільшого пов'язані з тріщинуватими зонами. Про велику роль, яку відіграє тріщинуватість у формуванні локальних скупчень вільного газу в товщі вугленосних відкладів, свідчать відомості про суфлярні виділення в гірничі виробки вуглевидобувних шахт (Триплет и др., 2000). Вивільнення метану може відбуватися внаслідок природних тектонічних або техногенних процесів, коли тріщинуватість, що виникає в зоні розуцільнення, збільшує проникність вуглевмісних порід, підвищує рухливість фаз у системі “вода–газ” гірського масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, які відрізняються від фонового поширення метану не об'ємом, а підвищеною тріщинно-поровою або тріщинною газопроникністю (Лукинов, Пимоненко, 2008). Такими колекторами в низькопроникній вугленосній товщі можуть бути зони тріщинуватості, сформовані шляхом розуцільнення у склепінних частинах локальних антиклінальних структур – геміантикліналей (структурний ніс, структурний виступ) та флексур, які ускладнюють монокліналі та виділяються за відхиленням гіпсометрії пласта від апроксимувальної поверхні. Коли деформації вигину пісковиків у склепіннях позитивних структур перевищують критичні деформації розтягування шарів пісковиків, у них утворюються крихітні деформації розриву, що призводять до виникнення тріщинуватості, зміни колекторських властивостей – збільшення проникності уражених тріщинами шарів пісковіку, та формування, за певних умов, газових пасток.

Доцільність досліджень у цьому напрямі підтверджується випадками, коли під час буріння з поверхні геологорозвідувальних свердловин при перетині пісковиків мали місце викиди газу. Аналіз таких фактів свідчить, що

вони відбувалися на ділянках з локальними антиклінальними складками. Такі структури не є замкнені вгору за піднесенням пласта і, з точки зору нафтогазової геології, є відкритими. Наявність відомих покладів природного газу в подібних структурах пояснюють виключно літологічним виклинюванням шарів угору за піднесенням пласта. У роботі (Лукинов, 2007) було зроблено припущення, що екраном газового покладу можуть бути низькопроникні шари пісковика, які не зазнали під час складкоутворення деформацій, що перевищують критичні для порушення суцільності, унаслідок меншого вигину, натомість шари пісковика, що зазнали максимальних деформацій, набули сприятливих колекторських властивостей завдяки тріщиноутворенню. Тобто, локальні антиклінальні структури, які ускладнюють монокліналі і виділяються по відхиленню гіпсометрії пласта від апроксимувальної поверхні, можуть бути пастками метану, резервуаром яких є зона розуцільнення, утворена в склепінній частині структури внаслідок тріщиноутворення при лінійних крихких деформаціях розтягу, що перевищують критичні на розрив. Покришкою пастки слугують породи, що залягають вище, із покращеними пластичними властивостями, завдяки чому вони залишаються непорушеними під час зминання в складку, а екраном – непроникні шари того самого пісковика за піднесенням вгору, деформація розтягу в яких не досягла межі гранично допустимої для порушення суцільності.

Можливість існування резервуару з покращеними колекторськими властивостями за наведеним механізмом формування газових скупчень, раніше висвітлювалася в роботах (Безручко, 2007, 2008; Лукинов, Безручко, 2009), у яких розглянуті питання формування, відповідно, водогазонасиченості, пористості та абсолютної проникності гірських порід у тріщинуватій зоні склепінних частин локальних антиклінальних структур. У роботі (Безручко, 2008) зазначено, що коефіцієнт вигину (відношення амплітуди складки до її ширини) для реальних локальних структур Донбасу варіює в межах 0,009–0,028 і в середньому становить 0,010–0,020, що може спричинити розуцільнення, яке характеризується коефіцієнтом відносної лінійної деформації 1,003–1,040, тобто таким, значення якого перевищують критичні для пісковиків, згідно з даними (Йофис, Шмелёв, 1985), та можуть призвести до порушення суцільності гірських порід і розуцільнення з коефіцієнтом відносного об'ємного розуцільнення 1,007–1,080. За розрахунками, наведеними в цій роботі, таке розуцільнення може спричинити збільшення абсолютної пористості від 0,8 до 7,0 %. При цьому приріст пористості під час розуцільнення майже не залежить від початкової, а визначається, головним чином, параметрами структури (амплітудою і шириною) та товщиною пласта.

Зазначимо, що при збільшенні абсолютної і відкритої пористості в зоні розуцільнення, що виникла внаслідок тріщиноутворення, збільшується також ефективна пористість, як через збільшення об'єму порожнин (тріщин), так і перерозподіл газової та водної фаз і зменшення водонасиченості. Ступінь заповнення пор газом збільшується, його остаточне значення визначається приростом пористості та початковим водонасиченням (Безручко, 2007). Також доведено, що при розтягуванні, яке перевищило гранично допустиму для порушення суцільності межу, та мінімальних крихких деформаціях розриву в низькопористих пісковиках виникають фільтраційні властивості (які відповідають промисловим колекторам IV класу із газопроникністю 10^{-14} м²

(десятки мільдарси)), сприятливі для скупчення метану, натомість непорушена частина пісковика залишається з низькими фільтраційними властивостями, із проникністю, нижчою не менш ніж на два порядки (Лукінов, Безручко, 2009).

Як відомо, для існування газових скупчень, окрім геологічної структури та порід-колекторів, здатних акумулювати вільні вуглеводні, необхідна наявність покритишки і (або) екрану, тобто газонепроникних порід, які запобігають міграції газу в масиві гірських порід. Метою роботи є обґрунтування умов, за яких, за наведеним механізмом формування газових скупчень, непорушена частина гірського масиву може мати екранувальні властивості, тобто слугувати покритишкою або екраном.

За визначенням, під породою-покритишкою (екраном) розуміють гірську породу, геолого-фізичні властивості якої запобігають переносу вуглеводнів із колектора догори по геологічному розрізу і під якою можливе зберігання покладів нафти і газу (Визначення..., 2005). Згідно з класифікацією А. Ханіна (Ханин, 1969), породи за екранувальною здатністю поділяють на 5 груп – від надто високої до низької. Ця класифікація разом із абсолютною проникністю по газу та максимальним діаметром фільтрувальних пор регламентує ще й такий параметр, як тиск прориву. Систематичні експериментальні роботи з визначення цього параметра виконуються ще з 60-х років 20-го сторіччя багатьма дослідниками, головним чином, для вивчення екранувальних властивостей порід-покритишок. Як зазначає В. Федішин (2005), щодо порід-колекторів цієї проблеми не порушували. Введення до процесу фільтрації поняття перепаду тиску було зумовлене тим, що численними дослідженнями параметрів фільтрації флюїдів через низькопористі та низькопроникні породи зафіксоване їхнє відхилення від закону Дарсі в діапазоні малих швидкостей потоку. До чинників впливу на фільтрацію зараховують: прояв капілярних і поверхневих сил, що викликають гістерезис кута змочування та адсорбцію молекул газу, набухання глинистої складової порід тощо (Федішин, 2005). У низькопористих породах з переважанням порових каналів розміром 10^{-6} – 10^{-8} м поровий простір значно (до 50 % і більше) заповнений зв'язаною (залишковою) водою, яка утримується дією капілярних сил, що зумовлює специфічні ефекти, спричинені дією цих сил і подолання яких потребує наявності певного пластового тиску. Капілярний тиск описується відомим рівнянням Лапласа. Величина капілярних сил тим більша, чим тонші капіляри, що утримують рідину:

$$P_k = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r},$$

де P_k – капілярний тиск; σ – поверхневий натяг на межі взаємонерозчинених фаз; θ – крайовий кут змочування; r – радіус порового каналу.

Зростання капілярних сил, а також поверхневої активності породи негативно впливає на її здатність фільтрувати флюїди. У процесі витіснення порових флюїдів фільтрація настає лише після створення певного перепаду тиску, достатнього для подолання опору цих сил (Федішин, 2005). Уперше такі висновки зробив М. Маскет (1949), який наголошував, що в цементованих породах з низькими пористістю і проникністю капілярні сили мають

відігравати вагому роль. Пізніше цю тезу постулювало багато авторів (Оркин, Кучинский, 1956; Котяхов, 1956; Линецкий, 1974), однак, як справедливо зазначає В. Федішин (2005), переважно апріорно. Зацікавленість до вивчення фільтраційних ефектів у низькопроникних породах зростає з потребою освоєння покладів нафти і газу в нетрадиційних колекторах та переходом на великі глибини, де їхня частка збільшується.

Підсумовуючи відомості щодо цього параметра, зазначимо, що перепад тиску прориву, або тиск прориву, – це найменший перепад тиску, потрібний для витіснення взаємонерозчинених флюїдів. Він є суто гідродинамічним ефектом, зумовленим поверхневими силами, що діють на межі розподілу фаз, і за значенням майже дорівнює капілярному тиску в найбільших порових каналах породи (Федішин, 2005). Перепад тиску характеризує екранувальну здатність гірської породи і визначає необхідність перевищення пластового тиску над капілярним для початку процесу руху флюїду через поровий простір низькопроникних порід.

У високопористих і відповідно високопроникних породах значення тиску прориву дуже малі. Прорив газу в них настає за умови перепаду тиску менше ніж 0,01 МПа, і навіть насичення породи водою не є перешкодою для відновлення фільтрації газу (Федішин, 2005). Тому в породних зразках з абсолютною газопроникністю понад $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ надлишковий тиск для прориву газу через водонасичені породи майже не фіксується, натомість у менш проникних породах він може бути істотним. До прикладу, у роботі (Фильтрационные..., 1985) наведено дані щодо тиску прориву порід з абсолютною газопроникністю 10^{-20} – 10^{-19} м^2 , який перевищує 10 МПа і, як правило, знаходиться в межах 14–32 МПа. Там само зазначається, що перепади тисків понад 10 МПа у природних умовах поодинокі або майже не трапляються. Тому з позицій актуалізму пояснити механізм міграції газу через такі покритишки неможливо. В. Федішин (2005) також наводить дані Я. А. Пилипа, за якими тиск прориву для порід-колекторів не перевищує 0,2 МПа, а порід-покритишок становить 10 МПа і більше. Екстраполюючи ці дані в межі 10^{-18} – 10^{-17} м^2 , спостерігаємо, що перепад тиску прориву для порід-покритишок і колекторів відрізняється приблизно на порядок.

За законом Дарсі, можлива витрата флюїду Q при фільтрації розраховується за формулою:

$$Q = \frac{K_{\text{пр}} F \Delta P_{\Phi}}{\mu \cdot L},$$

де $K_{\text{пр}}$ – проникність породи; F – площа фільтрації; ΔP_{Φ} – перепад тиску при фільтрації; μ – в'язкість флюїду; L – довжина шляху фільтрації, яка в цьому випадку відповідає товщині покритишки.

Відповідно перепад тиску при фільтрації визначається:

$$\Delta P_{\Phi} = \frac{Q \mu L}{K_{\text{пр}} F}. \quad (1)$$

Коли перепад тиску ΔP більший за перепад тиску, який необхідний для початку фільтрації, його можна розглядати як тиск прориву. Очевидно, що чим менша проникність породи, тим більшим має бути тиск для подолання

капілярних сил та прориву флюїду через покришку. Значення тиску прориву зворотно пропорційне коефіцієнту проникності. Справедливість цього положення підтверджена експериментальними даними (Ханин, 1969; Тульбович, 1979; Фильтрационные..., 1985; Федашин, 2005). На підставі експериментів встановлено емпіричну залежність, яка безпосередньо характеризує зв'язок перепаду тиску прориву та коефіцієнта абсолютної газопроникності (Визначення..., 2005):

$$P_{\text{пр}} = 0,078 \cdot \left(\frac{1}{K_{\text{пр}}} \right)^{0,35}, \quad (2)$$

де $P_{\text{пр}}$ – тиск прориву, МПа; $K_{\text{пр}}$ – проникність породи, $10^{-12} \text{ м}^2 \text{ (Д)}$.

Формула (2) використовується для розрахунку орієнтовного значення тиску прориву у відповідному нормативному документі (Визначення..., 2005) при визначенні тиску прориву вуглеводневих флюїдів через породи-покришки в лабораторних умовах. На рис. 1 наведено графік цієї залежності. Вона дозволяє оцінити екранувальні властивості порід з різною абсолютною проникністю. Так, породи з проникністю 10^{-16} м^2 (0,1 мД) здатні витримувати надлишковий тиск до 2,0 МПа, 10^{-17} м^2 (0,01 мД) – до 4,4 МПа; для порід з абсолютною проникністю 10^{-18} м^2 (0,001 мД) тиск прориву повинен становити не менше ніж 9,8 МПа (див. рис. 1).

Перетворення формули (2) дозволяє вирішити зворотну задачу – виконати розрахунок значень абсолютної проникності, що відповідають певному тиску прориву:

$$K_{\text{пр}} = (12,82 \cdot P_{\text{пр}})^{-2,857}.$$

Для оцінки екранувальних властивостей гірських порід потрібно визначити параметри тиску прориву в реальних умовах. У газонасиченому ма-

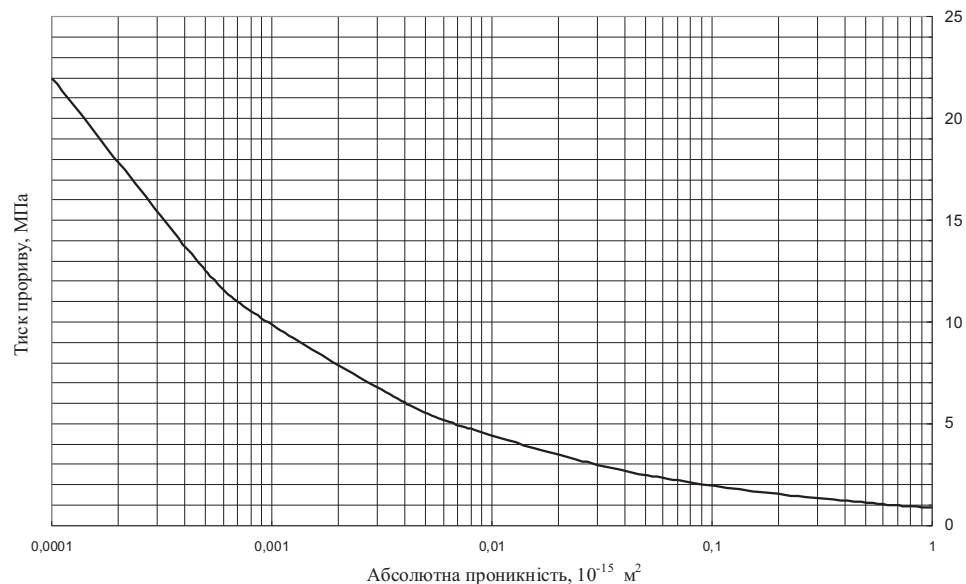


Рис. 1. Залежність тиску прориву гірських порід від абсолютної проникності

сиві гірських порід виникнення надлишкового тиску можливе за умови перевищення пластового тиску над нормальним гідростатичним. Для характеристики аномальності пластових тисків у тій або іншій точці осадової товщі земної кори застосовується поняття коефіцієнта аномальності, який є безрозмірною величиною і чисельно дорівнює відношенню значення початкового пластового тиску в породному масиві до гідростатичного на відповідній глибині. Аномально високим пластовим тиском (АВПТ) вважається тиск, коефіцієнт аномальності якого перевищує значення 1,20. Тиски, що відповідають коефіцієнту аномальності від 1,00 до 1,20, вважаються, у цілому, нормальними, а тиски, менші від гідростатичного, зараховуються до аномально низьких (Орлов и др., 2008). Природу АВПТ тут не розглядаємо, оскільки цьому питанню приділено достатньо уваги в роботах К. Анікієва (Аникиев, 1964), Б. Хеншоу і Д. Бредехофта (Hanshow, Bredehoeft, 1968), Р. Новосилецького (1969), А. Леворсена (1970), В. Добриніна і В. Серебрякова (Добрынин, Серебряков, 1978), В. Пламлея (Plumley, 1980) та інших дослідників. Априорі слід визнати, що, мабуть, існує декілька різних чинників виникнення АВПТ. Одним з них є випадок, коли загальний пластовий тиск віджимної водонапірної системи складається з нормального гідростатичного тиску та приросту тиску внаслідок надмірного надходження води з порід, які ущільнюються (Быков и др., 1981). Так чи інакше, виникнення пластових тисків обумовлене цілком закономірними природними явищами і з урахуванням цього укорінений термін АВПТ є не зовсім вдалим. Його слід замінити на термін “надгідростатичний пластовий тиск” (НГПТ) (Быков и др., 1981). Особливо в тих випадках, коли коефіцієнт аномальності пластового тиску не перевищує значення 1,20.

У межах загального завдання – обґрунтування можливості існування газових покладів у локальних антиклінальних структурах – особливе зацікавлення викликають дослідження О. Орлова, присвячені питанню впливу інтенсивності складкоутворення на аномальність пластових тисків. У роботах (Орлов, 1978, 1980) у вигляді графіків та аналітичних рівнянь були показані залежності значень коефіцієнтів пластових тисків у природних резервуарах від інтенсивності рухів складкоутворення у рухомих поясах земної кори, а також в авлакогенах платформ на ділянках прояву соляної тектоніки. Результати цих досліджень стали підґрунтям геодинамічної концепції природи аномально високих пластових тисків у рухомих поясах осадової оболонки земної кори (Орлов, 2007₁, 2007₂). Механізм внутрішньорезервуарної міграції флюїдів під час складкоутворення та формування аномальних пластових тисків наведено в роботі (Орлов и др., 2008), у якій наголошується, що така міграція під час складкоутворення призводить до формування і переформування гідродинамічних систем у тектонічних структурах з певними значеннями пластових тисків. Якщо нормальні до поверхні шарів деформувальні сили на крилах складок значно більші, ніж у склепінних частинах, пластові рідини та гази, які насичують породи-колектори, рухатимуться в поровому просторі від крил складок до їхніх склепін, тобто від ділянок з високим тиском до ділянок з меншим. Внутрішньорезервуарна міграція флюїдів під час складкоутворення значно інтенсифікується через розвиток тріщинуватості. Флюїди, що спрямовуються до склепін складок, розущільнюють гірські

породи в призмкових частинах антиклінальних структур і скупчуються з високим тиском у колекторах під подошовою покришок. При створених високих значеннях тиску флюїдів у колекторах у склепінних частинах складок відбувається їхнє часткове відтиснення в породи-покришки (Орлов и др., 2008). Передбачається, що відбувається розуцільнення останніх, яке супроводжується формуванням ореолів вторгнення з аномальними внутрішньопоровими тисками. Такі ореоли утворюються, коли пластовий тиск у колекторі, у момент інтенсивного руху флюїдів до склепіння складки, що формується, стає більшим, ніж внутрішньопоровий тиск у покрищі. Формування розуцільненої зони припиняється при вирівнюванні тисків. Видавлювання флюїдів у покришку відбувається, коли перепад тиску ΔP перевищує тиск прориву чи гідророзриву. Таким чином, ΔP є тиском прориву флюїдів через покришку товщиною L . Проте за великих товщин покришок флюїди проникають у них тільки на деяку відстань від колектора, утворюючи ореол вторгнення. Прориву напорних флюїдів не відбувається, оскільки флюїди, що просочувалися в покришку, залишаються в ній. На думку авторів роботи (Орлов и др., 2008), створюється тиск всередині покришки, який запобігає подальшому проникненню в покришку флюїдів із колектора.

Не розглядаючи детально процеси, що відбуваються на межі колектор–покришка чи колектор–екран, за надлишкових пластових тисків, що перевищують гідростатичні, відзначимо, що для оцінки екранувальної здатності останніх, нас цікавлять безпосередньо значення перепадів тисків, які можуть мати місце в газонасиченому масиві вугленосної товщі Донбасу. На підставі аналізу численних даних у природних резервуарах різних нафтогазонасних областей вдалося встановити генетичний зв'язок надлишкових пластових тисків із складкоутворенням та отримати ряд емпіричних залежностей, які пов'язують величини цього тиску з інтенсивністю складчастості (Орлов и др., 2008). Зокрема, для Дніпровсько-Донецької западини – області, найбільш близької та подібної за геологічною будовою до Донбасу, така залежність апроксимується формулою:

$$P_H^D = 0,0102884 \cdot H \cdot e^{0,0003 \cdot i^2}, \quad (3)$$

де P_H^D – початковий пластовий тиск, МПа; H – глибина залягання пласта, м; i – коефіцієнт інтенсивності складки (безрозмірна величина, яка є відношенням амплітуди складки (м) до площі структури (км²) у межах відповідної ізолінії).

Слід зазначити, що емпірична формула (3) отримана для складчастих структур першого порядку (Орлов и др., 2008). Проте, вважаючи механізм виникнення пластових тисків під час тектонічних процесів складкоутворення, які формують вторинну складчастість, подібним до механізму, що розглядається в роботі (Орлов и др., 2008), наведену залежність можна застосувати для вирішення завдання оцінки пластового тиску в локальних антиклінальних структурах.

У спрощеному вигляді формула (3) набуває такого вигляду:

$$P_H^D = 0,01H \cdot e^{0,0003 \cdot i^2}. \quad (4)$$

Отже, частина формули (4), а саме $0,01 \cdot H$, фактично є гідростатичним тиском, вираженим у мегапаскалях, на глибині H , а $e^{0,0003 \cdot i^2}$ є тим самим коефіцієнтом аномальності K_a пластового тиску:

$$K_a = e^{0,0003 \cdot i^2}. \quad (5)$$

Як уже зазначалося, реальні антиклінальні локальні структури в Донбасі характеризуються відношенням амплітуди до ширини складки (коефіцієнтом вигину складки λ), близьким до 0,01–0,03. Співвідношення розмірів структур у плані по короткій та довгій осях, як правило, є близьким до 1 : 2. За такого співвідношення головних параметрів максимальні площі структур у плані приблизно дорівнюють:

$$S_{\max} = 75^2 \cdot \pi h^2, \quad (6)$$

де S_{\max} – площа структури за коефіцієнта вигину складки $\lambda = 0,01$, м²; h – амплітуда складки, м.

Мінімальні площі, за $\lambda = 0,03$, і середні, за $\lambda = 0,02$, відповідно, приблизно дорівнюють:

$$S_{\min} = 24,75^2 \cdot \pi h^2; \quad (7)$$

$$S_{\text{серед}} = 37,5^2 \cdot \pi h^2. \quad (8)$$

Тоді коефіцієнти інтенсивності, відповідно до наведених формул розрахунку площ (6–8), становлять:

$$i_{\min} = \frac{10^6}{5625\pi h}; \quad (9)$$

$$i_{\max} = \frac{10^6}{612,56\pi h}; \quad (10)$$

$$i_{\text{серед}} = \frac{10^6}{1406,25\pi h}. \quad (11)$$

де i_{\max} , i_{\min} та $i_{\text{серед}}$ – мінімальний, максимальний та середній коефіцієнти інтенсивності складчастої структури відповідно. За амплітуд локальних складок у склепінній частині до 10 м мінімальні коефіцієнти аномальності, визначені відповідно до формули (5), близькі до 1, це свідчить, що пластовий тиск відповідає гідростатичному. Середні розрахункові значення коефіцієнта аномальності становлять 1,17, максимальні – 2,25. У природі зафіксовані подібні випадки: відомо, що в практиці експлуатації нафтових і газових родовищ встановлена наявність локальних зон, у яких АВПТ більш ніж удвічі перевищує гідростатичний тиск (Прошляков и др., 1987; Орлов и др., 2008; Углепородный..., 2008). У табл. 1 наведено розрахункові дані низки локальних антиклінальних структур Донбасу, які цілком узгоджуються з аналітичними розрахунками. Виходячи з того, що мінімальні значення площі склепінних частин реальних локальних структур становлять 0,3 км², за висоти складки у склепінні не більше ніж 9,0–10,0 м, розрахункові коефіцієнти аномальності повинні становити 1,31–1,40. Це максимальні перевищення пластових тисків над гідростатичними, які можуть спостерігатися на реальних структурах у Донбасі. Отримані розрахункові значення коефіцієнтів аномальності тисків повною мірою узгоджуються з результатами фактичних вимірів АВПТ у межах Донбасу. В. Забігайло та О. Широков (Забігайло, Ши-

Т а б л и ц я 1. Аналіз параметрів інтенсивності вторинної складчастості (локальних антиклінальних структур) Донбасу

Шахта	Амплітуда, м	Розмір структури, м	Площа структури, км ²	Коефіцієнт інтенсивності	Коефіцієнт аномальності
ім. О. О. Скочинського	15,0	2000 x 1500	2,404	6,24	1,01
	16,0	1500 x 1200	1,431	11,18	1,04
	45,0	1300 x 1300	1,327	33,91	1,41
	17,0	1800 x 1300	1,886	9,00	1,03
ім. О. Ф. Засядька	8,7	800 x 425	0,283	30,74	1,33
ім. В. М. Бажанова	6,8	750 x 600	0,358	18,99	1,11
Бутовська	14,9	910 x 560	0,424	35,14	1,45

роков, 1972) зазначають, що при численних газопроявах у геологорозвідувальних свердловинах газовий тиск вищий, ніж гідростатичний, і його градієнт перевищує на 0,110–0,125 МПа на кожні 10 м, тобто значення коефіцієнта аномальності в таких випадках більше ніж 1,10–1,25. У роботі (Орлов и др., 2008) наведено результати визначень коефіцієнтів аномальності підвищених пластових тисків деяких шахт Донбасу, небезпечних за проявами різноманітних газодинамічних явищ (табл. 2). Коефіцієнти аномальності сягають значень 1,19–1,33. Пластові тиски в Донбасі можуть перевищувати гідростатичні в 1,03–1,33 раза, а максимальний коефіцієнт перевищення пластового тиску над гідростатичним, зафіксований на даний момент у вугленосній товщі Донбасу, становить 1,33 (Углепородный..., 2008). Виходячи з цього максимального значення та ґрунтуючись на отриманих раніше розрахункових максимальних (1,31–1,40) і середніх (1,17) значеннях коефіцієнта аномальності, можна виконати прогноз вірогідних значень перевищень пластових тисків на різних глибинах в умовах Донбасу.

На рис. 2 наведено графіки максимальних (коефіцієнт аномальності прийнятий рівним 1,350) і середніх (коефіцієнт аномальності – 1,175) перевищень пластових тисків над розрахунковими гідростатичними, які можуть мати місце на різних глибинах. На глибинах від 500 до 2500 м (див. рис. 2) середні перевищення пластових тисків над гідростатичними можуть скласти від 0,875 до 4,375 МПа, максимальні – від 1,750 до 8,750 МПа. Отже, поро-

Т а б л и ц я 2. Коефіцієнти аномальності підвищених пластових тисків вугленосної товщі деяких шахт Донбасу, небезпечних щодо газодинамічних явищ (Орлов и др., 2008)

Шахта	Глибина, м	Визначений пластовий тиск, МПа	Умовний гідростатичний тиск, МПа	Коефіцієнт аномальності
№5 ш/у Донецьке	438	5,23	4,38	1,19
ім. М. І. Калініна	519	6,23	5,19	1,20
Юнком	600	7,44	6,00	1,24
Кондрагівка	620	8,24	6,20	1,33
Холодна балка	630	7,78	6,30	1,23
ім. А. І. Гайового	631	7,78	6,31	1,23

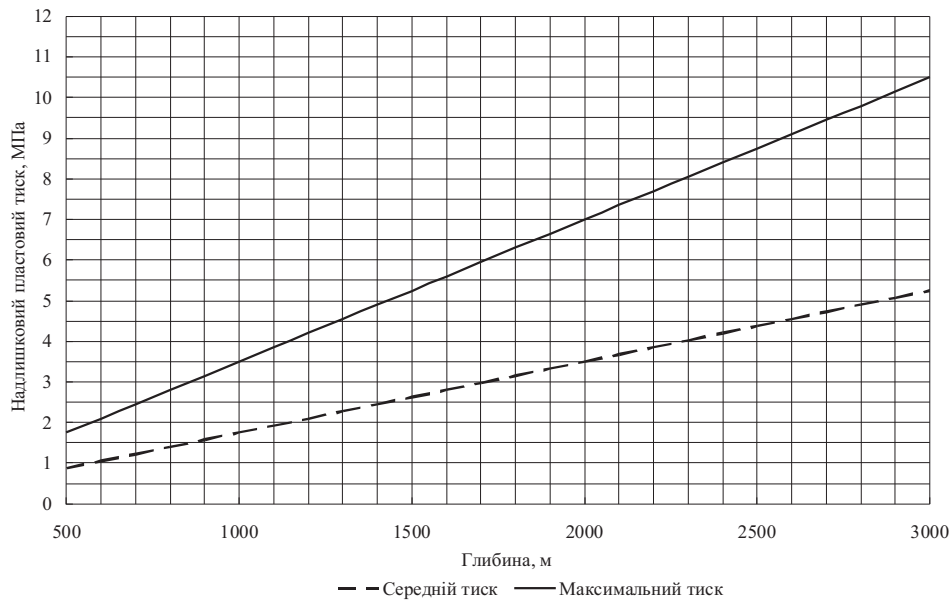


Рис. 2. Залежність можливих надлишкових пластових тисків від глибини

ди-покришки (екрани) повинні мати екранувальні властивості, здатні утримувати флюїди під надлишковим тиском:

$$\Delta P \geq (K_a - 1) \cdot 0,01\gamma \cdot H,$$

де γ – густина порового розчину (зазвичай, приймається рівною 1 г/см^3).

Середнім значенням надлишкових тисків відповідають породи з проникністю $(0,1-0,01) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, максимальним – $(0,01-0,001) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тут важливо зазначити, що можливі значення перевищень пластового тиску на різних глибинах значно відрізняються, отже, вимоги до екранувальної здатності порід-покришок на різних глибинах також не однакові. Ті самі породи, з подібними фільтраційними (у цьому випадку екранувальними) характеристиками, в умовах різних глибин за своєю екранувальною здатністю можуть оцінюватися по-різному. В умовах малих глибин, де надмірний тиск не може досягати значних величин, придатні бути екраном більш проникні породи, які в умовах великих глибин і значного тиску в газонасиченому масиві роль екрану виконувати не можуть.

Повертаючись до формули (1) та аналізуючи її загалом, можна також дійти висновку, що можливість прориву флюїду значно залежить від довжини шляху фільтрації, який відповідає товщині покришки або, у цьому випадку, відстані догори за піднесенням пласта, на якій непорушені шари зберігають відповідні властивості і здатні бути екраном. Збільшення довжини шляху фільтрації, наприклад, з 10 до 100 м, еквівалентне, за величини тиску, потрібного для прориву флюїду, зниженню проникності на один порядок, відповідно до 1000 м – на два порядки тощо. За кута падіння порід на монокліналі $10-12^\circ$ відстань з глибини 1000 м до денної поверхні становить понад 5 км, відповідно за $5-6^\circ$ – до 10 км. Тобто, враховуючи значну відстань, на якій розвинені непроникні шари пісковика, що залягають вгору за піднесенням, до денної поверхні або принаймні до зони газового вивітрювання,

де пластовий тиск дорівнює нулю, або, як мінімум, у разі наявності угору за підняттям пласта розривного порушення, яким можлива дегазація, прорив газу угору за підняттям пласта маловірогідний, навіть за мінімальних відмінностей у проникності порушених та непорушених шарів. Тим більше, коли проникність у тріщинуватій зоні на два порядки і більше перевищує проникність непорушених шарів. Отже, непорушені під час складкоутворення шари пісковика можуть слугувати екраном за мінімальних значень тиску, потрібного для прориву флюїдів, тобто за абсолютної проникності $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (десяті частки мілідарсі).

Аникиев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Л. : Недра, 1964. – 168 с.

Безручко К. А. Изменение газонасыщенности пород при разуплотнении горного массива // Геотехн. механика : межвед. сб. науч. тр. / Ин-т геотехн. механики им. Н. С. Полякова НАН Украины. – Днепропетровск, 2007. – Вып. 73. – С. 220–223.

Безручко К. А. Оценка пористости горных пород в локальных антиклинальных структурах // Там же. – 2008. – Вып. 80. – С. 77–83.

Быков Н. Е., Фурсов А. Я., Максимов М. И. Справочник по нефтепромысловый геологии. – М. : Недра, 1981. – 525 с.

Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь породи-покришки. Методика дослідження : СОУ 73.1-41-08.11.06:2005. – К. : Держгеолслужба України, 2005. – 16 с.

Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. – М. : Недра, 1978. – 223 с.

Забигайло В. Е., Широков А. З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. – Киев : Наук. думка, 1972. – 172 с.

Иофис М. А., Шмелёв А. И. Инженерная геомеханика при подземных разработках. – М. : Недра, 1985. – 248 с.

Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. – М. : Гостоптехиздат, 1956. – 361 с.

Леворсен А. И. Геология нефти и газа. – М. : Мир, 1970. – 640 с.

Линецкий В. Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. – Киев : Наук. думка, 1974. – 134 с.

Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях // Наук. вісн. НГУ. – 2007. – № 4. – С. 55–59.

Лукинов В. В. Прогнозная оценка извлекаемых ресурсов подвижного метана природных и техногенных скоплений на угольных месторождениях // Геолог України. – 2009. – № 3. – С. 45–48.

Лукинов В. В., Пимоненко Л. И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса. – Киев : Наук. думка, 2008. – 352 с.

Лукинов В. В., Безручко К. А. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід. Стаття 2. Обґрунтування фільтраційних параметрів межі колектор–екран низькопористих теригенних порід // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 3–4 (148–149). – С. 5–14.

Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1949. – 628 с.

Мировой опыт и перспективы применения в Украине сейсмического метода при поисках, разведке и добыче метана угольных месторождений / А. В. Анциферов, С. В. Гошовский, Н. В. Жикаляк и др. // Геофиз. журн. – 2008. – № 6. – С. 3–22.

Новосилецкий Р. М. Пластові тиски флюїдів у надрах України. – К. : Техника, 1969. – 163 с.

- Оркин Г. К., Кучинский П. К.* Физика нефтяного пласта. – М. : Гостоптехиздат, 1956. – 295 с.
- Орлов А. А.* Возможность прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в коллекторах нефтегазоносных провинций геосинклинального типа по количественным критериям антиклиналей // Докл. АН УССР. – 1978. – № 11. – С. 974–978.
- Орлов А. А.* Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. – Львов : Вища школа, 1980. – 188 с.
- Орлов О. О.* Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. Частина I // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2007₁. – № 3 (24). – С. 18–23.
- Орлов О. О.* Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. Частина II // Там само. – 2007₂. – № 4 (25). – С. 20–32.
- Орлов А. А., Федоришин Д. Д., Лизун С. А.* Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складкообразовательными тектоническими процессами в осадочном чехле земной коры. – Ивано-Франковск : Факел, 2008. – 154 с.
- Прошляков Б. К., Гальянова Т. И., Пименов Ю. Г.* Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М. : Недра, 1987. – 200 с.
- Триплет Д. Р., Филиппов А. Э., Писаренко А. А.* Метан угольных месторождений Украины : Производственный потенциал шахт Донбасса. – Киев : Логос, 2000. – 132 с.
- Тульбович Б. И.* Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М. : Недра, 1979. – 199 с.
- Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов и др.* – Киев : Наук. думка, 2008. – 412 с.
- Федишин В. О.* Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. – К. : УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
- Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений / В. А. Даниленко, Я. А. Пилип, В. В. Иванов, М. Н. Багнюк // Геология и геохимия горючих ископаемых.* – 1985. – Вып. 64. – С. 15–21.
- Ханин А. А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
- Hanshaw B. B., Bredehoeft J. D.* On the maintenance of anomalous fluid pressures. P. 2. Source layer at depth // Geol. Soc. Amer. Bull. – 1968. – N 9 (79). – P. 1107–1122.
- Plumley W.* Abnormally high fluid pressure: survey of some basic principles // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1980. – N 3 (64). – P. 414–422.

Стаття надійшла
17.05.10

Viacheslav LUKINOV, Kostiantyn BEZRUCHKO

**CONDITIONS OF COLLECTOR-SCREEN LIMIT FORMING
IN SANDSTONES OF DONBAS LOCAL ANTICLINAL STRUCTURES**

The article is devoted to the ground of forming and conservation conditions of hydrocarbons accumulations in a Carboniferous massif, with the purpose of actual scientific problem decision – prognosis estimation of low-porous terrigenous rocks perspective in the local anticlinal structures of Carboniferous strata.

It has been proved that at a tension which has overridden overall significance for violation of wholeness and minimum fragile deformations of break, the filtration properties which correspond to the industrial collectors of the IV class, favourable for the methane accumulation, are formed in low-porous sandstones due to crevice deformation. It is shown that formation of gas accumulations takes a place as a result of phases redistribution in consequence of system “water–gas” in the rock massif aspiring to the equilibrium.

The conditions of gas accumulations formation and conservation were grounded and the parameters of screen properties were estimated, which characterize collector-screen limit and screens in carboniferous deposit.

Possibility of gas accumulations existence in Donbas local anticlinal structures has been considered from the view-point of the presence of volume expansion zone and rocks with shielding ability, which can serve as cover and (or) screen. Shielding ability of rocks is considered under their absolute permeability and inrush pressure, necessary for fluids filtration. Inrush pressures values were rated in accordance with absolute gas permeability. According to calculations, rocks with absolute permeability 10^{-16} m² are able to stand excess pressure to 2.0 MPa, with absolute permeability 10^{-17} m² to 4.4 MPa. For rocks with absolute permeability 10^{-18} m² inrush pressure may be not less than 9.8 MPa. Mechanism of excess pressure initiation in fold formation process was considered. Possible layer pressures were estimated in local anticlinal structures. Values of layer pressures were calculated with help of abnormality coefficient under empiric formula, obtained for Dnieper-Donets Depression. Abnormality coefficient is initial layer pressure ratio to hydrostatic for the proper depth. Its value depends on fold formation intensity. Fold formation intensity, in its turn, is determined under parameters of local structure – height and area. Abnormally high formation pressures for Donbas real structures according to calculations can be characterized by maximal values of abnormality coefficient 1.31–1.40. Mean value for Donbas is 1.17. Obtained analytical results completely coincide with actual metering of layer pressures. At depths of 500–2500 m differential pressure can make up on average from 0.875 to 4.375 MPa, maximum to 1.750–8.750 MPa. Rocks with 10^{-16} – 10^{-17} m² permeability correspond to mean value of excess pressures, maximum – 10^{-17} – 10^{-18} m². The conclusion has been made that unmoved sandstones layers in the fold formation process can serve as a gas pool screen by minimum pressure values, necessary for fluids inrush. That is to say, under absolute permeability of order 10^{-16} m² (tenth particles of millidarcy).