

УДК 552.51:622.02:539.217.5

**Вячеслав ЛУКІНОВ, Костянтин БЕЗРУЧКО**

**ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ  
НИЗЬКОПОРИСТИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД**

**Стаття 2. Обґрунтування фільтраційних параметрів  
межі колектор–екран низькопористих теригенних порід**

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

Вибрано структурні моделі порового простору і визначено формули розрахунку проникності низькопористих теригенних порід на основі розміру їхніх основних фільтрувальних каналів. Обґрунтовано фільтраційні параметри межі колектор–екран для пісковиків середнього і пізнього катагенезу.

*Ключові слова:* пісковики, залишкова водонасиченість, відкрита пористість, розмір фільтрувальних каналів, межа колектор–екран.

Існує багато структурних моделей порового простору гірських порід та методик розрахунків головних фізичних властивостей, у тому числі проникності. Суть моделей структури порового простору гірських порід детально висвітлена в монографії (Ромм, 1985), присвяченій саме цьому питанню. Проаналізувавши переваги та недоліки кожної із запропонованих різними дослідниками моделей, а також можливі галузі їхнього застосування (значна частина моделей розроблена для неконсолідованих, тобто рихлих, крупнозернистих утворень з високою пористістю), можна дійти висновку, що для цементованих порід, які належать до колекторів порового типу, найбільш прийнятною є капілярно-статистична модель А. Маршалла (Ромм, 1985), що безпосередньо пов'язує пористість і абсолютну проникність з кривою капілярного тиску за відомим рівнянням Лапласа. Принципова важливість отриманих співвідношень у тому, що зв'язок між цими фізичними властивостями отримано без кількісних припущень про геометрію пор, до прикладу, чинника звивистості, а на підставі лише деяких статистичних міркувань про закономірності з'єднання різних капілярів один з одним (Ромм, 1985). Перевірка різними авторами, за даними вивчення зразків гірських порід, у тому числі й пісковиків, достовірності отриманих А. Маршаллом співвідношень підтвердила, що запропонована капілярно-статистична модель достатньо ефективно показує зв'язок між основними властивостями піщаних порід-

© Вячеслав Лукінов, Костянтин Безручко, 2009

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2009. № 3–4 (148–149)

колекторів нафти і газу (Ромм, 1985). Слід зазначити також, що саме цю модель успішно використав В. М. Добринін (Добрынин, 1970) для побудови теорії стисливості колекторів в умовах природного залягання, відзначивши, що рівняння А. Маршалла є найбільш зручним для визначення зміни коефіцієнта проникності від тиску та температури. Формула, рекомендована А. Маршаллом для оцінки проникності гірських порід, має вигляд:

$$K_{np} = \frac{K_n^2}{8 \cdot N^2} \sum_{i=1}^N (2i-1) \cdot r_i^2, \quad (1)$$

де  $K_{np}$  – коефіцієнт проникності;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості;  $r_i$  – радіус  $i$ -того каналу;  $N$  – кількість каналів у моделі.

Рівняння (1) задовільняє досить складну модель ізотропного середовища, представленого довільно розташованими по перетину циліндричними порами різного діаметра і довжини з різкими переходами від одного діаметра до іншого шляхом руху флюїду (Добрынин, 1970). Приймаючи, що  $r_i = r$ , формула для визначення проникності набуває вигляду:

$$K_{np} = \frac{K_n^2 \cdot r^2}{8}, \quad (2)$$

де  $K_{np}$  – коефіцієнт проникності, м<sup>2</sup>;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці;  $r$  – розмір основних фільтрувальних каналів, м.

З допомогою формули (2) можна не тільки оцінити проникність гірської породи, виходячи з її відкритої пористості та розміру основних фільтрувальних каналів, але й вирішувати обернені задачі, наприклад, розрахувати граничне значення пористості, за якого порода починає набувати ознаки колектора промислового типу, за класифікацією А. А. Ханіна (Ханин, 1969), тобто, значення пористості, за якого проникність перевищить  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД). Тоді для визначення пористості як функції розміру основних фільтрувальних каналів за заданої проникності отримаємо формулу:

$$K_n = \sqrt{\frac{8K_{np}}{r^2}}. \quad (3)$$

На рис. 1 подано залежність (суцільна лінія) коефіцієнта відкритої пористості, за якого проникність становить  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), від розміру основних фільтрувальних каналів відповідно до формули (3). Область над суцільною лінією характеризує породи з добрими фільтраційними параметрами, які можуть бути колектором, а область, розташована під суцільною лінією, – породи з низькою проникністю, яка не перевищує  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД). Графік функції “відкрита пористість – розмір фільтрувальних каналів”, за заданої проникності, має перегин у діапазоні  $5 \cdot 10^{-7}$ – $1,5 \cdot 10^{-6}$  м (0,5–1,5 мкм), а за розміру каналів менше ніж  $5 \cdot 10^{-7}$  м (0,5 мкм) ліва гілка графіка асимптотично наближається до осі ординат. Тобто, за розміру пор менше ніж  $5 \cdot 10^{-7}$  м (0,5 мкм) порода різко втрачає свої фільтраційні властивості. Як зазначалося вище, основна частина порового простору пісковиків Донбасу (Забигайло и др., 1980; Забигайло и др., 1983; Шевелёв, 1989; Углепородный..., 2008) і аналогічних їм низькопористих колекторів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (Федишин, 2005) сформована порами розміром  $10^{-8}$ – $10^{-6}$  м, а пори розміром  $10^{-7}$  м та менші недоступні для фільтрації флюїдів, оскільки

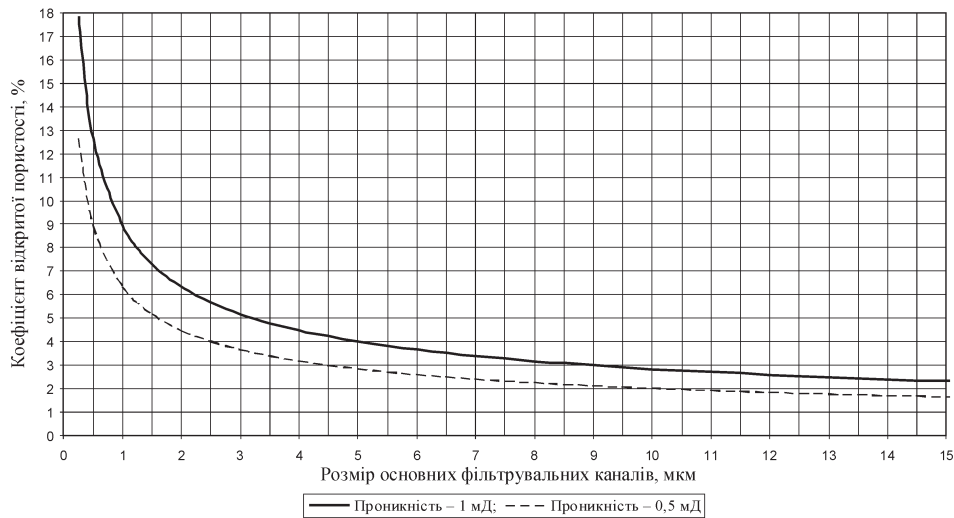


Рис. 1. Залежність значення пористості межі колектор–екран від розміру фільтрувальних каналів для теригенних порід

зайняті зв'язаною вологою. Тобто, мінімальний розмір порових каналів, доступних для фільтрації, становить  $10^{-6}$  м, що може відповідати колекторам промислового значення низької проникності (V клас), розмір фільтрувальних каналів яких, за класифікацією А. А. Ханіна (Ханин, 1969), становить одиниці мікрон. Отримані результати (Шевелёв, 1989; Углеродный..., 2008) показали, що більшість диференціальних кривих пористості пісковиків Донбасу, з відкритою пористістю 2,9–8,3 %, мають вузький максимум, який лежить у діапазоні порових каналів радіусом  $(3,8–5,0) \cdot 10^{-7}$  м; фільтраційний об'єм середовища формують макро- (1,0–3,0 мкм) та субмакропори (0,1–1,0 мкм), які займають до 50 % загального порового об'єму. На графіках розподілу диференціальної пористості пісковиків можна побачити, що основна частина фільтраційного об'єму зосереджена в проміжку  $5 \cdot 10^{-7}–1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5–1,0 мкм) (Шевелёв, 1989; Углеродный..., 2008). Приймаючи цей діапазон розмірів основних фільтрувальних каналів, отримуємо відповідні йому значення коефіцієнта відкритої пористості, а саме 9,0–12,6 %. Отже, пісковики з меншою відкритою пористістю мають проникність, що не перевищує  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), тобто є *низькопроникними*. Натомість породи з розміром порових каналів  $5 \cdot 10^{-7}–1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5–1,0 мкм) можуть виявляти ознаки колектора, здатного фільтрувати та нагромаджувати флюїди, за коефіцієнта відкритої пористості не менше ніж 9,0–12,6 %. Останнє зауваження вірне за умови, що вся відкрита пористість сформована порами вказаних розмірів. З урахуванням того, що в реальних умовах частина пористості сформована порами меншого розміру, гірські породи можуть виявляти ознаки колектора з покращеними властивостями, тобто з проникністю не менше ніж  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), за більших значень коефіцієнта відкритої пористості, залежно від того, яка частина порового об'єму придатна для фільтрації флюїду. Чим більший об'єм порового простору сформований порами розміром  $10^{-7}$  м і меншими, тим за більшої відкритої пористості порода набуває здатності фільтрувати та накопичувати флюїди, тобто властивості колектора. Твердження, що породи з розмірами порових каналів не більше ніж  $5 \cdot 10^{-7}–1,0 \cdot 10^{-6}$  м

(0,5–1,0 мкм) та відкритою пористістю до 9–12,6 % можуть бути, за певних умов, флюїдоупорами або покритками газового покладу, можна вважати правильним. Такою умовою є істотна дія капілярних сил у поровому просторі, подолання якої та початок фільтрації газу через водонасичені породи потребують значного перепаду тиску, який називається тиском прориву і є найменшим перепадом тиску, необхідним для витіснення взаємонерозчинних флюїдів (Визначення..., 2005; Федішин, 2005). У цьому випадку – витіснення залишкової пластової води, що насичує породи.

Деякими дослідниками в ДДЗ (Закономерности..., 1982<sub>1</sub>; Закономерности..., 1982<sub>2</sub>) та Причорноморсько-Кримській провінції (Закономерности..., 1983), для диференційованої оцінки колекторських властивостей гірських порід, у межах кожного фізичного параметра виділено зони: “неколектор”, перехідна “колектор–неколектор”, “промислові колектори”. Перехідна зона в цих геологічних провінціях характеризується газопроникністю  $5 \cdot 10^{-16}$ – $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (0,5–1,0 мД) та відкритою пористістю 5–10 %. Якщо аналогічно виділити перехідну зону “колектор–неколектор” (область між кривими на графіку (див. рис. 1)) і визначити за формулою (3) відкриту пористість, відповідну проникності  $5 \cdot 10^{-16}$  м<sup>2</sup> (0,5 мД), отримаємо для того самого діапазону фільтрувальних каналів  $5 \cdot 10^{-7}$ – $1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5–1,0 мкм) значення коефіцієнта відкритої пористості, які дорівнюватимуть 6,3–9,0 % (див. рис. 1 – штрихова лінія). У цьому випадку перехідна зона “колектор–неколектор” визначається параметрами коефіцієнта відкритої пористості в межах 6,3–9,0 %.

Права частина графіка, що відображає проникність та відкриту пористість порід з розмірами основних фільтрувальних каналів  $(1,0–1,5) \cdot 10^{-5}$  (10–15 мкм), характеризує колектори тріщинного типу, які можуть набувати високої проникності (понад  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД)), за коефіцієнта відкритої пористості 2,3–2,8 %, що також цілком відповідає відомим даним про фактичну пористість тріщинних колекторів (Ханин, 1969; Прошляков и др., 1987). Детальніше зв’язок проникності тріщинних колекторів з розмірами їхніх фільтрувальних каналів розглядатимемо далі.

Слід зазначити, що графіки, наведені на рис. 1, відображають зв’язок проникності з відкритою пористістю та розмірами основних фільтрувальних каналів без урахування зв’язаної вологи, яку можуть містити породи, тобто, тоді, коли ефективна пористість дорівнює відкритій. За наявності зв’язаної вологи граничні значення пористості, що розділяють породи з покращеними колекторськими властивостями від низькопроникних порід, переміщуються до області вищих значень коефіцієнта відкритої пористості (рис. 2). До покладу, за залишкової водонасиченості 10 % та розмірів фільтрувальних каналів  $10^{-6}$  м (1,0 мкм) граничне значення коефіцієнта відкритої пористості колектора за проникності  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД) становитиме 9,9 %, за залишкової водонасиченості 20 % – 12,4 %, за 30 % – 17,7 % і т. д.

Під час формування пористості порід унаслідок тріщиноутворення можна спостерігати дещо інший зв’язок їхньої проникності з відкритою пористістю. Як відомо, порово-тріщинні колектори мають два типи природних порожнин: міжзернова (первинна) пористість та вторинна пористість, обумовлена розвитком тріщинуватості. При цьому порожнини тріщинного типу мають більші розкриття порівняно зі звичайними порами, і тому значною

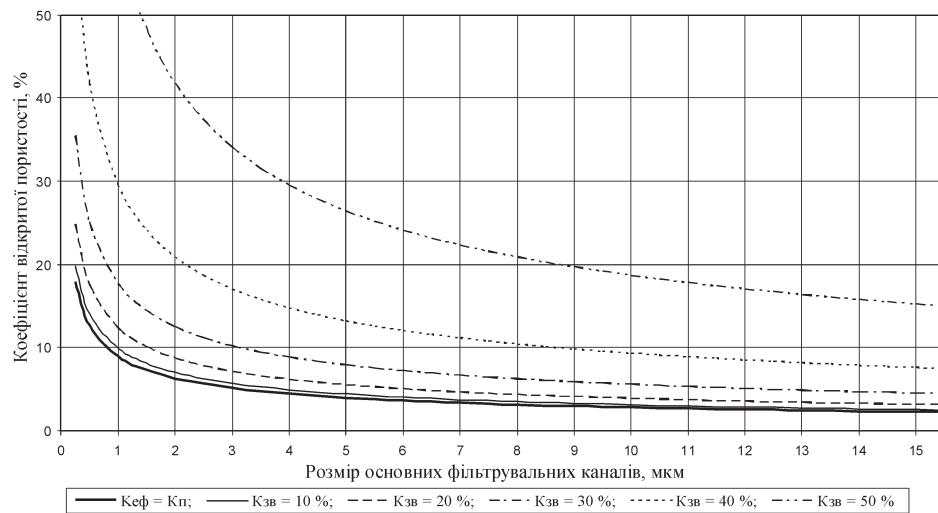


Рис. 2. Залежність граничного значення пористості теригенного колектора (проникність – 1 мД) від розміру фільтрувальних каналів за змінною залишковою водонасиченістю

мірою визначають фільтраційні властивості колектора (Пыхачёв, Исаев, 1972). Для порівняння, тріщинна проникність теригенних зцементованих порід, зокрема пісковиків, за даними В. М. Кобранової (1986), змінюється від  $1,5 \cdot 10^{-14}$  до  $4,0 \cdot 10^{-14}$  м<sup>2</sup> (15–40 мД), набагато більше, ніж міжгранулярна, що не перевищує, зазвичай,  $10^{-16}$  м<sup>2</sup> (0,1 мД). Розкритість тріщин, за даними різних авторів, становить: Є. С. Ромм (1966) – від 10 до 40 мкм (на глибинах залягання продуктивних порід-колекторів – у середньому 20–30 мкм); Ф. І. Котяхов (Пыхачёв, Исаев, 1972) – 13–71 мкм. За даними В. М. Кобранової (1986), розкритість тріщин у літологічно різних тріщинуватих породах, зокрема пісковиках, приблизно постійна і дорівнює 14,0–15,0 мкм. Отже, розмір порових каналів, відкритих унаслідок тріщиноутворення та доступних для фільтрації газу, становить не менше ніж 10 мкм, натомість у пісковиках Донбасу, як уже зазначалося раніше (Ходот, Премыслер, 1969; Абрамов, Шевелёв, 1972; Забигайло и др., 1980; Забигайло и др., 1983; Шевелёв, 1989; Углеродный..., 2008), та аналогічних їм низькопористих колекторах ДДЗ (Федишин, 2005) переважають порові канали розміром  $10^{-6}$ – $10^{-7}$  м.

Для оцінки проникності гірських порід, у яких частина порового простору зумовлена розвитком тріщинної пустотності, можна застосувати структурну модель порового простору, яку умовно назвемо тріщинно-капілярною. У підземній гідравліці відома формула (Ханин, 1969), виведена з рівняння Бусиньєвського, для визначення проникності окремої тріщини:

$$K_{\text{тр}} = 8,5 \cdot 10^{10} b^2, \quad (4)$$

де  $K_{\text{тр}}$  – коефіцієнт проникності,  $10^{-12}$  м<sup>2</sup> (Д);  $b$  – ширина тріщини, м.

Щоб перейти від проникності тріщин до проникності породи, яку ці тріщини перетинають, було запропоновано праву частину рівняння (4) помножити на тріщинну пористість породи (Ромм, 1966). Таким чином, тріщинну проникність породи визначатимемо за співвідношенням:

$$K_{\text{тр}} = 8,5 \cdot 10^{10} b^2 K_{\text{тр}}, \quad (5)$$

де  $K_{\text{тр}}$  – коефіцієнт тріщинної пористості, %.

Формула (5) свідчить, що збільшення розміру порових каналів на один порядок призведе до зростання проникності породи на два порядки. Коефіцієнт проникності породи прямо пропорційний квадрату величини розкритості тріщин. Виходячи з мінімального розміру розкритості тріщин ( $10^{-5}$  м), бачимо, що розуцільнення (збільшення пористості) на 0,01–0,02 % унаслідок тріщиноутворення створює тріщинну проникність порядку  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД) і більше, що, за класифікацією А. А. Ханіна (Ханин, 1969), переводить породу до розряду колекторів. Оцінюючи за формулою (5) проникність гірських порід з розміром порових каналів  $10^{-7}$  м, з урахуванням того, що тріщинна пористість навіть для порід-колекторів тріщинного типу, зазвичай, не перевищує 2,5–3,0 % (Прошляков и др., 1987), отримуємо значення не більше ніж  $10^{-17}$  м<sup>2</sup> (соті частки мілідарсі); відповідно для порід з розміром порових каналів  $10^{-6}$  м – не більше ніж  $10^{-15}$  м<sup>2</sup> (одиниці мілідарсі). Тріщинна пористість порід переважно порового типу повинна бути на порядок меншою – не більше ніж десяти частки відсотка, отже, їхня проникність має бути не вищою ніж  $10^{-18}$ – $10^{-16}$  м<sup>2</sup> (від тисячних до десятих часток мілідарсі), що, зазвичай, і спостерігається в пісковиках Донбасу.

Якщо розглядати випадок оцінки проникності в розуцільненій зоні, сформованій під впливом крихких деформацій розриву, коли об'єм пласта збільшується під час розуцільнення лише за рахунок утворення нових тріщин, приріст пористості (різниця між пористістю до і після формування зони розуцільнення, вона ж – різниця між пористістю в зоні ущільнення і пористістю в непорушеній зоні) відповідає тріщинній пористості, що виникла внаслідок тріщиноутворення. Вважаючи, що товщина пласта не зазнає змін, порівняно з лінійними розмірами пласта в плані, які відбуваються при розтягуванні пісковика, що перевищує гранично допустимі (критичні) значення (0,003–0,005), мінімальна об'ємна деформація визначатиметься як квадрат гранично допустимої лінійної деформації розтягування і становитиме 1,006–1,008. Таке об'ємне розуцільнення для порід з початковою пористістю до 10 % призведе до збільшення пористості, що розраховується за формулою (6), на 0,6–0,7 %:

$$\Delta\Pi = \Pi' - \Pi = \frac{\Pi + (\omega - 1)}{\omega} - \Pi, \quad (6)$$

де  $\Delta\Pi$  – зміна пористості під час розуцільнення внаслідок тріщиноутворення;  $\Pi$  – початкова пористість;  $\Pi'$  – пористість у зоні розуцільнення;  $\omega$  – коефіцієнт, що характеризує відносну об'ємну деформацію породного масиву і чисельно дорівнює відношенню об'єму розуцільненого масиву до його первинного об'єму.

Тріщинній пористості 0,6–0,7 % і розкритості тріщин у тріщинуватій зоні, що становить 10–15 мкм, або  $(1,0–1,5) \cdot 10^{-5}$  м, відповідає коефіцієнт проникності  $(50–90) \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (50–90 мД), розрахований за формулою (1). Таким чином, у межах порушеної тріщинами зони може сформуватися резервуар з покращеними колекторськими властивостями, тобто колектор IV класу, за класифікацією А. А. Ханіна (Ханин, 1969), тимчасом непорушені тріщинами шари пісковика збережуть низькі фільтраційні характеристики. Отже, вони залишатимуться газонепроникними, утворюючи природний екран.

Слід зазначити, що капілярно-статистична модель структури порового простору також може бути застосована для оцінки проникності тріщинуватих порід, тобто, використання формули (2) дозволяє отримати результати, які зіставляються з даними, отриманими за формулою (5) для тріщинно-капілярної моделі. За розміру тріщин  $10^{-7}$  м проникність, згідно з формулою (2), становить  $10^{-18}$ – $10^{-17}$  м<sup>2</sup> (тисячні та соті частки мілідарсі), за розміру тріщин  $10^{-5}$  м –  $10^{-15}$ – $10^{-14}$  м<sup>2</sup> (одиниці та перші десятки мілідарсі).

Отримані аналітичні розрахунки цілком підтверджують фактичні дані дослідження колекторських властивостей порід Донбасу при порівнянні абсолютної газопроникності пісковиків у непорушеній зоні вуглепородного масиву та в порушеній унаслідок підроблення гірничими виробками. У таблиці наведено показники колекторських властивостей пісковиків за результатами опробування геологорозвідувальних свердловин у межах поля шахти ім. О. Ф. Засядька до ведення гірничих робіт. Абсолютна газопроникність пісковиків становить  $10^{-17}$ – $10^{-16}$  м<sup>2</sup> (десяті та соті частки мілідарсі) за показників відкритої пористості від 0,47 до 7,74 %.

Абсолютну газопроникність  $10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД) має лише зразок з абсолютною пористістю 9,63 % та відкритою пористістю 8,30 %. Унаслідок підроблення гірничими виробками вуглепородний масив порушується тріщинами,

**Колекторські властивості пісковиків за даними опробування св. № 1355 та № МТ-341 у межах поля шахти ім. О. Ф. Засядька**

Індекс пісковиків	Глибина опробування, м	Абсолютна пористість, %	Відкрита пористість, %	Залишкова водонасиченість, %	Абсолютна газопроникність, $1 \cdot 10^{-15}$ м <sup>2</sup>	
					навхрест нашарування	за нашаруванням
$m_5^1 Sm_6^0$	1074	8,24	7,74	61,25	0,187	0,136
$m_5^1 Sm_6^0$	1078	7,87	7,45	69,25	0,188	0,251
$m_5^1 Sm_6^0$	1082	7,93	7,67	45,10	0,498	0,436
$m_5^1 Sm_6^0$	1087	9,63	8,30	62,39	1,205	1,079
$m_5^1 Sm_6^0$	1094	7,12	6,32	70,76	0,064	0,045
$m_4^3 Sm_5^1$	1128	6,74	5,0	74,34	0,255	0,176
$m_4^3 Sm_5^1$	1135	2,99	2,62	67,36	0,043	0,056
$m_4^3 Sm_5^1$	1142	5,26	5,06	47,44	0,148	0,093
$m_4^3 Sm_5^1$	1148	6,04	5,60	66,69	0,047	0,034
$m_4^3 Sm_5^1$	1151	5,26	5,08	66,55	0,084	0,097
$m_4^3 Sm_5^1$	1155	5,26	5,02	70,75	0,084	0,135
$m_4^3 Sm_5^1$	1160	6,02	5,69	53,37	0,094	0,097
$M_4^1 Sm_4^1$	1193	5,22	4,80	56,63	0,016	0,012
$M_4^1 Sm_4^1$	1201	5,30	5,09	56,58	0,080	0,062
$M_4^1 Sm_4^1$	1206	5,24	4,83	66,76	0,042	0,030
$M_4^1 Sm_4^1$	1208	5,62	5,43	58,90	0,028	0,022
$M_4^1 Sm_4^1$	1217	4,09	3,68	77,05	0,027	0,013
$M_4^1 Sm_4^1$	1220	4,82	4,15	58,14	0,039	0,032
$M_4^1 Sm_4^1$	1225	6,02	5,65	62,13	0,438	0,100
$M_4^1 Sm_4^1$	1230	6,02	5,69	66,74	0,028	0,043
$M_4^1 Sm_4^1$	1235	6,39	5,84	65,64	0,072	0,033
$m_3^1 SM_4^1$	1251	2,49	0,47	73,15	0,011	0,038

розущільнюється, пісковики набувають нових колекторських властивостей: збільшуються абсолютна, відкрита та ефективна пористості та газопроникність. Так, у тому самому інтервалі 900–1200 м над вугільним пластом  $m^3$  ефективна інтегральна товщина вуглепородного масиву 26 м характеризується інтегральною ефективною пустотністю, що дорівнює 8,39 %, яка за розрахунками (Фильтрационные..., 2002) складається з ефективної пористості 1,94 % та ефективної тріщинної пустотності 6,45 %. Абсолютна газопроникність, розрахована за обсягом метану, видобутого поверхневими дегазаційними свердловинами, змінюється в межах  $(1,50-4,33) \cdot 10^{-14} m^2$  (15,0–43,3 мД), тобто десятків мілідарсі, що збігається з аналітичними розрахунками, виконаними за формулами (2) та (5), які відповідають капілярно-статистичній та тріщинно-капілярній моделям порового простору.

Отже, підсумувавши сказане, доходимо висновку, що проникність гірських порід визначається структурою їхнього порового простору, головним чином, значенням відкритої пористості та розміром основних фільтрувальних каналів. Абсолютний розмір цих каналів та співвідношення пор різного розміру, що утворюють поровий простір гірських порід, визначають кількість вологи, здатної утримуватися поверхнею твердої фази, тобто залишкову водонасиченість, і, зрештою, формують вільний об'єм, доступний для фільтрації флюїдів у поровому просторі. Пісковики зон середнього і пізнього катагенезу, непорушені тріщинами, з відкритою пористістю менше ніж 9 %, мають низьку проникність (не більше ніж  $1 \cdot 10^{-15} m^2$ ). Їм можуть бути притаманні екранувальні властивості, що дозволяє, за умови, що фільтрація газу через них потребує істотного тиску прориву, віднести їх до розряду флюїдоупорів. Водночас навіть мінімальні деформації розтягування низькопористих пісковиків, що перевищують гранично допустимі для порушення суцільності і формують зону розуцільнення внаслідок тріщиноутворення, призводять до формування в тріщинуватій зоні колекторських властивостей, сприятливих (проникність не менше ніж 50 мілідарсі) для скупчення природного газу, натомість у непорушеній частині пісковика зберігається низька проникність, щонайменше на два порядки нижча (не більше ніж десяті частки мілідарсі), що створює передумови для формування газового покладу, екраном якого можуть бути непорушені шари пісковика.

*Абрамов Ф. А., Шевелёв Г. А.* Свойства выбросоопасных песчаников как породы-коллектора. – Киев : Наук. думка, 1972. – 98 с.

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

*Добрынин В. М.* Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М. : Недра, 1970. – 239 с.

*Забигайло В. Е., Лукинов В. В., Широков А. З.* Выбросоопасность горных пород Донбасса. – Киев : Наук. думка, 1983. – 288 с.

*Забигайло В. Е., Слободяникова В. Н., Премыслер Ю. С.* Дифференциальная пористость выбросоопасных песчаников и её связь с коллекторскими свойствами и минералогическим составом // Динамические проявления горного давления. – Киев : Наук. думка, 1980. – С. 81–86.

*Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины до глубины 5,5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, П. М. Лагола и др. // Геол. журн. – 1982<sub>1</sub>. – № 6. – С. 24–32.*



*Закономерности изменений поровых коллекторов и их нефтегазоносности в Причерноморско-Крымской провинции до глубины 5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, А. Т. Богаец и др. // Там же. – 1983. – № 1. – С. 1–19.*

*Закономерности изменения гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине до глубины 7 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, В. А. Кривошея и др. // Там же. – 1982<sub>2</sub>. – № 5. – С. 10–19.*

*Кобранова В. Н. Петрофизика. – М. : Недра, 1986. – 392 с.*

*Прошляков Б. К., Гальянова Т. И., Пименов Ю. Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М. : Недра, 1987. – 200 с.*

*Пыхачёв Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика. – М. : Недра, 1972. – 360 с.*

*Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М. : Недра, 1966. – 384 с.*

*Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л. : Недра, 1985. – 240 с.*

*Углеродный 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. Низкопористі породи-колектори газу промислового значення. – К. : УкрДГРІ, 2005. – 148 с.*

*Фильтрационные параметры коллектора – углеродного массива, обработанного горными выработками / В. В. Лукинов, А. П. Клец, В. В. Бобрышев и др. // Геотехн. механика. – 2002. – № 37. – С. 74–79.*

*Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.*

*Ходот В. В., Премыслер Ю. С. Метаноёмкость выбросоопасных пород Донбасса и максимальная энергия газа, освобождающаяся при их разрушении и измельчении // Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело. – 1969. – № 11–12. – С. 29–30.*

*Шевелёв Г. А. Динамика выбросов угля, породы и газа. – Киев : Наук. думка, 1989. – 160 с.*

Стаття надійшла  
11.03.09

**Viacheslav LUKINOV, Kostiantyn BEZRUCHKO**

## **FACTORS OF FORMING OF COLLECTOR'S PROPERTIES OF LOW-POROUS TERRIGENOUS ROCKS**

### **Part 2. Ground of limit filtration parameters at collector-screen contact of low-porous terrigenous rocks**

The structural models of pore space are chosen and formulas are determined for the calculation of permeability of low-porous terrigenous rocks on the basis of size of their basic filter channels. The capillary-statistical model of Marshall was chosen for the collectors of pore type. Absolute gas-permeability was calculated with the use of opened porosity coefficient and the basic filter channels size. The crack-capillary model was chosen for the estimation of crack rocks permeability. A formula for this model was derived on the base of Bussinesk equalization. The permeability calculation was conducted with the use of crack porosity coefficient and size of cracks. The results of Donbas (Donets Basin) sandstones pores sizes researches were used for calculations. They make  $10^{-8}$ – $10^{-6}$  m. The basic part of sandstones filtration volume is within the limits of  $5 \cdot 10^{-7}$ – $1 \cdot 10^{-6}$  m (0.5–1  $\mu$ m). Calculations have shown that sandstones with the opened porosity up to 9–12 % have

absolute permeability no more than  $1 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$  (1 mD). It was established for crevassed rocks that permeability is found to increase to  $(5-9) \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$  (50-90 mD) under minimum crevice deformations. The size of cracks was accepted equal to  $(1.0-1.5) \cdot 10^{-5} \text{ m}$  (10-15  $\mu\text{m}$ ). The minimum crack porosity is 0.6-0.7 %. The analytical calculations were confirmed by fact data at Zasiadko mine. Undisturbed sandstone has the opened porosity of 0.47-7.74 % and permeability  $10^{-17}-10^{-16} \text{ m}^2$ . Permeability makes about  $10^{-15} \text{ m}^2$  (1 mD) at the opened porosity more than 8 %. Permeability of sandstone above the coal layer  $m_3$  in a crack zone, formed as a result of mining works, is  $(1.5-4.3) \cdot 10^{-14}$  (15-43 mD). A conclusion has been done that the crack zone may be favourable for the accumulation of methane, at that time low permeability (minimum 2 orders less) is saved in an undisturbed zone. Undisturbed sandstone layers may be the screen of gas deposit.