

МОДЕРНІЗАЦІЯ СПОСОБУ ВИЗНАЧЕННЯ КАПІЛЯРНОГО ТИСКУ І ПРОНИКНОСТІ ЗА ДОПОМОГОЮ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДУ

С. О. Овецький, Я. Я. Якимечко*

ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727144,
e-mail: y a r o s l a v . y a k u m e c h k o @ n u n g . e d u . u a

Робота присвячена експериментальному дослідженню визначення величини капілярного тиску у зразках гірської породи різних типорозмірів і властивостей і його зв'язок із проникністю гірських порід. Відношення між проникністю та капілярним тиском завжди було важливим питанням механіки гірських порід і нафтової інженерії. У нафтогазовій галузі для вилучення вуглеводнів, проникність і капілярний тиск є двома найважливішими властивостями, які домінують у процесі експлуатації. Оцінка проникності відображає характеристики пласта, видобуток нафти і газу та проектування розробки родовища. Запропонована математична модель показує залежність між капілярним тиском і проникністю, і з цього можемо передбачити значення капілярного тиску із діапазону значень проникності та інші петрофізичні параметри. Експеримент проводився так. Спочатку ущільнювали дно циліндра двома шарами гумового кільця, одним затискачем, а потім, прикріплюючи трубку на кінцях фази змочування, вимірювали масу піску та розраховували пористість, припускаючи, що щільність зерен становить 2650 кг/м^3 . Потім мідний лист згортали і щільно поміщали всередину контейнера, нижнє гумове ущільнювальне кільце розташовували зверху. Згодом у бюретку вприскували воду, доки поверхня води не збігалася з верхньою частиною гумового ущільнювального кільця; потім зверху встановлювали фільтр і верхнє гумове ущільнювальне кільце. Далі клапан між контейнером трубки та бюреткою закривали, щоб запобігти витісненню води повітрям. Потім над мембраною додавали зразок піску. Нарешті всі клапани були відкриті, і коли рівень води в бюретці врівноважився до висоти верхньої частини піску, нафту повільно додавали в контейнер для підвищення тиску на межі піску/нафти і води. поступово доливаючи нафту в ємність, щоб рівень води в бюретці підвищувався. Капілярний тиск розраховували, виходячи з вимірної висоти води в бюретці. За допомогою рівняння Козені-Кармана внутрішню проникність можна розрахувати за радіусом частинок і пористістю зразка піску. Цей експеримент повторювався дванадцять разів із діаметром зерен від 50 до 120 мікрон.

Ключові слова: кернаві зразки, фільтраційні властивості пласта, дослідження капілярної системи.

This work is devoted to an experimental study of determining the value of capillary pressure in rock samples of various sizes and properties and its relationship with rock permeability. The relationship between permeability and capillary pressure has always been an important issue in rock mechanics and petroleum engineering. In the oil and gas industry, for hydrocarbon recovery, permeability and capillary pressure are two of the most important properties that dominate the production process. Permeability estimation reflects reservoir characteristics, oil and gas production, and field development design. The proposed mathematical model shows the relationship between capillary pressure and permeability, and from this we can predict the value of capillary pressure from the range of permeability values and other petrophysical parameters. The experiment was conducted as follows. First, the bottom of the cylinder was sealed with two layers of rubber ring, one clamp, and then, attaching a tube at the ends of the wetting phase, the mass of sand was measured and the porosity was calculated, assuming a grain density of 2650 kg/m^3 . Then the copper sheet was rolled up and placed tightly inside the container, with the bottom rubber sealing ring on top. Subsequently, water was injected into the burette until the surface of the water met the top of the rubber sealing ring; then the filter and the top rubber sealing ring were placed on top. Next, the valve between the tube container and the burette was closed to prevent air from displacing the water. A sand sample was then added over the membrane. Finally, all valves were opened, and when the water level in the burette equilibrated to the height of the top of the sand, oil was slowly added to the container to increase the pressure at the sand/oil/water interface. gradually adding oil to the container so that the water level in the burette rose. The capillary pressure was calculated from the measured height of the water in the burette. Using the Cozeney-Karman equation, the internal permeability can be calculated from the particle radius and porosity of the sand sample. This experiment was repeated twelve times with grain diameters ranging from 50 to 120 microns.

Keywords: core samples, filtration properties of the layer, study of the capillary system.

Вступ

Необхідність підвищення рівня вилучення вуглеводнів з родовищ привернула увагу дослідників до виснажених малодобітних горизонтів. Це потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів з використанням особливостей капілярних систем [1].

Абсолютно непроникних гірських порід в природі не існує. При відповідному тиску можна протиснути рідини і гази через будь-яку гірську породу. Однак, за існуючих в нафтових і газових пластах перепадах тисків багато порід виявляються практично непроникними для рідин і газів. Все залежить від розмірів пор і порових каналів у гірській породі.

Проникність породи для рідин і газів буде тим меншою, чим менше розмір пор і каналів, що сполучають ці пори в породі. Породи нафтових і газових покладів зазвичай мають капілярні канали. Тому під час руху нафти і газу в пласті діють сили, що перешкоджають цьому рухові.

Непроникні перекриття нафтових і газових пластів зазвичай складаються з глинистих порід, із субкапілярними порами і каналами, тож руху рідини в них не відбувається.

Прямої залежності між величинами пористості і проникності гірських порід немає. Глини, наприклад, можуть мати високу абсолютну пористість, що досягає 40-50%, однак субкапілярні порові канали роблять їх непроникними. Пісковики та вапняки часто мають пористість, що не перевищує 8-15%, однак відрізняються високою проникністю, оскільки структура порового простору у них характеризується розвитком капілярних і надкапілярних порових каналів.

Існуючі методи будучи точними, все ж не дозволяють використовувати керновий матеріал різних типорозмірів і властивостей. Тому виникла необхідність в удосконаленні існуючих методів, яка дозволить в умовах нафтового промислу оперативно визначати не тільки капілярний тиск, а й капілярну проникність.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Відношення між проникністю та капілярним тиском завжди було важливим питанням механіки гірських порід і нафтової інженерії. У нафтогазовій галузі для інтенсифікації вилучення вуглеводнів проникність і капілярний тиск є двома найважливішими властивостями, які домінують у процесі експлуатації. Оцінка проникності відображає характеристики пласта,

видобуток нафти і газу та проектування розробки родовища. Проникність, в основному, визначається шляхом аналізу керну та тиском під час випробувань, але це обмежується вибором керна та можливістю тестування, а також складністю доступу до проникності всього пласта за даними дослідження керна або пласта, який є неоднорідним і розбурений невеликою кількістю свердловин [2]. Деякі дослідники можуть збирати дані за допомогою комбінації пористих даних, отриманих з тестування свердловин і застосування рівняння Козені [3], однак, такі розрахунки є складними через необхідність отримання точних конкретних площ поверхонь, що критично впливає на точність результатів. Крім того, продуктивні пласти значно відрізняються за петрофізичними властивостями, та мають високий рівень кольматації, особливо в карбонатах, що не дозволяє адекватно розрахувати проникність даним методом [2]. Отже, метод каротажу свердловин майже ніколи широко не застосовувався для вимірювання проникності.

Капілярний тиск є ще одним важливим параметром для досліджень, пов'язаних з пористими структурами і рухом багатофазних рідин у пластах [4]. Вимірювання капілярного тиску є одним з основних методів, який дозволяє зрозуміти структуру порового простору, провідність і розподіл рідини в зразках порід. Оскільки характерні параметри структури пор можна отримати з капілярного тиску, що для пористої структури визначає пористість і абсолютну проникність зразка, можна знайти залежність між капілярним тиском і проникністю через характеристику структури.

Поки що всі існуючі моделі для обчислення проникності від капілярного тиску базуються на моделі Пуазейля [5], яка розвинулася в моделі характерної довжини. Метод Пуазейля моделює шлях рідини в гірській породі, як у групі труб різного розміру [5]. До моделі Пуазейля введено масштабні коефіцієнти з калібрувальними константами, такими як розподіл пори породи та викривлення [6]. Цей метод передбачає наявність нестисливої рідини і ламінарної течії. Для порівняння, характеристика моделі довжини описувала дифузю рідини всередині статистично випадкових пористих середовищ з варіюванням розподілу пори по перерізу породи, а характеристики потоку є контрольовані за шкалою довжини.

Основна відмінність між цими двома моделями полягає в тому, що в моделі Пуазейля шлях флюїду формулюється математично, і властивості зразка породи коригуються за регуляторним фактором, отриманим експеримен-

тальним шляхом від випробування потоку рідини [7, 8]. На відміну від цього, основне припущення у методі характерної довжини моделей є неоднорідність пористих середовищ. За цієї обставини, моделі характерної довжини вирішують проблему за допомогою величини пористих каналів, які контролюють провідність та властивості течії рідини у пористих середовищах [9].

Спосіб визначення капілярної пористості [10] дозволяє визначати тільки пористість зразка породи без визначення проникності. Крім того, окремі гірські породи можуть бути чутливими до взаємодії з солями, які використовуються у ході дослідження. Спосіб визначення капілярного тиску [11] відрізняється високою точністю, але не дозволяє використовувати ядерний матеріал різних типорозмірів і властивостей.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Встановлено, що властивості капілярних систем нафтових родовищ досліджено недостатньо. Публікацій, присвячених цій проблемі дуже мало. Особливо це стосується нафтових покладів. Видобуток вуглеводнів з родовищ із низькою проникністю потребує більш оперативних та інформаційних способів визначення не тільки капілярного тиску, але і капілярної проникності з можливістю використовувати ядерний матеріал різних типорозмірів і властивостей.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є експериментальне дослідження процесу визначення величини капілярного тиску у ядерних зразках різних типорозмірів і властивостей. Для цього слід створити експериментальний лабораторний стенд, який дасть змогу в умовах нафтового промислу визначати не тільки значення капілярного тиску, а і капілярну проникність.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Основу математичної моделі складає класична залежність проникності піщаного зразка від капілярного тиску (1), описана Козені і Карманом [3] через абсолютну проникність k :

$$k = \frac{m \cdot d^2}{8\tau}, \tag{1}$$

де m – пористість;
 τ – шорсткість поверхні частинки піску;
 d – діаметр частинки піску, мм.
 Приймемо

$$C_1 = \frac{8\tau}{m}, \tag{2}$$

тоді

$$d = \sqrt{\frac{k}{C_1}}. \tag{3}$$

Водночас, відповідно до рівняння Лапласа співвідношення між капілярним тиском P_c і геометрією зразка описується залежністю:

$$P_c = \frac{\sigma}{d} \cdot C_2, \tag{4}$$

де σ – міжфазовий натяг, Па;
 C_2 – безрозмірна кривизна дренажу [12].

Підставивши у (4) рівняння (2) і (3), отримаємо:

$$P_c = \sqrt{\frac{C_1}{k}} \cdot \sigma \cdot C_2; \tag{5}$$

$$P_c = \sqrt{\frac{m}{8\tau k}} \cdot \sigma \cdot C_2. \tag{6}$$

Усі параметри, крім C_2 , можна отримати шляхом вимірювання геометричних параметрів зразка. Значення безрозмірної кривизни дренажу може бути розраховано за формулою:

$$C_2 = \frac{2R}{d_{\text{пор}}} - 1,6, \tag{7}$$

де $d_{\text{пор}}$ – діаметр пор (діаметр вписаного кола на рис. 1), мм;

R – середній радіус частинки піску, мм.

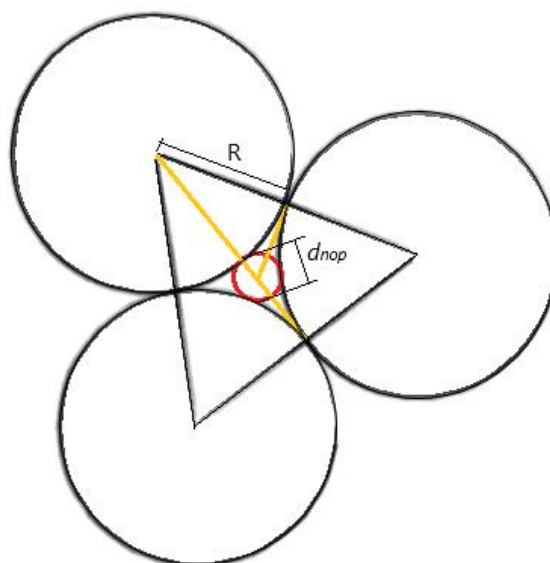
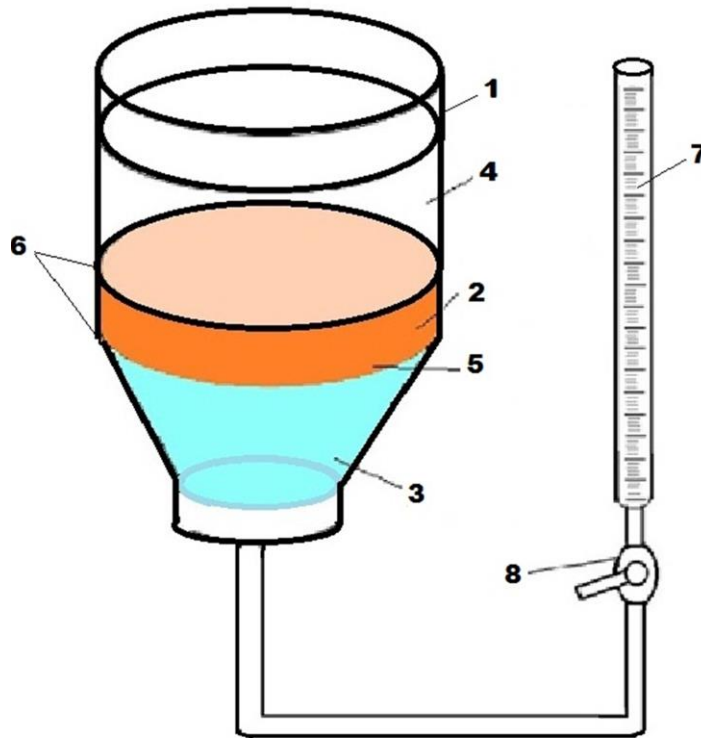


Рисунок 1 – Схематичне подання ідеальних сфер піщаної моделі для визначення вписаного діаметру пор

За допомогою цих основних рівнянь можна побудувати модель двофазної рідини (нафта-вода) для опису зв'язку між абсолютною проникністю та капілярним тиском. Крім цього, C_2 моделюється окремо для змінного розподілу розміру зерна для імітації природного резервуару.



1 – скляна колба; 2 – пористе середовище; 3 – змочувана фаза; 4 – незмочувана фаза;
5 – фільтр; 6 – ущільнювальні кільця; 7 – нерухома лінійка; 8 – клапан

Рисунок 2 – Схема стенда для визначення капілярної проникності

Для спрощеної версії визначення кривизни дренажу від [13] вписаний радіус можна розрахувати, припустивши, що всі частинки ідеально сферичні.

$$\frac{R}{R+r} = \frac{\sqrt{3}R}{2R}; \quad (8)$$

$$2R = \sqrt{3}R + \sqrt{3}r;$$

$$\sqrt{3}r = 2R - \sqrt{3}R;$$

$$r = \left(\frac{2}{\sqrt{3}} - 1 \right) R;$$

$$r \approx 0,1547R, \quad (9)$$

де R – радіус зерен, мм;

r – вписаний радіус, мм.

Таким чином, якщо частинки зразка є ідеальними сферами, вписаний радіус дорівнює приблизно 0,1547 радіуса частинки. Результат розрахунку за рівнянням C_2 показує, що значення залежать від розміру, розподілу та форми частинок зразка. Однак, у чистому кремнеземі та природних зразках зерна не будуть ідеально сферичними або рівномірно розподіленими, і це призведе до діапазону безрозмірного значення кривизни дренажу.

Стенд для визначення капілярної проникності

Щоб перевірити чисельне моделювання, нами розроблено програму експериментів, яка перевіряє співвідношення між капілярним тис-

ком і абсолютною проникністю. Цей експеримент використовує однорідний пісок як аналог для погано консолидованої породи природного резервуару, в також воду – як фазу змочування і нафту – як у фазу незмочування (рис. 2).

Як показано на схемі, апаратура для експерименту включає скляну трубку, що містить пористе середовище (рис. 3), змочувальну та незмочувальну фази та герметизовану гумовою трубкою та хомутами для шлангів (рис. 4). Вузля силиконова трубка (0,25 дюйма) і клапани були прикріплені до кожного кінця циліндра для контролю потоку рідини незмочуваних фаз. Фільтр був вирізаний і розміщений між двома ущільнювальними кільцями, щоб запобігти витіканню зразка піску на сторону фази змочування. Фільтр, який використовується в цьому експерименті, є ідрофільною/ліпофільною проникною мембраною (а саме, нейловою мембраною Biodyne® В.) Використовуване в цьому експерименті пористе середовище – це подрібнений до середнього розміру зерна 210-297 мкм, 125-297 мкм і 125-210 мкм пісок (позначається F70-120, F50-120, F50-70). Щоб виміряти кількість нафти, яка проникає в зразок, використано бюретку висоту води в якій вимірювали за допомогою нерухомої лінійки.



Рисунок 3 – Випробувальний зразок, наповнений нафтою

Методика визначення проникності

Експеримент проводився так. Спочатку дно циліндра ущільнювали двома шарами гумового кільця, одним затискачем, а потім, прикріплюючи трубку на кінцях фази змочування, вимірювали масу піску та розраховували пористість, припускаючи, що густина зерен становить 2650 кг/м^3 .

Далі мідний лист згортали і поміщали всередину контейнера і притискали зверху гумовим ущільнювальним кільцем. Відтак у бюретку впорскували воду, доки поверхня води не збігалася з верхньою частиною гумового ущільнювального кільця. Зверху встановлювали

фільтр і верхнє гумове ущільнювальне кільце. Далі клапан між контейнером трубки та бюреткою закривали, щоб запобігти витісненню води повітрям. Потім над мембраною додавали зразок піску. Нарешті всі клапани були відкриті, і, коли рівень води в бюретці врівноважився до висоти верхньої частини піску, нафту повільно додавали в контейнер для підвищення тиску на межі піску/нафти і води. Поступово в ємність доливали нафту, щоб рівень води в бюретці підвищувався. Капілярний тиск розраховували, виходячи з виміряної висоти води в бюретці. За рівнянням Козені-Кармана внутрішню проникність можна розрахувати за радіусом частинок і пористістю зразка піску. Цей експеримент повторювався дванадцять разів із діаметром зерен від 50 до 120 мікрон.

Висновки

Запропоновано оригінальну і просту конструкцію стенду для визначення капілярної проникності нафти через піщаний зразок, який відтворює властивості колектора покладу родовища на пізній стадії розробки. Розроблена методика визначення фазової проникності в залежності від капілярного тиску, що дає можливість оцінити ефективність різних технологічних рішень для підвищення дебіту нафти зі свердловин родовищ пізньої стадії розробки та нетрадиційних родовищ щільних порід.

Подальші дослідження слід зосередити на капілярній проникності стосовно нафтової фази, оскільки, незважаючи на велику кількість наукових робіт, розробка родовищ щільних порід стосовно нафтових покладів розвинута значно менше, ніж стосовно газових.



Рисунок 4 – Випробувальний стенд із бюреткою

Література

1. Нафтогаз група. Додатково 67 млн куб. м газу на старих проблемних свердловинах – ефект від впровадження Укргазвидобуванням технології капілярних систем. Офіційний сайт. 13.01.2022. URL: <https://www.naftogaz.com/news/dodatkovovo-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdlovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvanniam-tehnologii-kapilyarnyh-system>
2. Tong K., Shan Y., Wang D., Yang L., Chen W. CP-curve-based model for estimating reserve oil permeability: an example from a sandstone of Upper Devonian in Tarim Basin. *Oil and Gas Geology*. 2008. Vol. 29. P. 1–10.
3. Carman P. C. Fluidflow through granular beds. Transactions, Institute of Chemical Engineers (London). 1987. Vol. 15. P. 150–166.
4. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core Analysis: best practice guide (First edit). Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015. 811 p.
5. Sutera S. P., Skalak R. The History of Poiseuille's Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1993. Vol. 25(1). P. 1–20. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>
6. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.
7. Katz A.J., Thompson A.H. Quantitative Prediction of Permeability in Porous Rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34, No. 11 (December). 8179–8181.
8. Katz A.J., Thompson A.H. Prediction of Rock Electrical Conductivity from Mercury Injection Measurements. *Journal of Geophysical Research*. 1987. Vol. 92, No. B1 (Jan.). 599–607.
9. Thompson A.H., Katz A.J., Raschke R.A. Estimation of Absolute Permeability from Capillary Pressure Measurements. *SPE 16794 Annual Technical Conference and Exhibition*. 1987. Dallas, TX, Sept. 27–30.
10. Пат. України 14566А. Спосіб визначення капілярної пористості. № 94043113; заявл. 29.04.1994; опубл. 25.04.1997, Бюл. № 2.
11. Пат. України 6534. Спосіб визначення капілярного тиску. № 827379/25; заявл. 21.05.1990; опубл. 29.12.1994, Бюл. № 8-I.
12. Mousavi M. A., Bryant S. L. Connectivity of Pore Space as a Control on Two-Phase Flow Properties of Tight-Gas Sandstones. *Transport in Porous Media*. 2012. Vol. 94(2), P. 537–554. <https://doi.org/10.1007/s11242-012-0017-x>.
13. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия: ВІПТ "Вік", 1999. 504 с.

References

1. Naftohaz hrupa. Dodatkovo 67 mln kub. m hazu na starykh problemnykh sverdlovynakh efekt vid vprovadzhennia Ukhazvydobuvanniam tekhnologii kapiliarnykh system. Ofitsiynyi sait. 13.01.2022. URL: <https://www.naftogaz.com/news/dodatkovovo-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdlovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvanniam-tehnologii-kapilyarnyh-system> [in Ukrainian]
2. Tong K., Shan Y., Wang D., Yang L., Chen W. CP-curve-based model for estimating reserve oil permeability: an example from a sandstone of Upper Devonian in Tarim Basin. *Oil and Gas Geology*. 2008. Vol. 29. P. 1–10.
3. Carman P. C. Fluidflow through granular beds. Transactions, Institute of Chemical Engineers (London). 1987. Vol. 15. P. 150–166.
4. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core Analysis: best practice guide (First edit). Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015. 811 p.
5. Sutera S. P., Skalak R. The History of Poiseuille's Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1993. Vol. 25(1). P. 1–20. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>
6. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.
7. Katz A.J., Thompson A.H. Quantitative Prediction of Permeability in Porous Rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34, No. 11 (December). 8179–8181.
8. Katz A.J., Thompson A.H. Prediction of Rock Electrical Conductivity from Mercury Injection Measurements. *Journal of Geophysical Research*. 1987. Vol. 92, No. B1 (Jan.). 599–607.
9. Thompson A.H., Katz A.J., Raschke R.A. Estimation of Absolute Permeability from Capillary Pressure Measurements. *SPE 16794 Annual Technical Conference and Exhibition*. 1987. Dallas, TX, Sept. 27–30.
10. Patent Ukrainy 14566A. Sposib vyznachennia kapiliarnoi porystosti. Nomer zaiavky 94043113. Data podachi zaiavky: 29.04.1994. Data publikatsii: 25.04.1997. Biul. No 2.
11. Patent Ukrainy 6534. Sposib vyznachennia kapiliarnoho tysku. Nomer zaiavky 827379/25. Data podachi zaiavky: 21.05.90. Data publikatsii: 29.12.94. Biul. No 8-I.
12. Mousavi M. A., Bryant S. L. Connectivity of Pore Space as a Control on Two-Phase Flow Properties of Tight-Gas Sandstones. *Transport in Porous Media*. 2012. Vol. 94(2), P. 537–554. <https://doi.org/10.1007/s11242-012-0017-x>.
13. Kotskulych Ya.S., Kochkodan Ya.M. Burinnia naftovykh i hazovykh sverdlovyn. Kolomyia: VPT "Vik", 1999. 504 p.