

## УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Запропоновано методику визначення фазової проникності для нафти і води та абсолютної газопроникності, яка передбачає послідовне проведення на зразках сипучих порід і пробах шламу, попередньо ущільнених під дією ефективного тиску до пластових (геодинамічних) умов, капіляриметричних досліджень та інтерпретацію отриманих залежностей із розрахунками фільтраційних параметрів. У разі відсутності експериментальних вимірів проникності, або неможливості їх здійснення через технічні причини, реалізація цього варіанта методики дає змогу значно розширити область її застосування.

**Ключові слова:** сипучі породи; проби шламу; криві капілярного тиску; фазова проникність; абсолютна газопроникність.

### Вступ

Визначення фільтраційних характеристик порід-колекторів є одним з важливих завдань під час пошуків та видобутку нафти і газу. Викладена нижче методика проведення таких досліджень має безпосереднє відношення до нафтогазопромислової геології та фізики пласта, зокрема до вивчення фільтраційних властивостей на зразках сипучих порід і пробах шламу, відібраних під час буріння свердловин і проведення газокаротажних досліджень, коли у розрізі неможливо відібрати консолидований керн.

На сьогодні взагалі відсутній метод визначення фільтраційних параметрів порід на пробах шламу.

### Коефіцієнт проникності порід-колекторів

Теоретичні основи методики визначення коефіцієнта проникності  $K_{np}$  для порід-колекторів з неоднорідним розподілом пор за розмірами (капілярна модель зі змінною звивистістю) викладено у [Ромм, 1985]. М. Віллі та М. Шпенглер для кожної групи капілярів приблизно однакового радіуса (одного класу пор) застосували таку формулу:

$$K_{np} = \frac{(\sigma \cdot \cos \theta)^2}{\gamma \cdot R_n^2 \cdot m} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\Delta S_i}{P_{ki}}, \quad (1)$$

де  $\sigma$  – поверхневий натяг на межі розділу фаз;  $\theta$  – крайовий кут змочування порід;  $\gamma$  – фактор форми порових каналів змінюється від 1,7 до 3, в середньому приймають 2,5;  $R_n$  – показник опору (параметр пористості);  $m$  – відкрита пористість;  $\Delta S_i$  – насиченість пор рідиною, що фільтрується для  $i$ -го класу капілярів;  $P_{ki}$  – капілярний тиск (тиск витіснення  $P$ ) в  $i$ -й групі капілярів, насичених рідиною.

Фазову (ефективну) проникність для рідини, якою частково насичений зразок, визначають із формули:

$$K_{np} = \frac{\sigma^2 m}{\gamma \cdot R^2 \varphi^2 \cdot S^2} \cdot \int_0^3 \frac{dS}{P_k^2(S)}, \quad (2)$$

де  $R$  – показник опору водонасиченої породи, що визначається як  $R = \varphi_3 / (\varphi S)$ ;  $\varphi_3$  – звивистість пор за конкретного насичення породи рідиною;  $\varphi$  – звивистість пор;  $S$  – насиченість пор водою.

Для рідини (вода, газ), якою насичений зразок, проникність можна визначити з кривої капілярного тиску (ККТ), як:

$$K_{np} = \int_0^3 \frac{dS}{P_k^2}, \quad (3)$$

оскільки решта параметрів, що входять у формулу (2), опосередковано визначають поведінку ККТ і вимірювати їх експериментально немає потреби.

Під час витіснення рідини, якою насичена порода, за отриманими ККТ можна виділити три характерні ділянки: початкова – вода міститься у надкапілярних порових каналах, які, як правило, мають радіус 10–100 мкм і більше (рідина з них витісняється під дією гравітаційних сил і характеризується найнижчим рівнем молекулярно-поверхневої взаємодії з порами, які мають здебільшого нейтральну змочуваність для полярно-протилежних рідин) [ГСТУ 41-00032626-00-025-2000, ГСТУ 41-31-2002, Нестеренко, 2010].

За подальшого нарощування тиску витіснення  $P$  (капілярного тиску  $P_k$ ) рідина, яка перебуває у плівковому стані, вилучається з капілярних порових каналів радіусом, як правило, 1–10 мкм. У відцентровому полі процес її вилучення залежить від прикладеного тиску витіснення. Гідродинамічно рідина у плівковому стані може витіснятися лише після блокування надкапілярних пор, які володіють найкращими фільтраційними властивостями [Нестеренко, 2010]. І, нарешті, рідина, яка перебуває в порах радіусом менше 1 мкм, не витісняється, оскільки знаходиться в абсорбованому стані. Тиск у цьому класі порових каналів, а отже і пластовий тиск, гідродинамічно не передається.

Диференціація ККТ на зазначені ділянки є теоретичною основою для визначення проникності порід за тою чи іншою рідиною. Тому прототипом цього процесу можуть частково слугувати методики досліджень, викладені у нормативних документах [ГСТУ 41-00032626-00-025-2000, ГСТУ 41-31-2002].

### Нова методика визначення коефіцієнта проникності

Мета винаходу – створити процес визначення ефективної (фазової) проникності порід за незмі-

шуваними рідинами за конкретних значень флюїдонасичення сипучих порід і проб шламу, відібраних під час буріння свердловин. Завдання вирішується за допомогою послідовного проведення капіляриметричних досліджень на пробах, насичених різними флюїдами (пластова вода, газ).

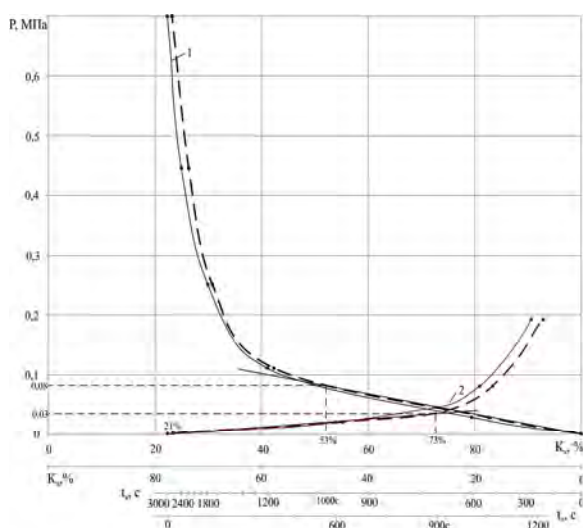
Процес виконують так.

Відібрану пробу сипучої породи або шламу готують до досліджень відповідно до стандартних вимог [ГОСТ 26450.0-85]. Висушену пробу засипають у металеві (пластикові) контейнери з перфорованим дном. За допомогою гідравлічного преса проба шламу додатково спресовується створенням на неї ефективного тиску, що відповідає пластовим умовам залегання порід. Пробу насичують моделлю пластової води, зважують на аналітичній вазі разом із контейнером і визначають відкриту пористість з урахування маси контейнерів у повітрі і пластовій воді. Подальша процедура досліджень проходить за вимогами [ГОСТ 26450.1-85]. Завершують дослідження побудовою ККТ для води і газу при залишковому водонасиченні порід [ГСТУ 41-00032626-00-025-2000, ГСТУ 41-31-2002].

Як приклад, на рисунку показані ККТ для зразка доломіту з вмістом алевро-середньо-дрібнопсамітової теригенної фракції із нижньопермських відкладів свердловини 222-Гнідницьького нафтового родовища Дніпровсько-Донецької западини, відібраного в інтервалі 1863-1867м. Отримані у поверхневих умовах ККТ для води і газу приводять до пластових умов через введення до отриманих значень флюїдонасичення відповідного поправкового коефіцієнта.

У разі відсутності прямих вимірів пористості у поверхневих і пластових умовах поправкові коефіцієнти для порід-колекторів різних нафтогазоносних провінцій України знаходять із додатку Д [ГСТУ 41-00032626-00025-2000].

До початкової ділянки ККТ (див. рисунок, крива 1) проводять пряму лінію і розраховують ефективну проникність по воді у такій послідовності.



Типові залежності витіснення води (1) і газу за залишкового водонасичення (2) з порід-колекторів (отримані на зразках керну / пробах шламу)

У точці відхилення ККТ від прямої лінії визначають об'єм витісненої води – коефіцієнт водонасичення  $K_e$  за конкретного максимального тиску  $p$  і часу центрифугування зразка  $t_e$ . У цьому випадку з ККТ для води (крива 1, штриховою лінією зображено ККТ, приведену до пластових умов) отримуємо:  $K_e = 53\%$ ,  $t_e = 1000$  с, отже витрата рідини за певний проміжок часу  $Q_e = V_e/t_e$ , де  $V_e$  об'єм витісненої води:  $V_e = V_{пор} \cdot (1 - K_e) = 4,3 \text{ см}^3 \cdot (1 - 0,53) = 4,3 \text{ см}^3 \cdot 0,47 = 2,02 \text{ см}^3$ . Отже,  $Q_e = 2,02/1000 = 0,00202 \text{ см}^3/\text{с}$ . Звідси ефективну проникність по воді знайдемо з формули:

$$K_{прв} = \frac{Q_e \cdot \mu \cdot l \cdot 1000}{F \cdot \Delta P}, \quad (4)$$

де  $\mu$  – в'язкість флюїду;  $l$  – довжина спресованої проби шламу;  $F$  – площа торця проби;  $\Delta P$  – перепад тиску.

$$K_{прв} = \frac{0,00202 \text{ см}^3/\text{с} \cdot 1 \text{ сПз} \cdot 3 \text{ см} \cdot 1000}{6,79 \text{ см}^2 \cdot 0,9 \text{ атм}} = \frac{6,06}{5,42} = 1,1 \text{ мД}.$$

Аналогічно розраховуємо ефективну проникність по газу  $K_{пр.г}$  (див. рисунок, крива 2, штриховою лінією зображено ККТ, приведену до пластових умов) за конкретного насичення пор залишковою водою і газонасичення.

Об'єм витісненого газу становитиме:  $4,3 \text{ см}^3 \times (1 - 0,27 - 0,21) = 2,236 \text{ см}^3$ . Витрата газу  $Q_g = V_g/t_g = 2,236 \text{ см}^3/900 \text{ с} = 0,00248 \text{ см}^3/\text{с}$ , а проникність така:

$$K_{пр.г} = \frac{0,00249 \text{ см}^3/\text{с} \cdot 1,3 \text{ сПз} \cdot 3 \text{ см} \cdot 1000}{6,79 \text{ см}^2 \cdot 0,3 \text{ атм}} = 4,8 \text{ мД}.$$

(для порівняння: експериментально отримане значення –  $6,8 \text{ мД}$ , тобто порядок величин близький).

Отже, проникність визначають лише на ділянці витіснення вільних флюїдів (вода, газ), причому підбирається лише ділянка з рівномірною швидкістю витіснення, на якій справедливий лінійний закон фільтрації Дарсі.

Для визначення абсолютної газопроникності можна скористатись співвідношеннями між ефективною (фазовою) проникністю для гексану при залишковому водонасиченні порід і абсолютною газопроникністю  $K_r$ , експериментально виміряною на зразках порід-колекторів різних нафтогазоносних регіонів України [Обґрунтування..., 2005; Методические..., 1985] і наведених у таблиці.

Для досліджуваного нами зразка отримаємо:  $K_e = 4,8/0,65 = 7,4 \text{ мД}$ . Якщо врахувати ступінь насичення пор водою  $53\%$  і  $21\%$  та співвідношення об'ємів ефективних пор  $(1 - 0,21)/(1 - 0,53) = 0,79/0,47 = 1,68$ , то для всього діапазону розподілу ефективних пор за розмірами з ККТ, отримаємо:  $K_e = 7,4 \times 1,68 = 12,4 \text{ мД}$ , що є близьким до виміряного експериментально значення абсолютної газопроникності ( $11 \text{ мД}$ ) на зразку стандартних розмірів (діаметром  $3 \text{ см}$  і довжиною  $3 \text{ см}$ ) відповідно до вимог ГОСТ 26450.2-85

**Поправкові коефіцієнти на зміну пористості і газопроникності у пластових умовах для теригенних колекторів різних нафтогазоносних регіонів України**

Глибина	Поправкові коефіцієнти для колекторів з проникністю			
	$K_2 < 1 \text{ мД}$		$K_2 > 1 \text{ мД}$	
	$K_{н.л.т}/K_n$	$K_{пр.т}/K_2$	$K_{н.л.т}/K_n$	$K_{пр.т}/K_2$
<b>Дніпровсько-Донецька западина</b>				
1000	0,89	0,67	0,94	0,76
2000	0,85	0,57	0,92	0,65
3000	0,83	0,52	0,89	0,59
4000	0,81	0,49	0,88	0,56
5000	0,79	0,48	0,84	0,54
6000	0,77	0,46	0,82	0,52
<b>Передкарпатський прогин (Більче-Волицька зона)</b>				
1000	0,96	0,62	0,96	0,67
2000	0,94	0,46	0,95	0,52
3000	0,94	0,42	0,95	0,47
4000	0,93	0,41	0,94	0,46
5000	0,93	0,39	0,94	0,43
6000	0,92	0,37	0,94	0,43
<b>Передкарпатський прогин (Бориславсько-Покутська зона)</b>				
1000	0,92	0,85	0,95	0,86
2000	0,90	0,78	0,93	0,80
3000	0,89	0,73	0,92	0,76
4000	0,87	0,70	0,91	0,72
5000	0,85	0,67	0,90	0,70
6000	0,83	0,64	0,89	0,67
<b>Південний регіон</b>				
1000	0,85	0,70	0,85	0,71
2000	0,79	0,57	0,79	0,61
3000	0,73	0,48	0,76	0,56
4000	0,70	0,43	0,72	0,51

Викладена методика пройшла апробацію на зразках стандартних розмірів (близько 70 вимірів) і дає змогу перейти на сипучі породи та проби шламу, оскільки вона обґрунтована теоретично та експериментально. Альтернативного способу визначення фільтраційних властивостей подібних порід на сьогодні не існує.

Цей спосіб дає змогу визначити фільтраційну здатність порід-колекторів відносно незмішуваних рідин або газу на сипучих породах і пробах шламу, відібраних під час буріння свердловин, якщо відсутній kern консолідованих порід з конкретних інтервалів. Отримана у такому разі інформація дає змогу оперативно вживати заходів щодо випробовування свердловин на продуктивність або визначення доцільності впровадження методів інтенсифікації припливів вуглеводнів, оскільки промислово цінність колектора визначає його проникність.

**Висновки**

Таким чином, удосконалена нами методика визначення фільтраційних властивостей порід не змішуваними рідинами передбачає послідовне насичення їх пластовою водою і газом і проведення капіляриметричних досліджень у поверхневих умовах з побудовою відповідних кривих капілярного тиску (ККТ), яка відрізняється тим, що дослідження проводять на пробах сипучих порід і шламу, спресованих під ефективним тиском залягання порід у циліндричних контейнерах з подальшим проведенням на них досліджень.

Отримані ККТ у поверхневих умовах приводять до пластових умов введенням відповідного поправкового коефіцієнта до насичення пор незмішуваними рідинами. З відповідних ККТ для незмішуваних рідин графічно визначають об'єми витіснених рідин за допомогою проведення прямих ліній лише до початкової ділянки отриманих ККТ за конкретний проміжок часу, а проникність розраховують на ділянці лінійного закону фільтрації за відомою формулою Дарсі.

**Література**

ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 8 с.

ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 16 с.

ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Визначення залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – Київ: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.

ГСТУ 41-31-2002. Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків. – Київ: Мінекоресурсів України, 2002. – 20 с.

Методические рекомендации по обоснованию кондиционных параметров терригенных коллекторов по керну / В.М. Бортницкая, Т.М. Ципенюк. – Львов: УкрНИГРИ, 1985. – 35 с.

Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керну). Методичні вказівки. – Київ-Львів: ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ, 2005. – 58 с.

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

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ****В.М. Владыка, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацкий, И.Г. Крыва**

Предложена методика определения фазовой проницаемости для нефти и воды и абсолютной газопроницаемости, которая предусматривает последовательное проведение на образцах сыпучих пород и пробах шлама, предварительно уплотненных под действием эффективного давления до пластовых (геодинамических) условий, капилляриметрических исследований и интерпретации полученных зависимостей с расчетами фильтрационных параметров. В случае отсутствия экспериментальных измерений проницаемости или невозможности их осуществления по техническим причинам реализация данного варианта методики позволяет значительно расширить область ее применения.

**Ключевые слова:** сыпучие породы; пробы шлама; кривые капиллярного давления; фазовая проницаемость; абсолютная газопроницаемость.

**IMPROVEMENT OF THE TECHNIQUE OF DETERMINATION  
OF FILTRATIONAL PARAMETERS OF BREEDS COLLECTORS****V.M. Vladyka, M.Yu. Nesterenko, R.S. Balatsky, I.G. Kryva**

The technique of definition of phase permeability offered by authors for oil and water and absolute gas permeability provides consecutive carrying out on examples of loose breeds and the tests of the slime previously condensed under the influence of effective pressure in sheeted (geodynamic) conditions capillaries of metric researches and interpretation of received dependences with calculations of filtrational parameters. In case of lack of experimental measurements of permeability or impossibility of their implementation for technical reasons realization of this variant of technique allows to expand considerably the area of its application.

**Key words:** loose breeds; slime tests; curves of capillary pressure; phase permeability; absolute gas permeability.

<sup>1</sup>*Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДГазу, м. Львів*

<sup>2</sup>*Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна  
НАН України, м. Львів*