

Дослідження газопроникності гірських порід за різних режимів фільтрації газу

© **Я.А. Пилип**
канд. геол.-мінерал. наук
М.М. Багнюк
канд. геол. наук
bagnyuk.unga@i.ua
М.Ю. Нестеренко
д-р геол. наук
О.О. Дмишко
Л.М. Козак

УДК 552.578:553.98

Експериментально досліджено фільтрацію газу у зразках гірських порід за умови переходу від ламінарного до турбулентного режиму, оцінено межю прояву останнього та наявність поправки на ефект Клінкенберга.

Ключові слова: гірська порода, газопроникність, пористість, фільтрація газу, середній тиск, ефект Клінкенберга, закон Дарсі, ламінарний режим, турбулентний режим.

Експериментально досліджена фільтрація газу в образцах горных пород в условиях перехода от ламинарного к турбулентному режиму, оценены границы проявления последнего и наличие поправки на эффект Клинкенберга.

Ключевые слова: горная порода, газопроницаемость, пористость, фильтрация газа, среднее давление, эффект Клинкенберга, закон Дарси, ламинарный режим, турбулентный режим.

Gas filtration in samples of rocks was investigated by experiment under conditions of transition from laminar to turbulent regimes, the latter's flow limit and existence of the Klinkenberg effect correction were evaluated.

Key words: rock, gas permeability, porosity, gas filtration, medium pressure, Klinkenberg effect, Darcy's law, laminar regime, turbulent regime.

За довготривалий період вивчення фільтрації флюїдів у пористих середовищах розроблено теоретичні засади і методики лабораторного вимірювання газопроникності зразків гірських порід та способи інтерпретації результатів дослідів. В основному, такі роботи проводили окремо для ламінарного (лінійного) і турбулентного (нелінійного) режимів фільтрації газу [1–5 та ін.]. Однак поза увагою дослідників залишається ряд нез'ясованих питань щодо взаємопереходу цих режимів, їх прояву і співіснування у породах різної проникності тощо. Зокрема, нема однозначного пояснення тому, як проявляється і враховується поправка на ефект Клінкенберга після турбулізації газового потоку. Іноді рівняння турбулентного потоку газу (за Форхгеймером) подають із поправкою Клінкенберга [5], а іноді [3, 4 та ін.] таке твердження відсутнє, а тому не зрозуміло, чи вона взагалі є і як її вводять.

Звісно, що критерієм підтвердження чи спростування теорії небезпідставно вважається практика або експеримент. У зв'язку з цим проведено серію цільових дослідів вимірювання газопроникності зразків низькопроникних теригенних порід на усталених режимах фільтрації газу (азоту) за різних значень перепадів і середніх тисків. Досліди виконували за стандартною методикою [2, 3, 5 та ін.] у кернотримачах із усебічним гідрообтисненням на зразках завдовжки 3 см, діаметром 2,7 см. Для ілюстрації вибрано три зразки – один пісковик 96126 і два алевроліти 96182 і 92525. Для першого з них у широкому діапазоні зміни тисків було встановлено існування обох режимів фільтрації газу (як ламінарного, так і турбулентного) і чітко простежується взаємоперехід між ними.

Оскільки серійні досліди переважно проведені за кімнатних (практично за стандартних) умов, для обчислень газопроникності, відповідно до закону Дарсі, використано рівняння:

$$K_{np} = \frac{200Q_0 p_0 \bar{\mu} L}{\Delta p \bar{p} F} = \frac{200Q_0 p_0 \bar{\mu} L}{(p_{вх}^2 - p_{вих}^2) F}, \quad (1)$$

де K_{np} – поточні (позірні) значення газопроникності в 10^{-15} м^2 ; Q_0 – об'ємні витрати газу, приведені до стандартних умов в $\text{см}^3/\text{с}$; p_0 – атмосферний тиск у МПа (прийнято $0,10 \text{ МПа} \approx 1 \text{ фіз. атм}$); $\bar{\mu}$ – в'язкість газу за термобаричних умов досліді в МПа·с; L – довжина зразка породи в см; Δp – перепад тисків між входом у зразок і виходом із нього ($p_{вх} - p_{вих}$) у МПа; \bar{p} – середній тиск у зразку ($(p_{вх} + p_{вих})/2$) у МПа; F – площа поперечного перетину зразка в см^2 .

Ще з дослідів Клінкенберга [1] відомо, що за рахунок прослизання молекул газу в капілярах значення поточної газопроникності K_{np} пористих середовищ залежить від середнього тиску згідно з виразом:

$$K_{np} = K_{np}^p + \text{tg} \alpha \frac{1}{\bar{p}} = K_{np}^p \left(1 + \frac{v}{\bar{p}} \right), \quad (2)$$

у якому K_{np}^p – абсолютна газопроникність, яка теоретично дорівнює рідинопроникності за відсутності фізико-хімічної взаємодії рідини з породою; v – коефіцієнт відхилення від закону Дарсі на прослизання молекул газу (ефект Клінкенберга). На графіку в координатах $K_{np} = f(1/\bar{p})$ точки вимірювань поточної газопроникності на різних середніх тисках \bar{p} апроксимуються прямою лінією, яка на перетині з ординатою вказує величину K_{np}^p , а нахил її до абсциси – міру відхи-

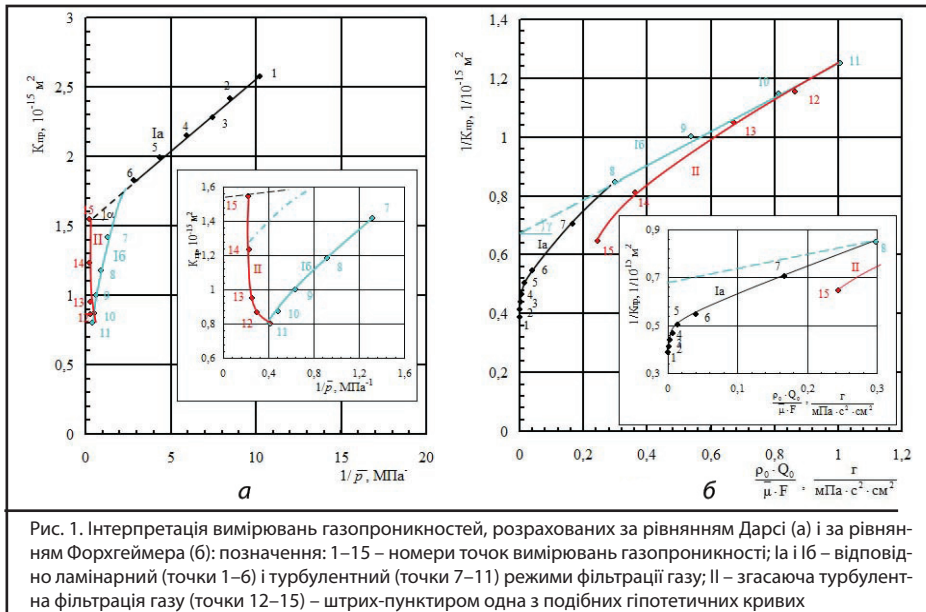


Рис. 1. Інтерпретація вимірювань газопроникностей, розрахованих за рівнянням Дарсі (а) і за рівнянням Форхгеймера (б): позначення: 1–15 – номери точок вимірювань газопроникності; Ia і Ib – відповідно ламінарний (точки 1–6) і турбулентний (точки 7–11) режими фільтрації газу; II – згасаюча турбулентна фільтрація газу (точки 12–15) – штрих-пунктиром одна з подібних гіпотетичних кривих

лення від $K_{пр}^p$, виражену в рівнянні (2) тангенсом кута α (рис. 1, а) або коефіцієнтом ν , що дорівнює $\text{tg}\alpha/K_{пр}^p$.

Величина відхилення, згідно з рівнянням (2), у міру зменшення $K_{пр}^p$ прогресуюче зростає і за проникності, значно меншої за $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, може навіть суттєво перевищувати її фактичне значення. Під час турбулентного руху газу, за стандартних умов виконання дослідів, для розрахунків придатний спрощений варіант двочленного рівняння Форхгеймера:

$$\frac{(p_{вх}^2 - p_{вих}^2)F}{200 Q_0 p_0 \mu L} = \frac{1}{K_{пр}^p} + \frac{\beta \rho_0 Q_0}{\mu F}, \quad (3)$$

де β – коефіцієнт турбулентності як складова зусилля на подолання інерційних опорів; ρ_0 – густина газу за стандартних умов у г/см^3 .

Обидві частини цього рівняння містять обернену величину газопроникності, і воно на графіку в координатах $1/K_{пр}$ і $\rho_0 Q_0 / \mu F$ лінеаризується – поточні значення $1/K_{пр}$ за різних перепадів тиску апроксимуються прямою лінією, яка на осі ординат відсікає кінцеве значення $1/K_{пр}^p$, а тангенс кута її нахилу до абсциси ($\text{tg}\gamma$ на рис. 1, б) дорівнює коефіцієнту турбулентності β .

За результатами наших дослідів і з математичної суті рівняння Форхгеймера (3) стає очевидним, що в ньому символ $K_{пр}^p$ рівнозначний $K_{пр}^p$ рівняння Клінкенберга (2). Звідси, за аналогією з ним у стандартних умовах турбулентної фільтрації газу, для лабораторних розрахунків можна користуватися виразом:

$$\frac{1}{K_{пр}} = \frac{1}{K_{пр}^p} + \frac{\beta \rho_0 Q_0}{\mu F} = \frac{1}{K_{пр}^p} \left(1 + \frac{a \rho_0 Q_0}{\mu F} \right), \quad (4)$$

у якому $\beta = \text{tg}\gamma$, $a = \beta K_{пр}^p$.

Фільтрацію газу найбільш повно досліджували на зразку пісковика 96126, абсолютна газопроникність якого дала змогу у широкому діапазоні Δp від 0,1 до 4,7 МПа здійснювати вимірювання $K_{пр}$ у ламінарному і турбулентному режимах за постійного атмосферного тиску і перемінного протитиску на його виході. У таблиці подано результати вимірювань і розрахунки фільтраційних параметрів, що здійснені паралельно за рівняннями Дарсі і Форхгеймера, а на рис. 1 зображено відповідні до них графіки.

Для ламінарного режиму фільтрації газу згідно з рівнянням (2) точки 1–6 вимірювань поточної газопроникності $K_{пр}$ за різних середніх тисків \bar{p} на графіку $K_{пр} = f(1/\bar{p})$ (рис. 1, а) впевнено апроксимуються прямою лінією (відрізок Ia на рис. 1, а), екстраполяція якої до осі ординат показує величину абсолютної газопроникності $K_{пр}^p = 1,54 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $\text{tg}\alpha = 0,103$, коефіцієнт $\nu = 0,0669$. Після точки 6 починається турбулізація потоку газу, що надалі з перепаду тиску понад 1,4 МПа виражена кривою, яка дотично відходить від прямої Ia і параболічно круто завертає до низу, утворюючи в межах точок 7–11 криволінійний відрізок Ib. Із результатів дослідів, розрахованих за двочленным рівнянням Форхгеймера (3), точки 8–11 із таблиці в координатах $1/K_{пр}$ і $\rho_0 Q_0 / \mu F$ лінеаризуються (рис. 1, б), а на продовженні цієї лінії до ординати одержано значення абсолютної газопроникності, в цьому прикладі $K_{пр}^p = 1,47 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ($1/K_{пр}^p = 0,68$). Різниця між її попереднім значенням $1,54 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ становить 4,5 % і є нормативно прийнятною [2]. Коефіцієнт турбулентності β , тобто $\text{tg}\gamma$, дорівнює 0,57, коефіцієнт $a = 0,84$.

Порівняння фрагментів а та б рис. 1 показує, що за турбулентного режиму фільтрації також враховано поправку Клінкенберга, оскільки вона наявна на рівні середнього тиску, з якого починається турбулізація. З цього рівня і з цієї поправкою лінія турбулентного Ib режиму асимптотично відходить від ламінарного Ia і прямує до оберненого значення $K_{пр}^p$, яке справа у знаменнику рівняння (3) після зміни режимів фільтрації тотожне $K_{пр}^p$ рівняння (2). У ньому поправка Клінкенберга (коефіцієнт ν), згідно з універсальною кореляцією $\nu = 0,777 \cdot (K_{пр}^p)^{-0,39}$ [3], для високопроникних порід понад $(100-200) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ є незначною, і її існування залишалося поза увагою у дослідях Є.Б. Чекалюка і Д.В. Кутової [4] та В.І. Горояна зі співавторами [5]. Вплив поправки стає помітним лише для порід із $K_{пр}^p$ у перші десятки одиниць 10^{-15} м^2 і стрімко зростає – у породах із $K_{пр}^p$, меншою за $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Поточні значення $K_{пр}$ від абсолютних $K_{пр}^p$ за невеликих середніх тисків можуть відрізнятись навіть на порядок і більше.

У подальших дослідях на зразку 96126 із протитиском на виході з нього (точки 12–15, крива II) зменшення перепадів тисків і зростання їхніх середніх значень призводило до поступового згасання турбулентності газового потоку і підвищення $K_{пр}$, близького до його абсолютного значення $K_{пр}^p$ (рис. 1, а). Крива II не виражає самостійного режиму фільтрації, її можна охарактеризувати як згасаючу (нестационарну) турбулентність, оскільки вона складається з кінцевих точок стаціонарних кривих окремих турбулентних режимів, які з різних середніх тисків віялоподібно відходили би від своїх ліній ламінарного руху типу Ia. Таку гіпотетичну криву на рис. 1, а зображено штрих-пунктиром.

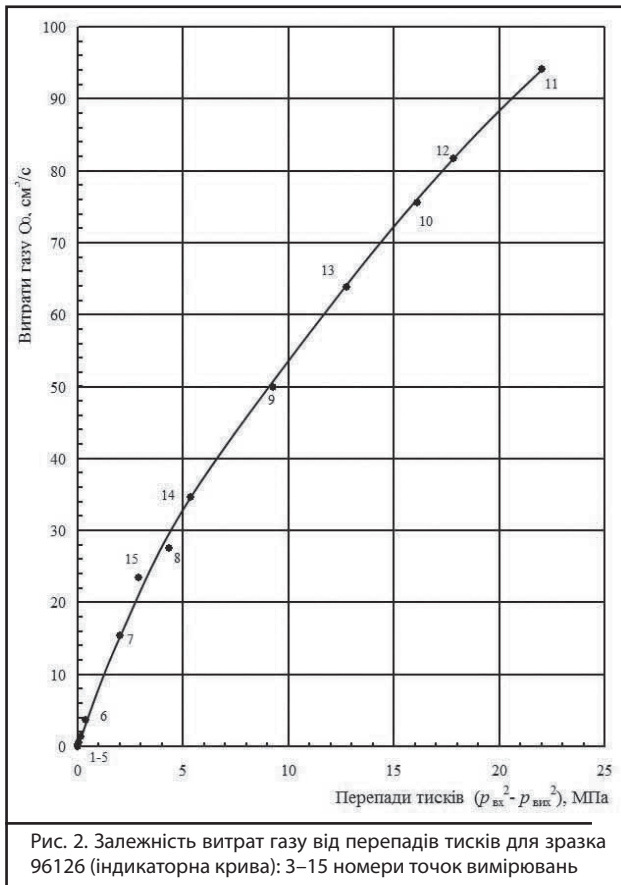


Рис. 2. Залежність витрат газу від перепадів тисків для зразка 96126 (індикаторна крива): 3–15 номери точок вимірювань

Нині не існує методики інтерпретації кривих типу II, для таких нестационарних умов її варто створити, здійснивши серію цільових експериментів на зразках різної газопроникності. Коли ж у спеціальних експериментах потрібно імітувати термобаричні умови, подібні до пластових, тоді результати вимірювання газопроникності можна порівнювати лише за однакових середніх тисків та їхніх перепадів. Відомі спроби створити зведене рівняння Дарсі і Форхгеймера для визначення газопроникності порід за умов неусталеної фільтрації – за зміною тиску під час перетікання газу з ємності відомого об'єму [8]. У ньому використано ряд припущень, додаткових коефіцієнтів, навіть запозичено із трубно-гидравліки критерій Рейнольдса, хоч іще Шейдегер [9] вважав неприпустимим застосовувати його для пористих середовищ, позаяк одержані результати можуть відрізнятися в 750 разів.

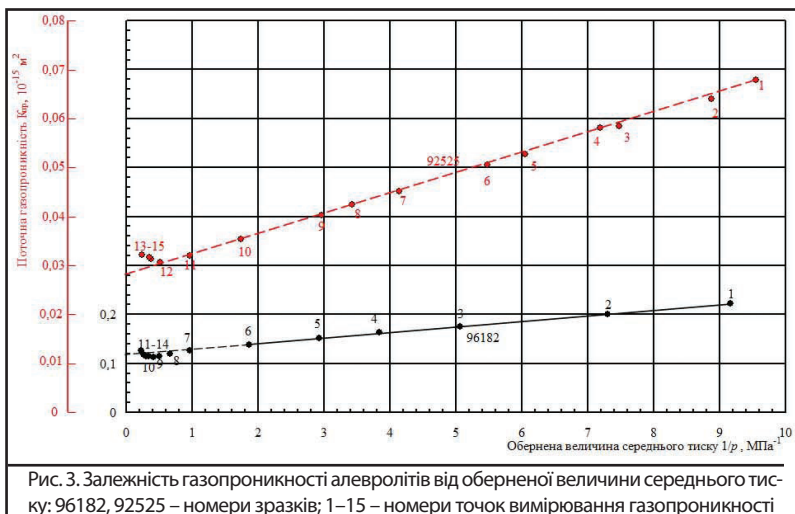


Рис. 3. Залежність газопроникності алевролітів від оберненої величини середнього тиску: 96182, 92525 – номери зразків; 1–15 – номери точок вимірювання газопроникності

Доцільно звернути увагу на важливий параметр, що є характеристичним для трубно-і підземної газодинаміки, – співвідношення витрат газу Q_0 і різниці квадратів перепадів пластового $p_{пл}$ і вибійного $p_{виб}$ тисків у свердловинах $\Delta p^2 = (p_{пл}^2 - p_{виб}^2)$. За умов припливу газу високого тиску в газопромисловій практиці залежність Q_0 від Δp^2 (індикаторна діаграма) прямолінійна для ламінарного й увігнута до осі Δp^2 – турбулентного режимів фільтрації. На прикладі зразка пісковика 96126 (рис. 2) видно, що індикаторна діаграма $Q_0 = f(\Delta p^2)$ у лабораторних дослідях може бути завжди лише криволінійною, увігнутою до осі Δp^2 . За низьких перепадів і середніх тисків це обумовлене відхиленням від лінійності за рахунок прослизання молекул газу (ефект Клінкенберга) – на графіках лінеаризація можлива, наприклад, у півлогарифмічних координатах [3]. Із досягненням умов турбулентності кривизна тільки зростатиме. Отже, рекомендації графічно перевіряти наявність прямої пропорційності $Q_0 = f(\Delta p^2)$ як ознаки ламінарного потоку газу через піддослідні зразки порід не є виправданими, хоч нерідко зустрічаються в наукових публікаціях, у тому числі в монографічних посібниках із фізики пласта [6, 7 та ін.]. Фактично можливі лише квазілінійні графіки такого типу, наприклад, за рахунок закруглення під час їх побудови та у вузькому діапазоні перепадів тисків.

Нині встановлено надійні критеріальні параметри для визначення умов, за яких у зразках гірських порід відбувається зміна ламінарного і турбулентного режимів фільтрації газу. Вона обумовлена лінійною швидкістю потоку, що залежить, крім перепаду тисків і в'язкості газу, також від ряду інших параметрів, зокрема від пористості, структури порових каналів, їх звивистості тощо, корелятивні зв'язки між якими недостатньо тісні.

Для оцінки межі, за якою турбулентна фільтрація газу не проявляється, було проведено досліді на зразках алевролітів 96182 і 92525 із абсолютною газопроникністю відповідно $0,12 \cdot 10^{-15}$ та $0,028 \cdot 10^{-15}$ м². У першому з них відхилення від лінійності лише значається з перепаду тисків понад 2 МПа, у другому воно взагалі не спостерігалось навіть за Δp до 3,7 МПа (рис. 3). На зразках 96182 (точка 14) і 92525 (точки 13–15) у досліді із протитиском, тобто за значних витрат газу і швидкості потоку, зауважено незначне

підвищення поточної газопроникності $K_{пр}$. Ймовірними причинами цього можуть бути часткові відхилення термодинамічних показників фільтрації відносно прийнятих у рівнянні (1). Зокрема, зміна тиску вздовж зразка, можливо, є не середньоарифметичною, а середньгеометричною, середньквдратичною тощо. Не виключено порушення ізотермічності за рахунок розширення газу на виході із зразка і т.ін. Отже, для встановлення фактичних причин потрібно провести скрупульозні експерименти з точним вимірюванням змін тиску і температури по всій довжині піддослідних моделей.

Результати вимірювання газопроникності за різних перепадів і середніх тисків

Зразок 96126, дрібнозернистий пісковик під усебічним гідрообтисненням у 20 МПа, $L = 3,14$ см, $F = 5,765$ см³, $\rho_0 = 0,00111$ г/см³, $\rho_0 = 0,0954$ МПа, температура – 22,5 °С

$p_{вх},$ МПа	$p_{вих},$ МПа	$p_{вх}^2 - p_{вих}^2,$ МПа	$Q_{гр},$ см ³ /с	$\bar{\mu},$ МПа·с	$K_{пр}$ за рівн. (1), 10^{-15} м ²	$1/\bar{p},$ МПа ⁻¹	$1/K_{пр},$ $1/10^{-15}$ м ²	$\frac{\rho_0 \cdot Q_0}{\mu \cdot F}$
$9,988 \cdot 10^{-2}$	$9,54 \cdot 10^{-2}$	$8,749 \cdot 10^{-4}$	$1,223 \cdot 10^{-2}$	0,01771	2,573	10,24	0,389	$1,330 \cdot 10^{-4}$
$1,399 \cdot 10^{-1}$	«	$1,047 \cdot 10^{-2}$	$1,376 \cdot 10^{-1}$	«	2,419	8,50	0,413	$1,496 \cdot 10^{-3}$
$1,735 \cdot 10^{-1}$	«	$2,100 \cdot 10^{-2}$	$2,602 \cdot 10^{-1}$	«	2,280	7,44	0,439	$2,829 \cdot 10^{-3}$
$2,432 \cdot 10^{-1}$	«	$5,005 \cdot 10^{-2}$	$5,840 \cdot 10^{-1}$	«	2,148	5,91	0,466	$6,349 \cdot 10^{-3}$
$3,633 \cdot 10^{-1}$	«	$1,229 \cdot 10^{-1}$	$13,29 \cdot 10^{-1}$	«	1,990	4,36	0,503	$1,445 \cdot 10^{-2}$
$6,188 \cdot 10^{-1}$	«	$3,738 \cdot 10^{-1}$	$37,21 \cdot 10^{-1}$	«	1,832	2,80	0,546	$4,045 \cdot 10^{-2}$
$14,174 \cdot 10^{-1}$	«	2,000	15,402	0,01773	1,419	1,322	0,705	0,167
$20,805 \cdot 10^{-1}$	«	4,319	27,624	0,01777	1,181	0,919	0,847	0,299
$30,485 \cdot 10^{-1}$	«	9,284	50,000	0,01785	0,999	0,636	1,001	0,539
$40,165 \cdot 10^{-1}$	$9,71 \cdot 10^{-2}$	16,12	75,539	0,01791	0,872	0,486	1,147	0,812
$46,941 \cdot 10^{-1}$	$9,81 \cdot 10^{-2}$	22,03	94,103	0,01799	0,799	0,417	1,252	1,007
«	$20,515 \cdot 10^{-1}$	17,83	81,663	0,01818	0,866	0,296	1,155	0,865
«	$30,485 \cdot 10^{-1}$	12,74	63,796	0,01828	0,951	0,258	1,052	0,672
«	$40,843 \cdot 10^{-1}$	5,353	34,602	0,01839	1,235	0,228	0,810	0,362
«	$43,747 \cdot 10^{-1}$	2,897	23,401	0,01841	1,545	0,221	0,647	0,245

Висновки

Для точного лабораторного визначення абсолютної газопроникності ($K_{пр}^p$) необхідні виміри щонайменше на трьох і більше перепадах і середніх тисках, щоб одержати достатньо даних для інтерпретації результатів досліджень за рівняннями Дарсі або Форхгеймера відповідно. У величину $K_{пр}^p$ за нелінійним законом фільтрації газу (за Форхгеймером), не потрібно вводити поправку на прослизання його молекул (ефект Клінкенберга).

Для порід зі значною проникністю ($K_{пр}^p > 10 \cdot 10^{-15}$ м²) існує переважно нелінійна фільтрація газу (за Форхгеймером) – лінійна можлива лише за дуже малих перепадів тисків. У породах із проникністю $K_{пр}^p$ меншою за $0,1 \cdot 10^{-15}$ м², можлива тільки лінійна фільтрація за законом Дарсі. У цьому діапазоні проникностей проявляються обидва режими фільтрації, тому в цій зоні невизначеності для однозначного виявлення одного з них часто потрібно збільшувати кількість поточних вимірів $K_{пр}^p$.

Список використаних джерел

- Klinkenberg L.J.** The permeability of porous media to liquid and gases / L.J. Klinkenberg // Drill. Prod. Pract. – 1941. – Vol. 7. – № 3. – P. 200–208.
- Визначення** коефіцієнта абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу: СОУ 73.1-41-08.11.08: 2006. – [Чинний від 01.06.2006]. – К.: Держгеолслужба, 2006. – 30 с. – (Стандарти організації України).
- Катц Д.Л.** Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа: пер. с англ. / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши, Ф.Х. Поеттманн, Дж.А. Вери, Дж.Р. Еленбаас, Ч.Ф. Уайнауг. – М.: Недра, 1965. – 676 с.
- Чекалюк Э.Б.** Новая методика определения проницаемости кернов / Э.Б. Чекалюк, Д.В. Кутовая // Нефть и газовая пром-сть. – 1962. – № 1. – С. 25–28.
- Гороян В.И.** Методы исследования пород-коллекторов / В.И. Гороян, Л.И. Коцеруба, Э.Г. Рабиц, В.И. Петерсилье. – М.: Тр. ВНИГНИ, 1970. – Вып. 90. – 235 с.
- Ханин А.А.** Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
- Котяхов Ф.И.** Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
- Jones S.C.** A rapid accurate unsteady – state Klinkenberg Permeameter / S.C. Jones // Soc. Petrol. Eng. – 1972. – Vol. 12, № 5. – P. 383–397.
- Шейдеггер А.** Физика течения жидкости через пористые среды: пер. с англ. / А. Шейдеггер. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 249 с.