

УДК 550.552.53.553

А. Шинкаренко, асп., E-mail: anastasiia.nesterenko@gmail.com
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО ВИЗНАЧЕННЯ ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижвою)

Проникність гірської породи – це фізична властивість, що характеризує її здатність пропускати крізь себе флюїди за наявності градієнта тиску. У роботі представлено коротку характеристику та аналіз основних методів визначення проникності колекторів вуглеводнів.

Проникність гірських порід є функцією багатьох параметрів, що викликає додаткові складнощі під час її визначення. З метою врахування факторів, що впливають на неї, проводять вивчення структури пустотного простору порід, їхніх анізотропій, моделюють умови їхнього залягання тощо.

Загалом методи визначення проникності можуть бути умовно розділені на три групи: методи на основі лабораторних досліджень керна; методи на основі даних ГДС та випробувань свердловин; методи на основі кореляційних зв'язків та залежностей. Перші дві групи, у свою чергу, можуть бути розділені на методи з використанням стаціонарної фільтрації робочого флюїду та нестаціонарної фільтрації. Методи на основі нестаціонарної фільтрації зазвичай є більш точними й оперативними, тому основні перспективи вдосконалення підходів до визначення проникності пов'язуються саме з ними.

Кожен із представлених у статті методів визначення проникності характеризується своїми недоліками та перевагами, а вибір методу досліджень у конкретному випадку проводиться залежно від умов та вимог експерименту та очікуваних результатів.

Подальші дослідження автора в даному напрямку будуть пов'язані з побудовою петрофізичних моделей проникності порід-колекторів вуглеводнів, у тому числі складнопобудованих колекторів.

Ключові слова: проникність, порода-колектор, петрофізика, ГДС, структура пустотного простору, коефіцієнт пористості.

Вступ. Проникність гірської породи – це фізична властивість, що характеризує її здатність пропускати крізь себе різнні флюїди за наявності градієнта тиску. Вона, разом із коефіцієнтом пористості, використовується для характеристики пустотного простору породи та поведінки потоку флюїду крізь породу. Стандартною одиницею вимірювання проникності є Дарсі (Д) або мкм². Майже всі осадові породи з первинною пористістю проникні. Найкращу проникність мають грубоуламкові породи (пісковики, брекчії, гравеліти). Тонкодисперсні породи (глини, аргіліти, тонкокристалічні вапняки і т.д.) мають досить тонкі капіляри і тому майже непроникні, однак за появи тріщинуватості проникність цих порід суттєво зростає.

Проникність гірських порід є одним із основних параметрів, що визначають динаміку руху природних та техногенних флюїдів у геологічному середовищі. Тому для моделювання різних геологічних процесів, проектування підземних сховищ та вирішення багатьох інших фундаментальних і прикладних задач потрібно визначати проникність гірських порід *in situ*. Дані безпосередніх вимірів проникності обмежені невеликою глибиною спостережених свердловин. Визначення проникності *in situ* за допомогою дистанційних методів часто приводить до недостовірних результатів, або й узагалі неможливе. Тому для отримання достатньо надійних даних проводять лабораторні дослідження зразків керна, які дають змогу враховувати також і анізотропію проникності гірських порід (Добрынин и др., 2004; Malkovsky et al., 2009; Schon, 2011; див. wiki.aapg.org/Permeability).

Метою даної статті є опис та аналіз основних методів визначення проникності гірських порід за даними лабораторних та свердловинних досліджень порід-колекторів.

Етапи розвитку методів визначення проникності. Початок дослідження фільтрації флюїдів у гірських породах можна віднести до 1927 р., коли Козені вирішив рівняння Нав'є – Стокса для руху флюїду в пористому середовищі, представивши його як сукупність пор однакової довжини. Він отримав зв'язок між проникністю і пористістю породи та площею поверхні пустот. Згодом з'явилася рівняння Хайгена – Пуазейля, яке описує потік в одичинній прямій капілярній трубці та представляє собою найпростіше рівняння течії. Ввівши у нього коефіцієнт звивистості, Юелл використала розподіл пор за роз-

мірами для розрахунку проникності піщаних порід. Загальний вираз для потоку флюїду в пористих середовищах був отриманий Дарсі в 1856 р. на основі інтерпретації різних параметрів, що впливають на протікання води крізь піщані фільтри, і отримав назву закону Дарсі.

Хоча закон Дарсі був розроблений для однофазного потоку флюїду в пористому середовищі, він також може застосовуватися і для багатофазних потоків. У 1936 р. Хаслер та ін. розглянули методику й апаратуру для визначення параметрів багатофазного потоку в гірських породах. Морс та ін. розробили динамічний метод для вивчення стаціонарного потоку флюїдів, що одночасно проходять крізь породу, використовуючи невеликі зразки керна. Вони показали, що достовірні значення відносних проникностей двох флюїдів, що протікають крізь породу, можуть бути отримані як функція насичення змочуючим флюїдом. У 1952 р. Уелдж та ін. розробили метод розрахунку відносних проникностей як функції насичення змочуючою фазою для неусталеного режиму витіснення нафти із пласта, використовуючи у ролі фази, що витісняє, воду чи газ. У 1959 р. Джонсон та ін. розвинули підхід Уелджа для розрахунку значень відносних проникностей усіх фаз у випадку неусталеного режиму їх витіснення. У 1978 р. Джоунз та Розелл запропонували графічний спосіб оцінки відносних проникностей за допомогою методу неусталеного потоку.

Баклі та Леверетт застосували концепцію відносної проникності при аналізі роботи пласта та прогнозуванні коефіцієнта нафтовіддачі. Вони вивели два рівняння, відомі як рівняння багатофазного потоку та рівняння фронтального витіснення, які дозволили розраховувати коефіцієнт вилучення нафти у випадку витіснення її флюїдом, що не змішується з нею (газом чи водою) (Вахромеев и Давыденко, 1987).

Нині багато вчених, зокрема Бернабе, Вонг, Дональдсон, Корнелл, Тіаб, Хільдеганд та інші, працюють над удосконаленням та модифікацією вже існуючих методів визначення проникності, а також над створенням та розвитком нових.

Закон Дарсі, який є фундаментальною залежністю для визначення проникності, був встановлений на основі інтерпретації результатів експерименту, у якому вода проходила крізь товщу піску, що містилася в металевому

циліндри, а два манометри реєстрували вхідний та вихідний тиск флюїду.

У результаті тривалих досліджень та деяких перетворень лінійний закон фільтрації Дарсі виглядає наступним чином:

$$Q = \frac{k_{np} S \Delta p}{\eta L}, \text{ звідки } k_{np} = \frac{Q \eta L}{\Delta p S}, \quad (1)$$

де Q – витрати води, k_{np} – коефіцієнт проникності, S – площа поперечного перерізу досліджуваного зразка, Δp – перепад тиску між двома манометрами, L – довжина (висота) досліджуваного зразка, η – в'язкість флюїду (Добрынин и др., 2004; див. wiki.aapg.org/Permeability).

Основні фактори, що впливають на проникність гірських порід. Проникність порід-колекторів може змінюватися у широкому діапазоні значень, а якість колектора, яка визначається його проникністю, можна оцінювати як: низька, якщо $k_{np} < 0,001$ мкм²; задовільна, якщо $0,001 < k_{np} < 0,01$ мкм²; середня, якщо $0,01 < k_{np} < 0,05$ мкм²; висока, якщо $0,05 < k_{np} < 0,25$ мкм²; та дуже висока, якщо $k_{np} > 0,25$ мкм². На величину проникності гірських порід впливають наступні фактори:

1. Пористість. Наявність у породах пустот різного розміру та форми призводить до різних видів взаємодії між твердою фазою та насичуючим пустоти флюїдом. Наприклад, вода, що міститься у пустотах, може бути вільною, капілярною, пухко- та міцнов'язаною тощо. Для багатьох порід рух флюїду може забезпечуватися наявністю тріщинуватості. Загалом вченими було зроблено багато спроб створити загальний закон, що описує зв'язок між пористістю та проникністю: Козені, Карман, Берг встановили деякі закономірності між цими параметрами, однак усі вони мають досить обмежені можливості через анізотропію та складність геометрії пористих середовищ. Крім того, деякі дослідження показали, що використання ефективної пористості замість відкритої для встановлення залежності між пористістю та проникністю породи призводить до збільшення тісноти зв'язку між цими параметрами.

2. Форма та розмір зерен. Якщо порода складена великими та плоскими зернами, які розташовані рівномірно, причому їхня найдовша вісь орієнтована горизонтально, то горизонтальна проникність цієї породи буде дуже високою, тоді як вертикальна проникність буде від середньої до високої. Якщо порода складена в основному великими та округлими зернами, то її проникність буде досить високою і матиме одну й ту саму величину в обох напрямках. Якщо зерна дрібні та неправильної форми, то проникність породи-колектора буде, як правило, нижчою, особливо у вертикальному напрямку.

3. Геометрія пустотного простору та питома поверхня фільтрації. Проникність є функцією геометрії пустотного простору гірської породи і контролюється розміром, орієнтацією та відсортованістю зерен, упаковкою, цементацією, вмістом глинистих часток, вторинними змінами, наявністю тріщин тощо.

4. Глинистість. Наявність глинистого матеріалу іноді є вирішальним фактором при розділенні порід на колектори і неколектори, а колекторів – на пласти з різними фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ). Зі зміною вмісту глинистого матеріалу можуть змінюватися пористість, проникність, залишкова флюїдонасиченість порід. ФЄВ колектора з ростом глинистості зазвичай погіршуються. Суттєвий вплив глинистих мінералів на проникність породи часто пов'язаний не лише з їхньою кількістю, але й із їхнім мінералогічним складом та складом

порових флюїдів. Крім того, глинистий матеріал у гірських породах може бути присутнім у різних виглядах: розсіяна глинистість, глинистий цемент, шарувата глинистість, кожен з яких може по-різному впливати на властивості породи.

5. Шаруватість. У гірських породах зазвичай спостерігається анізотропія проникності у різних напрямках, зокрема, вертикальна проникність (виміряна у напрямку, перпендикулярному до площин нашарування) є часто нижчою за горизонтальну (виміряну у напрямку, паралельному до площин нашарування). Шаруваті мінерали, а також прошарки глин знижують вертикальну проникність. Однак іноді вона вища за горизонтальну завдяки наявності тріщин, вертикальних каналів вилуговування чи блокової структури породи.

6. Цементация. Ступінь цементации визначає параметри каналів фільтрації породи, що забезпечують протікання флюїду.

7. Тріщинуватість та вилуговування. Тріщинуватість і розчинення мінералів поверхневими та підземними кислотами водами зазвичай призводить до збільшення проникності породи-колектора.

8. Літостатичний тиск. Проникність порід суттєво знижується зі збільшенням літостатичного тиску за рахунок їх ущільнення (Добрынин и др., 2004; Chilingarian et al., 1992; див. wiki.aapg.org/Permeability).

Методи визначення проникності. Проникність гірських порід залежить не лише від властивостей самої породи, але і від взаємодії флюїдів, що фільтруються, з породами та кількості фаз флюїдів, що фільтруються. Тому виділяють такі види проникності, і як абсолютна, фазова та відносна.

Абсолютна проникність визначається при фільтрації крізь породу єдиного флюїду, що є хімічно та фізично інертним щодо породи, тоді як при визначенні фазової проникності використовується більше ніж один флюїд. Відносна проникність для певного флюїду є безрозмірною величиною, яка є відношенням фазової проникності до абсолютної.

Загалом методи визначення проникності колекторів можна розділити на кілька груп:

1. Лабораторні методи (за керном).

2. Методи визначення проникності за даними ГДС (у тому числі гідродинамічного каротажу) та випробування свердловини (за результатами дослідження притоку в свердловинах).

3. Визначення проникності через кореляційні залежності (опосередковано через лабораторні дані та дані ГДС) та за даними дослідження пористості й пустотного простору гірських порід.

Визначення проникності за даними лабораторних досліджень керна. Вплив на проникність порід безлічі різних факторів та необхідність визначення проникності для різних флюїдів призвели до потреби у спеціальних приладах, що дозволяють моделювати різні умови фільтрації з відтворенням пластових тисків та температур (Гиматудинов и Ширковский, 1982). У лабораторних умовах проникність може бути визначена шляхом фільтрації рідин чи газів крізь зразки керна. Газова проникність визначається частіше, оскільки підготовка зразків для експерименту в такому випадку є простішою.

Величина проникності розраховується за даними досліджень гірських порід, під час яких може робитися припущення про однорідність потоку флюїду крізь породу та постійне значення проникності в досліджуваному напрямку. При цьому враховується в'язкість флюїду, що фільтрується крізь породу, дотримується умова його інертності відносно породи, а для газів враховується ефект Клінкербєрга.

Визначення газової та рідинної проникності методом стаціонарної фільтрації. При використанні даного методу визначення проникності зазвичай проводиться на зразках циліндричної форми. Установка складається з ємності зі стиснутим газом, кернотримача та лічильника потоку. Промитий та висушений зразок розташовується в кернотримачі всередині резинового кожуха, який обтискає зразок та герметизує його бічні стінки. Після цього газ під постійним тиском починають пропускати крізь зразок до тих пір, поки тиск на виході зразка та потік газу не стабілізуються, при цьому реєструється різниця вхідного й вихідного тисків та потік газу, що пройшов крізь зразок (рис. 1). На основі отриманих даних розраховується проникність за узагальненим законом Дарсі для стискуваних флюїдів:

$$k_{np} = \frac{2000 p_a \eta Q L}{(p_1^2 - p_2^2) S}, \quad (2)$$

де k_{np} – проникність породи, p_a – атмосферний тиск, p_1 і p_2 – тиск на вході та виході зразка, L – довжина

зразка, η – в'язкість газу, Q – витрати флюїду (відношення об'єму флюїду, що фільтрується, до часу фільтрації), S – площа поперечного перерізу зразка.

Використання газу для визначення проникності дозволяє уникнути небажаної взаємодії флюїд-порода, однак потребує введення поправки, що враховує вплив проковзування газу вздовж стінки порового каналу: ефект Клінкенберга.

У випадку фільтрації рідини зразок після екстрагування насичується робочою рідиною, яка під час експерименту буде крізь нього фільтруватися, а проникність визначається за формулою:

$$k_{np} = \frac{1000 \eta Q L}{\Delta p S}, \quad (3)$$

де Δp – падіння тиску; η – в'язкість рідини (Malkovsky et al., 2009).

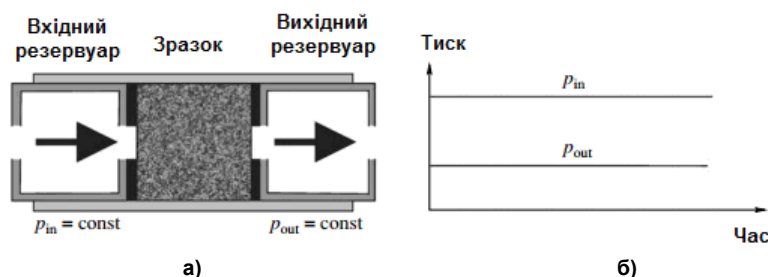


Рис. 1. Методика вимірювання проникності методом стаціонарної фільтрації:

а) схематичне зображення вимірювальної системи;
б) залежність тиску в системі від часу (Malkovsky et al., 2009)

У загальному випадку та у припущенні, що у всьому зразку вектори швидкості фільтрації рівні за величиною та перпендикулярні до його крайніх перерізів, значення проникності визначається за законом Дарсі:

$$k_{np} = \frac{\eta L Q}{S(p_1 - p_2)}, \quad (4)$$

де η – динамічна в'язкість флюїду, що фільтрується, L – довжина зразка, p_1 та p_2 – тиск на вхідному та вихідному перерізах зразка відповідно.

Визначення газової та рідинної проникності методом нестаціонарної фільтрації або методом затухання тиску (імпульсу тиску). Зазвичай даний метод використовує зразки циліндричної форми, під час вимірювань бічні стінки зразка герметизуються, а вхідний і вихідний перерізи з'єднуються із замкнутими резервуарами (рис. 2). У початковий момент часу тиск флюїду в зразку та резервуарах однаковий і дорівнює p_0 . Потім у вхідному резервуарі робиться стрибкоподібне збільшення тиску на невелику величину Δp ($\Delta p \ll p_0$). За рахунок різниці тисків флюїду на вході та виході зразка флюїд фільтрується крізь нього, унаслідок чого тиск у першому резервуарі падає, а в другому зростає, доки не досягнуть рівноважного значення. Залежності тиску від часу в обох резервуарах фіксуються. Тривалість вимірів визначається часом відновлення рівноваги між тисками у резервуарах. Рівняння, що описує залежність тиску від часу в даній системі для флюїду, що стискається, має вигляд:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\eta \phi}{k_{np}} \left(\beta_f + \frac{\beta_r}{\phi} - \frac{1 + \phi}{\phi} \beta_s \right) \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (5)$$

де p – тиск, x – відстань від вхідного перерізу зразка, ϕ – пористість зразка, $\beta_f, \beta_r, \beta_s$ – стискуваність флюїду, інтегральна стискуваність породи та стискуваність її мінерального скелету відповідно, η – динамічна в'язкість флюїду.

Вищенаведене рівняння для визначення проникності може бути вирішене графічним, аналітичним або чисельним методом (Жариков и др., 2009; Malkovsky et al., 2009).

Осциляційний метод. При визначенні проникності за допомогою осциляційного методу тиск флюїду на вхідному перерізі зразка є періодичною функцією часу, а виміри можна проводити безперервно під час перебігу процесів, що можуть змінювати поровий простір породи. У типовій вимірювальній системі зразок у манжеті розташовується в камері, з'єднаній із вхідним та вихідним резервуарами та навантажений до бажаного тиску (рис. 3).

За допомогою контрольованої комп'ютером помпи генерується осциляція вхідного тиску флюїду, $P_U = A_U \exp[i(\omega t + \theta_U)]$, а на виході реєструються вагіації тиску у вихідному резервуарі, $P_B = A_D \exp[i(\omega t + \theta_D)]$. Якщо матеріал гомогенний, то конфігурація потоку флюїду одномірна. У цьому випадку A та θ можуть бути записані в довготривалому наближенні як:

$$Ae^{-i\theta} = \left(\frac{1+i}{\sqrt{\xi\mu}} \sinh \left[(1+i) \sqrt{\frac{\xi}{\mu}} \right] + \cosh \left[(1+i) \sqrt{\frac{\xi}{\mu}} \right] \right)^{-1}. \quad (6)$$

Безрозмірні параметри ξ (безрозмірна ємність) і μ (безрозмірна проникність) тут визначаються як:

$$\xi = \frac{SL\beta}{\beta_D}, \quad \mu = \frac{ATk_{np}}{\pi L\eta\beta_D}, \quad (7)$$

де S – площа поперечного перерізу зразка, L – довжина зразка, β – ємність зразка, β_D – ємність вихідного резервуару, η – в'язкість флюїду.

Рівняння (6) нелінійне та має бути чисельно вирішеним для ξ та μ , після чого з (7) можна визначити k_{np} та β . Зазвичай для цього використовується ітераційний метод оптимізації (Bernabe et al., 2006; Malkovsky et al., 2009).

Модифікація методу затухання імпульсу тиску з урахуванням залежності властивостей газу, що фільтрується, від параметрів його стану. Дана методика базується на одномірній нестационарній моделі фільтрації аргону крізь зразок циліндричної форми, причому вхідний переріз зразка з'єднується з газовою камерою малого об'єму, а вихідний переріз зразка відкритий в атмосферу (рис. 4).

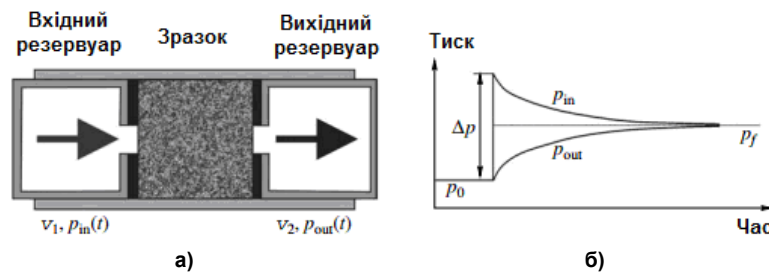


Рис. 2. Методика вимірювання проникності методом нестационарної фільтрації (затухання імпульсу тиску): а) схематичне зображення вимірювальної системи; б) залежність тиску в системі від часу (Malkovsky et al., 2009)

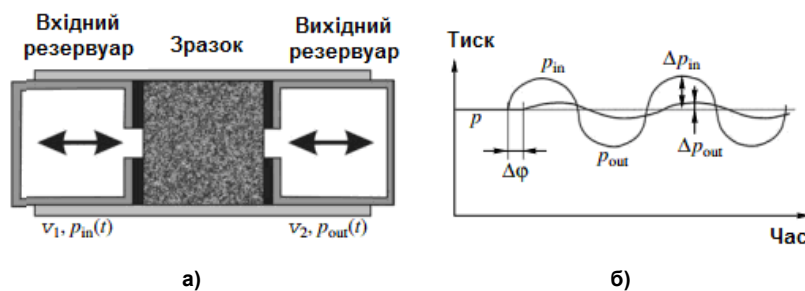


Рис. 3. Методика вимірювання проникності осциляційним методом:

а) схематичне зображення вимірювальної системи; б) залежність тиску в системі від часу (Malkovsky et al., 2009)

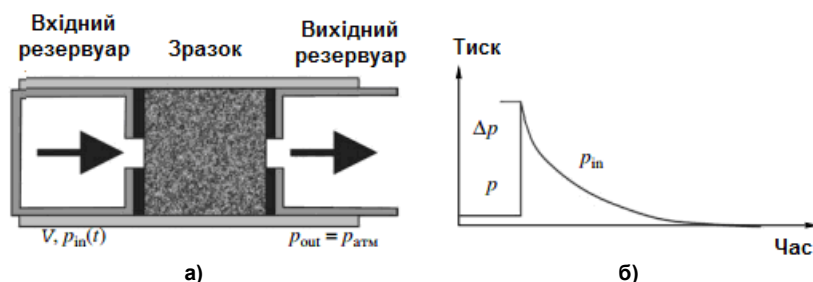


Рис. 4. Методика вимірювання проникності модифікованим методом затухання імпульсу:

а) схематичне зображення вимірювальної системи; б) залежність тиску в системі від часу (Malkovsky et al., 2009)

У початковий момент часу вхідна камера з'єднується з газовим балоном високого тиску. У результаті до камери подається деяка кількість газу при стрибкоподібному підвищенні тиску $p_{in}(0) = p + \Delta p$, після чого клапан, що з'єднує камеру з балоном, закривається. У результаті фільтрації газу через зразок тиск у камері поступово зменшується, причому швидкість зменшення залежить від проникності зразка.

Аналітичний та чисельний розв'язки рівняння фільтрації для даного методу враховують пористість породи та залежність властивостей газу, що фільтрується, від РТ-умов. Розрахунковим шляхом отримується залежність $p_{in}(t)$, яка порівнюється з експериментальною, на основі чого підбираються такі значення параметрів, що визначають значення проникності, за яких розходження

розрахованих та вимірних значень $p_{in}(t)$ буде мінімальним. Підбір виконується на основі мінімізації функції нев'язки модифікованим градієнтним методом.

Метод зміни форми потоку. Лабораторні методи вимірювання проникності гірських порід, як правило, розраховані на визначення лише однієї з компонент тензора проникності та базуються на припущенні про ізотропність проникності порід. Однак через анізотропію гірських порід таке припущення справедливе далеко не завжди і для деяких порід тензорний характер проникності досить суттєвий і є необхідність визначати дві та більше компоненти тензора проникності.

Метод зміни форми потоку дозволяє визначати компоненти тензора проникності протягом одного дослідження: припускається, що дві головні компоненти із трьох рівні

між собою, а визначення двох незалежних компонент проводиться на одному і тому ж зразку.

При визначенні проникності ізотропних порід на вхідному та вихідному перерізах зразка зазвичай створюються умови для рівномірного втікання та витікання флюїду шляхом однорідного розподілу тиску флюїду на перерізах зразка. Однак, якщо зробити введення флюїду неоднорідним по вхідному перерізу, то лінії протікання стануть криволінійними, причому ступінь їхньої кривизни (i , відповідно, параметри потоку) будуть залежати від анізотропії проникності.

Розглянемо циліндричний зразок породи з шаруватою анізотропією, вісь якої перпендикулярна до площини шаруватості. Для визначення проникності використовуються два режими фільтрації, як це показано на рис. 5. У першому режимі (рис. 5, а) флюїд вводиться у зразок лише через круг малого радіуса, розташований на осі зразка. У другому режимі (рис. 5, б) флюїд вводиться не лише через малу кругову область, розташовану на осі зразка, але і через тонку кільцеву область на периферії вхідного перерізу. Вплив анізотропії проникності на характеристики протікання в цих двох випадках буде різним і зіставляючи характеристики протікання, що виміряні у двох режимах, можна визначити не лише поздовжню, а і поперечну компоненти тензора проникності. У випадку фільтрації крізь зразок газу з урахуванням ефекту Клінкенберга компоненти тензора проникності описуються виразами:

$$k_{np l} = k_{np l}^0 \left(1 + \frac{b}{p} \right), k_{np t} = k_{np t}^0 \left(1 + \frac{b}{p} \right), \quad (8)$$

де $k_{np l}$, $k_{np t}$ – поздовжня і поперечна компоненти проникності відповідно, $k_{np l}^0$, $k_{np t}^0$ – значення поздовжньої та поперечної компоненти проникності для рідини, p – тиск газу, b – константа Клінкенберга.

За допомогою розрахунків можна визначити масові витрати газу в режимах 1 і 2, що разом зі значеннями поперечної та поздовжньої компонент тензора проникності дозволяють оцінювати ступінь анізотропії проникності (Жариков и др., 2004).

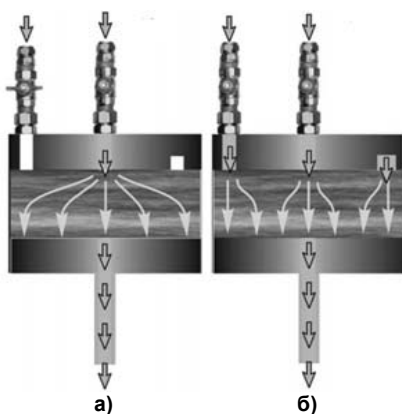


Рис. 5. Введення флюїду при вимірюванні анізотропії тензора проникності на одному зразку:

- перший режим: флюїд вводиться у зразок лише через круг малого радіуса, розташований на осі зразка;
- другий режим: флюїд вводиться не лише через малу кругову область, розташовану на осі зразка, але й через тонку кільцеву область на периферії вхідного перерізу (Malkovsky et al., 2009)

Визначення проникності за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та розробки пластів. Для вивчення коефіцієнта проникності гірських порід можуть бути використані різні методи ГДС: методи опорів,

потенціалів викликаной (ВП) і самочинної поляризації (СП), природного гамма-випромінювання, індукційний метод, метод ізотопів, кавернометрія, метод ядерно-магнітного резонансу (ЯМР) тощо.

Якісна оцінка проникності за даними ГДС може бути отримана достатньо легко. Проникні горизонти гарно виділяються за діаграмами СП, мікрозондів. У результаті інтерпретації даних бокового каротажного зондування (БКЗ) можна визначити діаметр зони проникнення, а він тим більший, чим вищий k_{np} .

Кількісна оцінка проникності за даними ГДС складніша, так як k_{np} є складною функцією пористості, водонасиченості, глинистості та інших параметрів. Існує багато підходів до кількісної оцінки k_{np} за даними ГДС та розробки пластів (Дахнов, 1958; Сковородников, 2003).

Визначення проникності за даними методів опорів базується на встановленій залежності між вмістом зв'язаної води в нафтонасиченому колекторі та питомою поверхнею його зерен і між останньою та величиною коефіцієнта проникності. На основі цієї залежності існує метод визначення проникності порід за параметром насичення, основою якого є рівняння Козені-Кармана, яке після введення параметрів пористості P_n і насичення P_n та деяких перетворень приводиться до вигляду:

$$k_{np} = KP_n^p P_n^q, \quad (9)$$

де K – постійна, характерна для досліджуваного резервуару, що враховує середню товщину плівки зв'язаної води та геометрію порових каналів; p і q – емпіричні показники степеня, які залежать від властивостей колектора та насичуючих флюїдів, причому p близький до 1, а q – до -1. Величину K чи межі її змін встановлюють для об'єкта дослідним шляхом (Дахнов, 1958; Кобранова, 1986; див. wiki.aapg.org/Permeability).

Визначення проникності за значеннями потенціалів викликаной поляризації та викликаной електрохімічної активності можливе завдяки існуванню прямої залежності цих параметрів від питомої поверхні зерен і, відповідно, їхньої оберненої залежності від проникності породи (Дахнов, 1958). За проникностей, які змінюються у межах від 0,05 до 1 мкм², залежність викликаной електрохімічної активності від проникності близька до обернено квадратичної.

Можливість визначення проникності порід за даними потенціалів самочинної поляризації визначається залежністю між потенціалами самочинної поляризації та глинистості, а відповідно, і проникністю породи. Інтенсивна залежність дифузійно-адсорбційної активності і, відповідно, потенціалів СП від проникності спостерігається в області низьких значень проникності, що обмежує використання цього методу головним чином для слабопроникних глинистих пісків та пісковиків (Дахнов, 1958; Комаров, 1973).

Метод визначення проникності порід за даними методу СП з використанням результатів лабораторних досліджень керна полягає в наступному: зі свердловини відбирають керн та визначають його проникність, після чого у свердловині проводять каротаж методом СП та радіоактивний каротаж для визначення вмісту водню у твердій фазі керна. На основі проведених досліджень будують залежність відносної амплітуди СП від проникності за керном та вимірюють вміст каолініту в керні, виділяючи групи порід-колекторів. Для кожної групи розраховують відношення вмісту водню у твердій фазі до відносної амплітуди СП і будують його кореляційну залежність із вмістом каолініту в керні, що допомагає уточнити структуру груп. Потім для кожної групи будується залежність

$\alpha_{nc} = f(k_{np})$, яка може використовуватися для визначення проникності колекторів за даними методу СП (див. www.findpatent.ru/patent/241/2419111.html).

Вивчення можливостей визначення проникності порід за даними методу природного гамма-випромінювання також представляє значний інтерес. Радіоактивність колекторів пов'язана з їхньою глинистістю, а вміст глинистого матеріалу істотно впливає на проникність, що є петрофізичною передумовою оцінки коефіцієнта проникності за діаграмами гамма-методу (ГМ). У піщано-глинистих колекторах, в яких понижені проникності зазвичай пов'язані з ущільненням та підвищенням глинистості колектора, у тих випадках, коли піщаний матеріал слабо радіоактивний, буде спостерігатися обернена залежність між проникністю колектора та інтенсивністю природного гамма-випромінювання.

Визначення проникності за даними методу ЯМР. Дослідження показують, що час релаксації ЯМР обернено залежить від відношення площі та об'єму порового простору. Визначення проникності за даними ЯМР базується на моделях, яким властиве збільшення проникності зі збільшенням розміру пор та зерен. Відомо, що дані ЯМР корелюють з розмірами пор: малий час релаксації зазвичай відповідає порам малого розміру, а більший час релаксації відповідає крупним порам. Проникність за даними ЯМР можна розраховувати з використанням певних моделей, наприклад: моделі вільного флюїду (Тімура-Коатса або Коатса) чи моделі середнього часу T_2 (Шлюмберже-Долла).

Модель вільного флюїду використовується для порід, насичених водою чи вуглеводнями, а модель середнього часу – для водонасичених колекторів. Загалом ці дві моделі проникності передбачають гарну кореляцію між пористістю, розміром зерен і порових каналів та зв'язаністю пор, однак вони обидві відображають проникність матриці та недооцінюють тріщинну проникність.

У найпростішій формі моделі вільного флюїду проникність $k_{np}(\text{Coates})$ визначається як:

$$k_{np(\text{Coates})} = \left[\left(\frac{k_n}{C} \right)^2 \frac{FFI}{BVI} \right]^2, \quad (10)$$

де C – формаційний коефіцієнт, FFI – індекс вільного флюїду, BVI – індекс зв'язаного флюїду. Дана модель дуже гнучка та за допомогою кернових даних може бути відкалібрована для різних формацій.

Для моделі середнього часу T_2 проникність визначається як:

$$k_{np(\text{SDR})} = CT_{2gm}^2 k_n^4, \quad (11)$$

де k_n – ефективна пористість за даними методу ЯМР, T_{2gm} – середнє геометричне розподілу T_2 , C – формаційний коефіцієнт, T_2 – час поперечної релаксації (див. petrowiki.org/Permeability_estimation_with_NMR_logging).

Визначення проникності за допомогою хвиль Стоунлі. Дані для хвиль Стоунлі зазвичай представляються у вигляді інтервального часу або відношення амплітуд сигналу для двох приймачів. Також для покращення результатів визначення проникності можуть використовуватися коефіцієнти затухання та розсіювання енергії хвилі. Загалом відомо, що зі збільшенням проникності швидкість хвиль Стоунлі зменшується, а затухання зростає.

Під час обробки хвиль Стоунлі криві відбитих хвиль для середніх частот можуть бути використані для індексації тріщин, каверн та поверхонь напластування; криві заломлених хвиль для середніх частот використовуються для

визначення проникності пласта (див. petrowiki.org/Permeability_estimation_with_Stoneley_waves).

Загалом за даними каротажу можна визначати проникність пластів, а для калібрування отриманих даних використовуються кернові дані, дані розробки пластів та зміни тиску. Для кореляції каротажних кривих та проникності можуть використовуватися різні рівняння, що включають дані лабораторних та свердловинних досліджень. Спільний аналіз керна та каротажних кривих дає змогу оцінювати потенціал колекторів, однак навіть у сприятливих випадках відносна помилка визначення проникності за каротажем може досягати високих значень. Це спричинено не похибками вимірювань при каротажі, а недостатньо тісним зв'язком коефіцієнта проникності з тими параметрами, які визначаються під час ГДС. Водночас, визначення k_{np} за даними ГДС має і свої переваги,

такі як оперативність, велика представницькість та детальність результатів, можливість буріння без відбору керна тощо, тоді як проникність, виміряна на зразку керна, представницька лише для цього конкретного керна і використання цього значення як значення проникності всього пласта-колектора може призвести до помилкового прогнозу продуктивності свердловини. Цінність використання матеріалів ГДС для оцінки параметра проникності полягає також у тому, що навіть при невеликій точності такої оцінки дані ГДС дозволяють виділити принаймні два-три класи колекторів і охарактеризувати їхній розподіл по площі та в об'ємі покладу нафти або газу, а це створює передумови для побудови просторової динамічної моделі родовища – об'єкта розробки. Ефективність використання даних ГДС для цієї мети суттєво зростає при синтезі даних ГДС та сейсморозвідки (Комаров, 1973; див. wiki.aapg.org/Permeability).

Визначення проникності тріщин на основі даних сейсморозвідки. Існує кілька методів, що базуються на сейсмічних даних відбитих хвиль та дозволяють визначати розташування природних систем тріщинуватості та попередньо прогнозувати їхню проникність. Ці методи використовують амплітуду відбитої хвилі, кривизну годографа відбитих хвиль та її модифікації, куб когерентності, спектральне розвинення, азимутальну анізотропію швидкостей пружних хвиль, аналіз амплітудного кубу міграції дуплексних хвиль (DWM) тощо. Одним із найбільш надійних методів для прогнозування проникності тріщин серед них вважається метод DWM (Khromova et al., 2011).

Визначення проникності за даними розробки пласта. Дані розробки пласта можуть бути використані для визначення проникності колекторів, так як під час розробки свердловини отримуваний приток флюїду залежить насамперед від пористості та проникності досліджуваного пласта та в'язкості флюїдів, які містяться в ньому. Існує ряд методів для аналізу результатів розробки: даних про кількість відібраного флюїду, динаміку пластового тиску тощо. Для отримання величини проникності найчастіше будують графік залежності тиску від часу в напівлогарифмічному масштабі. Потім визначають кутовий коефіцієнт отриманої прямої та підставляють його в рівняння:

$$k_{np} = 2149 \frac{Q\eta B_0}{mh}, \quad (12)$$

де Q – дебіт; η – в'язкість флюїду; B_0 – об'ємний коефіцієнт нафти (м^3 в пластових умовах / м^3 в стандартних умовах); h – товщина пласта; m – кутовий коефіцієнт прямої $P(\ln t)$ (Schon, 2011).

Тестування нарощування тиску. Визначення проникності пласта за даними нарощування тиску є досить точним. Для цього потрібно, щоб пласт був з'єднаний зі свердловиною, а потік був достатньо високий для

точного вимірювання. Свердловина має бути робочою досить тривалий час для того, щоб встановився суттєвий радіус досліджень. Спеціальні рівняння зв'язують радіус досліджень, параметри потоку та пластового флюїду, а також проникність, наприклад:

$$r_i = \left(\frac{k_{np} t}{948 k_n \eta c_t} \right)^{1/2}, \quad (13)$$

де r_i – радіус досліджень, t – час, c_t – загальна стисливість досліджуваних порід.

Тестування на одній точці. У багатьох випадках дані тривалої розробки відсутні та виникає потреба оперативного визначення проникності пласта. У такому випадку свердловина перфорується та розробляється протягом кількох годин чи днів і для оцінки проникності на основі отриманих даних використовується метод одної точки.

У цьому методі рівняння квазістаціонарної фільтрації газу та радіусу досліджень вирішуються одночасно одразу для проникності та радіусу досліджень. Рівняння квазістаціонарної фільтрації газу виглядає наступним чином:

$$\frac{k_{np} h}{1.422 Q_g T} (\psi_i - \psi_{wf}) = \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) - 0.75 + s', \quad (14)$$

де $r_d = \left(\frac{kt}{376 k_n \eta c_t} \right)^{1/2}$, $s' = s + DQ_g$, h – ефективна по-

тужність пласта, Q_g – витрати газу, T – температура (°F), ψ_i та ψ_{wf} – псевдотиск у досліджуваному радіусі

та свердловині відповідно, r_d та r_w – радіус дренажної зони та свердловини відповідно, s – товщина глинистої кірки, s' – фактор глинистої кірки, D – константа.

Визначення проникності за результатами гідродинамічних досліджень. Вирішення обернених гідродинамічних задач дозволило розробити технологію дослідження свердловин за режимів стаціонарної та нестационарної фільтрації та отримати формули, що пов'язують параметри пластів, флюїдів та технологічні показники роботи свердловин. У даному напрямку є дві основні групи методів: дослідження свердловин на основі інтерпретації результатів спостереження нестационарних процесів (метод кривої відновлення забійного тиску в добувних свердловинах або падіння забійного тиску в нагнітальних свердловинах) і дослідження свердловин за стаціонарного режиму.

Для першої групи методів використовується формула обробки даних глибинного манометра, у найпростішому випадку – формула обробки кривої відновлення тиску без урахування притоку рідини у стовбур свердловини після її закриття на усті:

$$\Delta P_{заб}(t) = \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k_{np} \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2}, \quad (15)$$

де Q – дебіт свердловини до зупинки, h – ефективна товщина пласта, χ – п'єзопровідність пласта, r_c – радіус свердловини, t – час після зупинки. Після деяких перетворень отримуємо рівняння для визначення k_{np} :

$$k_{np} = \frac{Q \eta}{4 \pi i h}, \quad (16)$$

де i – кутовий коефіцієнт графіку забійного тиску в системі координат $\Delta P_{заб}(t) - \ln t$.

Для другої групи методів використовують формулу Дюпію в умовах дотримання справедливості лінійного закону фільтрації Дарсі:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{np} \cdot h}{\eta} \cdot \frac{P_{nl} - P_{заб}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (17)$$

де P_{nl} – пластовий тиск на період дослідження свердловини, $P_{заб}$ – забійні тиски відповідних режимів роботи свердловини, R_k – радіус контуру живлення, r_c – радіус свердловини.

Гідродинамічний каротаж (ГДК) виконується за допомогою каротажного обладнання та дозволяє вивчати гідродинамічні параметри пласта. Коефіцієнт проникності визначається з виразу:

$$k_{np} = \frac{V \eta}{A \Delta P \Delta t}, \quad (18)$$

де V – відібраний об'єм пластової рідини, Δt – час фільтрації, ΔP – перепад тиску, A – геометричний коефіцієнт (визначається формою капілярів фільтрації). Дане рівняння справедливе лише при дотриманні лінійного закону фільтрації (Гиматудинов і Ширковский, 1982).

Вимірювання газової проникності за профілем повнорозмірного ядра. Профільна газопроникність на керні може бути виміряна на автоматизованому скануючому приладі Autoscan. Вимірювання проводяться через плоску бічну грань колонки ядра після його поздовжнього розпилювання під час фільтрації газу – азоту. Вимірювання проводяться з кроком 5–10 см за глибиною, тривалість одного виміру 3–120 с, діапазон досліджуваних значень проникності – від 0,01 до 3 мкм² (Гиматудинов і Ширковский, 1982).

До методів визначення проникності гірських порід можна також віднести *методи визначення пористості та структури пустотного простору порід*, які дають інформацію для визначення проникності за емпіричними кореляційними залежностями.

Пористість гірських порід може бути визначена:

- за величинами мінеральної та об'ємної густини, визначених на одному зразку пікнометричним методом та методом гідростатичного зважування;
- методом насичення (зразок насичують рідиною, при цьому реєструючи вагу сухого та насиченого зразка, а також насиченого зразка у насичуючій рідині. Це дає змогу визначити пористість зразка);
- газоволюметричним методом або двокомірковим методом за законом Бойля (використовується установка з двома ємностями відомого об'єму: одну наповнюють газом під певним тиском і з'єднують з другою ємністю, всередині якої розташований зразок. На основі даних про зміни тиску в системі можна визначити об'єм пустот у зразку);
- метод ртутної порометрії (зразок насичується ртуттю та вимірюється об'єм витраченої ртуті) тощо.

Для вивчення структури пустотного простору порід використовуються наступні методи: напівпроникної мембрани; ртутної і водної порометрії; капілярометричних досліджень за допомогою центрифугування; адсорбції; насичення зразка люмінофором; використання оптичних і електронних мікроскопів.

У методі напівпроникної мембрани з водонасиченого зразка, встановленого на водонасиченій штучній мембрані, азотом витісняють воду і будують залежність величини водонасиченості зразка від величини капілярного тиску. З рівняння Лапласа розраховують ефективні діаметри пор, які відповідають кожній точці тиску, а за зміною водонасиченості – відносний вміст цих пор в породі.

У методі ртутної порометрії у вакуумований зразок нагнітають ртуть. Чим менший діаметр пор, тим більший тиск потрібно прикласти для подолання капілярних сил. За результатами нагнітання будують залежність капілярного тиску від насиченості зразка ртуттю, потім – криву розподілу пор за розміром.

У методі капілярного насичування змочуюча рідина, яка люмінесцує в ультрафіолетовому світлі, під впливом капілярних сил втягується зразком. Спостереження за зміною забарвлення перерізів зразка дозволяє проводити моделювання пустотного простору.

Усі перераховані методи є прямими й безпосередньо вивчають пустотний простір. До опосередкованих методів можна віднести петрофізичні акустичні методи, які вважаються найбільш інформативними. Вони базуються на дослідженні залежностей швидкостей поширення пружних хвиль від ємності пустотного простору, форми окремих пустот, орієнтації мікротріщин тощо (Кобра-нова, 1986; Bernabe et al., 2006).

Визначення коефіцієнта проникності за кореляційними зв'язками. Науковцями було створено багато петрофізичних рівнянь та залежностей для визначення проникності гірських порід на основі результатів дослідження їхнього пустотного простору та інших параметрів, наприклад:

1) Рівняння Козені – Кармана (пустоти в породі моделюються циліндричними каналами лінійної фільтрації):

$$k_{np} = \frac{k_{n.o}^3}{fT_e^2 S_\phi^2} \text{ або } k_{np} = \frac{k_n^3}{5A_g^2(1-k_n)^2}, \quad (19)$$

де f – коефіцієнт форми фільтруючих капілярів, T_e – гідравлічна звивистість каналів, $k_{n.o}$ – коефіцієнт динамічної пористості, S_ϕ – питома поверхня фільтруючих каналів, A_g – площа поверхні зерен, k_n – коефіцієнт пористості.

2) Рівняння Тімура (для щільних та сланцюватих порід):

$$k_{np} = \frac{10^4 k_{n.e}^{4.5}}{k_{e.e}^2} \text{ або } k_{np} = 0.136 \frac{k_n^{4.4}}{k_{e.3}^2}, \quad (20)$$

де $k_{n.e}$ – ефективна пористість, $k_{e.e}$ – коефіцієнт ефективного водонасичення, $k_{e.3}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення.

3) Рівняння Берга (пустоти в породі вважаються "прямолінійними" та пронизують всю породу):

$$k_{np} = 0.0053 k_n^3 D_g^2, \quad (21)$$

де D – діаметр зерен.

4) Рівняння Коатса (для щільних та сланцюватих порід):

$$\sqrt{k_{np}} = 100 k_{n.e}^2 \frac{(1-k_{e.3})}{k_{e.3}}$$

або

$$k_{np} = 1 - \left[(1-k_{e.3})^{2.1} / k_h \right]^{0.5}, \quad (22)$$

де k_h – коефіцієнт проникності породи для вуглеводнів.

5) Рівняння Шлюмберже (для щільних та сланцюватих порід):

$$k_{np}^{1/2} = 250 \frac{k_n^3}{k_{вз}}, \quad (23)$$

де $k_{вз}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення.

6) Рівняння для визначення проникності пористих карбонатних порід:

$$k_{np} = \frac{k_{n.6} k_{e.3} \tau_{cp}^2}{fT_e^2} \left(\frac{1}{k_{e.3}} - 1 \right)^3, \quad (24)$$

де $k_{e.3}$ – вміст залишкової води в зоні граничного нафтонасичення, $k_{n.6}$ – коефіцієнт відкритої пористості, τ_{cp} – середня товщина плівки зв'язаної води та води кутів пор у гідрофільних породах.

7) Рівняння для визначення проникності тріщинуватих порід за наявності системи тріщин у трьох взаємно перпендикулярних напрямках:

$$k_{np} = \frac{10^{-8} b^2}{18 \cdot 10^{-8}} k_T = 5.6 \cdot 10^{-2} b^2 k_T, \quad (25)$$

для системи тріщин одного чи двох паралельних напрямків:

$$k_{np} = \frac{10^{-8} b^2}{12 \cdot 10^{-8}} k_T = 8.3 \cdot 10^{-2} b^2 k_T, \quad (26)$$

де b – розкритість тріщини, k_T – коефіцієнт тріщинуватості в напрямку фільтрації.

Існує також багато інших рівнянь та залежностей, як наприклад Хейзена, Сліхтера, Терзагі тощо, які для розрахунків використовують різні параметри гірських порід. (Добрынин и др, 2004; Brace et al., 1968; Hildebrand et al., 2004; Rose and Smith, 1957; Recommended Practices for Core Analysis; petrowiki.org/Permeability_estimation_in_tight_gas_reservoirs; petrowiki.org/Permeability_determination).

Обговорення. На основі проведених досліджень було встановлено, що існує велика кількість підходів та методів визначення проникності гірських порід за різних умов: за умов стаціонарної або нестаціонарної фільтрації, з використанням лінійного або нелінійного потоку флюїду тощо. Різні цілі досліджень потребують використання різних методів. Зокрема, прикладом вибору методу визначення проникності гірських порід є дослідження даного параметра в петрофізичній лабораторії ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка, де зазвичай проводиться визначення абсолютної газової (або рідинної) проникності методом лінійної фільтрації в атмосферних умовах або умовах, що моделюють пластові (рис. 6) (Вижва та ін., 2012; Вижва та ін., 2013). Дані таких досліджень мають широке використання, зокрема, у промисловості для визначення перспективних ділянок для видобутку вуглеводнів, підрахунках запасів вуглеводневої сировини та плануванні умов розробки пласта.

Висновки. Нині існує велика кількість методів і підходів для визначення проникності гірських порід як за даними лабораторних досліджень, так і за даними свердловинних та геофізичних випробувань. Кожен із методів має свої переваги та недоліки, пов'язані з точністю отримуваних даних, (не)врахуванням параметрів фільтруючих каналів та робочого флюїду тощо. Зокрема, лабораторні методи визначення проникності на зразках керна шляхом стаціонарної фільтрації газу дозволяє уникати небажаної взаємодії порода-флюїд, однак базується на припущенні про однорідність потоку газу та проникності породи у досліджуваному напрямку, а також потребує введення поправки Клінкенберга. Використання для визначення проникності стаціонарної фільтрації рідини базується на тому ж припущенні про однорідність потоку та проникності породи, однак є більш складним через можливість взаємодії порода-флюїд, а також є більш тривалим за часом. Методи, що використовують нестаціонарну

фільтрацію робочих флюїдів через породу, дозволяють безперервно проводити виміри під час протікання процесів, що можуть змінювати пустотний простір породи. Модифікації методів нестационарної фільтрації є одним із засобів визначення анізотропії проникності породи у різних напрямках, однак потребують ретельної підгото-

вки зразків для коректного визначення параметрів тензора проникності. Загалом лабораторні методи визначення проникності є досить точними та достатньо швидкими, однак для їх використання необхідні зразки керна визначеної форми, а також постійний контроль параметрів потоку робочого флюїду.

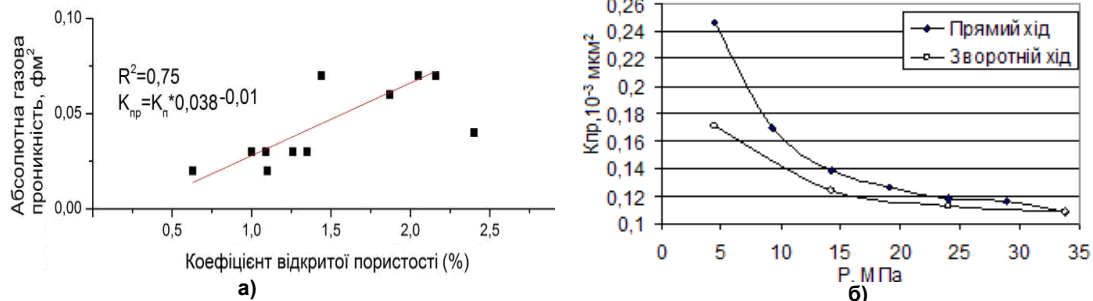


Рис. 6. Приклад залежностей коефіцієнта проникності порід-колекторів від різних параметрів, що отримані за результатами досліджень у петрофізичній лабораторії ННІ "Інститут геології":
а) залежність коефіцієнта абсолютної газової проникності від коефіцієнта відкритої пористості порід-колекторів;
б) залежність коефіцієнта абсолютної водопроникності зразка піщаника від ефективного тиску

Методи визначення проникності за даними ГДС та геофізичних методів є більш зручними, ніж лабораторні, через відсутність необхідності вилучення керна зі свердловини та його обробки, однак їхня роздільна здатність значно менша, а оцінка проникності є непрямою, що вносить у результати додаткові похибки. Розрахунок значення проникності за даними ГДС проводиться за допомогою різних залежностей, які можуть містити велику кількість коефіцієнтів та поправок за параметри пласта. Некоректний вибір одного з параметрів може призвести до суттєвих похибок результатів. Оцінка коефіцієнта проникності за допомогою кореляційних рівнянь є досить обмеженою, так як різні породи описуються різними залежностями, що можуть суттєво відрізнятися навіть для прилягаючих пластів.

Під час будь-якого дослідження потрібно визначати похибку вимірювань, а також розкид отриманих значень проникності. Важливим є також ретельне врахування впливу на проникність різних факторів, таких як пористість, форма та розмір зерен мінералів, геометрія пустотного простору, глинистість, шаруватість та тріщинуватість породи тощо. Систематичні та випадкові похибки можуть впливати на точність визначення проникності будь-яким методом, тому врахування їх завжди потребує значної уваги. Важливим напрямком подальшого вивчення представленого питання є побудова петрофізичних моделей проникності складнопобудованих порід-колекторів нафти і газу різної літології.

Список використаних джерел

1. Вахромеев, Г.С., Давыденко, А.Ю. (1987). Моделирование в разведочной геофизике. Москва: Недра.
2. Вижва, С.А., Безродна, І.М., Козинова, О.О. (2012). Аналіз фільтраційно-емісійних властивостей карбонатних порід карбону Руденківсько-Пролетарського регіону за результатами петрофізичних досліджень. Геоінформатика, 1, 17-25.
3. Вижва, С. А., Михайлов, В. А., Онищук, Д. І., Онищук, І. І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. Геоінформатика, 3, 17-25.
4. Гиматудинов, Ш.К., Ширковський, А.І. (1982). Фізика нафтяного і газового пласта. Москва: Недра.
5. Дахнов, В.Н. (1958). Геофизические методы изучения коллекторских свойств и нефтенасыщенности горных пород. Материалы Межвузовского совещания по вопросам новой техники в нефтяной промышленности. Т.1. Гостоптехиздат.
6. Добрынин, В.М., Вендельштейн, Б.Ю., Кожевников, Д.А. (2004). Петрофизика (Физика горных пород). Учеб. для вузов. Москва: Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
7. Жариков, А.В., Мальковский, В.И., Шмонов, В.М., Витовтова, В.М., Графчиков, А.А. (2004). Метод измерения проницаемости образцов горных пород с учетом изменения термодинамических свойств флюида.

Электронный научно-информационный журнал "Вестник отделения наук о Земле РАН", 1(22).

8. Жариков, А.В., Мальковский, В.И., Шмонов, В.М. (2009). Техника измерения проницаемости образцов горных пород методом затухания импульса с использованием воды в качестве фильтрующегося флюида. Электронный научно-информационный журнал "Вестник Отделения наук о Земле РАН", 1(27), 1-3.
9. Кобранова, В.Н. (1986). Петрофизика. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Недра.
10. Комаров, С.Г. (1973). Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. Москва: Недра.
11. Сковородников, И.Г. (2003). Геофизические исследования скважин. Курс лекций. Екатеринбург: УПТА.
12. Bernabe, Y., Mok, U., Evans, B. (2006). A note on oscillation flow method for measuring rock permeability. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 43, 311-316.
13. Brace, W.F., Walsh, J.B., Frangos, W.T. (1968). Permeability of granite under high pressure. Journal of Geophysical Research, 73(6), 2225-2236.
14. Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.V., Reike, H.H. (1992). Carbonate reservoir characterization: a geologic engineering analysis. Part I. Developments in Petroleum Science 30. Elsevier Scienc. Publ. Co.
15. Hildebrand, A., Schlomer, S., Krooss, B.M., Littke, R. (2004). Gas breakthrough experiments on polycrystalline rocks: comparative study with N₂, CO₂ and CH₄. Geofluids, 4(1), 61-80.
16. Khromova, I., Link, B., Marmalevskiy, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. First break, 29, 37-44.
17. Malkovsky, V.I., Zharikov, A.V., Shmonov, V.M. (2009). New Methods for Measuring the Permeability of Rock Samples for a Single-Phase Fluid. Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 45(2), 89-100.
18. Recommended Practices for Core Analysis (1998). Recommended Practice 40 Second Edition.
19. Rose, H. G., Smith, H. F. (1957). Particles and Permeability: A method of determining permeability and specific capacity from effective grain size. Reprinted from the March 1957 issue of Water Well Journal, 59.
20. Schon, J.H. (2011). Physical properties of rocks: A Workbook. Handbook of petroleum exploration and production. Elsevier, 8.
21. Tiab, D., Donaldson, E. (2003). Petrophysic: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd edition. Gulf Professional Publishing.

References

1. Bernabe, Y., Mok, U., Evans, B. (2006). A note on oscillation flow method for measuring rock permeability. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 43, 311-316.
2. Brace, W.F., Walsh, J.B., Frangos, W.T. (1968). Permeability of granite under high pressure. Journal of Geophysical Research, 73(6), 2225-2236.
3. Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.V., Reike, H.H. (1992). Carbonate reservoir characterization: a geologic engineering analysis. Part I. Developments in Petroleum Science 30. Elsevier Scienc. Publ. Co.
4. Dakhnov, V.N. (1958). Геофизические методы изучения коллекторских свойств и нефтенасыщенности горных пород. Материалы Межвузовского совещания по вопросам новой техники в нефтяной промышленности. Т.1. Гостоптехиздат. [in Russian]
5. Dobrynin, V.M., Vendelshtein, B.Iu., Kozhevnikov, D.A. (2004). Петрофизика (Физика горных пород). Учеб. для вузов. Москва: FGUP Izdatelstvo "Neft i gaz" RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina. [in Russian]
6. Gimatudinov, Sh.K., Shirkovskii, A.I. (1982). Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра. [in Russian]

7. Hildebrand, A., Schlomer, S., Krooss, B.M., Littke, R. (2004). Gas breakthrough experiments on polycrystalline rocks: comparative study with N₂, CO₂ and CH₄. *Geofluids*, 4(1), 61-80.

8. Khromova, I., Link, B., Marmalevskiy, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. *First break*, 29, 37-44.

9. Kobranova, V.N. (1986). *Petrofizika. Uchebnik dlia vuzov*. Moskva: Nedra. [in Russian]

10. Komarov, S.G. (1973). *Geofizicheskie metody issledovaniia skvazhin*. Izd. 2-e, pererabotannoe i dopolnennoe. Moskva: Nedra. [in Russian]

11. Malkovsky, V. I., Zharikov, A. V., Shmonov, V. M. (2009). New Methods for Measuring the Permeability of Rock Samples for a Single-Phase Fluid. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 45(2), 89-100.

12. Recommended Practices for Core Analysis (1998). Recommended Practice 40 Second Edition.

13. Rose, H. G., Smith, H. F. (1957). Particles and Permeability: A method of determining permeability and specific capacity from effective grain size. Reprinted from the March 1957 issue of *Water Well Journal*, Circular №59.

14. Schon, J.H. (2011). Physical properties of rocks. *Workbook. Handbook of petroleum exploration and production*. Elsevier, 8.

15. Skovorodnikov, I.G. (2003). *Geofizicheskie issledovaniia skvazhin*. Kurs lektcii. Ekaterinburg: UPTA. [in Russian]

16. Tiab, D., Donaldson, E. (2003). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2nd edition. Gulf Professional Publishing.

17. Vakhromeev, G.S., Davydenko, A.Iu. (1987). *Modelirovanie v razvedochnoi geofizike*. Moskva: Nedra. [in Russian]

18. Vyzhva, S.A., Bezrodna, I.M., Kozionova, O.O. (2012). Analiz filtratsiino-iemnisnykh vlastyvoitei karbonatnykh porid karbonu Rudenskivsko-Proletarskoho rehionu za rezul'tatamy petrofizychnykh doslidzhen. *Heoinformatyka*, 1, 17-25. [in Ukrainian]

19. Vyzhva, S. A., Mykhailov, V. A., Onyshchuk, D. I., Onyshchuk, I. I. (2013). Petrofizychni parametry netradytsiinykh porid-kolektoriv Pivdennoho naftohazovoho rehionu. *Heoinformatyka*, 3, 17-25. [in Ukrainian]

20. Zharikov, A.V., Malkovskii, V.I., Shmonov, V.M., Vitovtova, V.M., Grafchikov, A.A. (2004). Metod izmereniia pronitcaemosti obraztcov gornykh porod s uchetoм izmeneniia termodinamicheskikh svoistv fluida. *Elektronnyi nauchno-informatcionnyi zhurnal "Vestnik otdeleniia nauk o Zemle RAN"*, 1(22). [in Russian]

21. Zharikov, A.V., Malkovskii, V.I., Shmonov, V.M. (2009). Tekhnika izmereniia pronitcaemosti obraztcov gornykh porod metodom zatukhaniia impulsa s ispolzovaniem vody v kachestve filtruiushchegosia fluida. *Elektronnyi nauchno-informatcionnyi zhurnal "Vestnik Otdeleniia nauk o Zemle RAN"*, 1(27), 1-3. [in Russian]

Надійшла до редколегії 13.12.17

A. Shynkarenko, PhD Student, E-mail: anastasiia.nesterenko@gmail.com
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

MODERN APPROACHES TO DETERMINE THE PERMEABILITY OF RESERVOIR ROCKS BASED ON THE RESULTS OF GEOPHYSICAL INVESTIGATIONS

Permeability of rock is its physical property that describes its ability to conduct fluids under the pressure gradient. This paper presents short description and analysis of methods for determination of permeability of oil and gas reservoirs.

Permeability is a function of different parameters that leads to difficulties during its estimation. Investigations of the void space structure of rocks, their anisotropy etc. were carried out in order to take into account all factors that have an influence on the permeability. Reservoir conditions could also be modeled for that purpose.

Methods for determination of permeability of rocks can be divided into three groups: methods based on the laboratory studies of rocks; methods based on the well logging data; and methods based on the correlations between different parameters of rocks. The first two groups include methods for steady and unsteady fluid flow. Methods for the unsteady flow are usually more precise and rapid, thus prospects of extension of methods for permeability determination are mostly connected with them.

Each of the presented methods to determine permeability is characterized by some pros and cons. The most appropriate method for the specific experiment is always chosen according to conditions and requirements and expected results.

Further author's investigations will be related to the creation of petrophysical models of permeability of oil and gas reservoir rocks, including reservoirs of complex structure.

Keywords: permeability, reservoir rock, petrophysics, well logging, void space structure, porosity.

A. Шинкаренко, асп., E-mail: anastasiia.nesterenko@gmail.com
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проницаемость горной породы – это физическое свойство, которое характеризует ее способность пропускать сквозь себя флюиды при наличии градиента давления. В данной работе представлена краткая характеристика и анализ методов определения проницаемости коллекторов углеводородов.

Проницаемость горных пород является функцией многих параметров, что вызывает дополнительные сложности при ее определении. С целью учета факторов, которые на нее влияют, проводят исследования структуры пустотного пространства пород, их анизотропии, моделируют условия их залегания и т. д.

Методы определения проницаемости могут быть условно разделены на три группы: методы на основании лабораторных исследований ядра; методы на основании данных ГИС и испытаний скважин; методы на основании корреляционных связей и зависимостей. Первые две группы, в свою очередь, могут быть разделены на методы с использованием стационарной фильтрации рабочего флюида и нестационарной фильтрации. Методы на основании неустановившегося потока зачастую являются более точными и оперативными, поэтому основные перспективы усовершенствования подходов к определению проницаемости связываются именно с ними.

Каждый из представленных в статье методов определения проницаемости характеризуется своими недостатками и преимуществами, а выбор метода исследований в конкретном случае проводится в зависимости от условий и требований эксперимента и ожидаемых результатов.

Дальнейшие исследования автора в данном направлении будут связаны с построением петрофизических моделей проницаемости пород-коллекторов углеводородов, в том числе сложнопостроенных коллекторов.

Ключевые слова: проницаемость, порода-коллектор, петрофизика, ГИС, структура пустотного пространства, коэффициент пористости.