

# Дослідження та методи аналізу

УДК 550.835

## ОЦІНКА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ ПРИ ДОСЛІДЖЕННЯХ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

<sup>1</sup>В.Й.Прокопів, <sup>2</sup>Д.Д.Федоришин

<sup>1</sup>Івано-Франківська експедиція з геофізичних досліджень в свердловинах, 76002, м. Івано-Франківськ, вул. Українських Декабристів, 54, тел. (03422) 24214, e-mail: exp@il.if.ua

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056, e-mail: doberman@open.ru

*Рассмотрены особенности создания физико-геологических моделей пород-коллекторов сложного строения. На примере петроплотностных моделей проанализированы возможности повышения точности оценки коэффициента пористости. Разработаны критерии петроплотностной неоднородности, с помощью которых предлагается дифференцировать исходные выборки кернового материала.*

*The features of creation the physical-geological models of rocks - reservoirs of a composite constitution are reviewed. The possibilities of increasing of the fractional porosity precision were analyzed on an example of petrophysical models of density. The petrophysical density heterogeneity are developed, with the help of which are offered to differentiate the source samplings of core material.*

При вивченні порід-колекторів із складною будовою розширюється суть поняття неоднорідності, що визначається, крім літолого-структурних параметрів, ще й невідповідністю систем спостереження фізичних полів в свердловині і при лабораторних дослідженнях.

Розмежування типів і природи неоднорідностей, визначення оцінок і критеріїв геологічної (геофізичної) неоднорідності є дуже важливим і актуальним завданням, особливо при інтерпретації геофізичної інформації. Неоднорідність характеру розподілу параметрів геологічного середовища є одним з основних факторів, який знижує ефективність методів ГДС. Внаслідок неврахування особливостей будови геологічних об'єктів, що пов'язані з геологічною або геофізичною неоднорідністю, збільшується неточність у визначенні ємнісних параметрів. Це призводить до збільшення ймовірності пропуску нафтогазоносних пластів, збільшення похибок при оцінці запасів вуглеводнів.

Вдосконалення процесів і способів моделювання неоднорідностей підвищить достовірність отриманих геофізичних рішень. Основним завданням при створенні моделей є мінімізація похибки при оцінці ємнісно-фільтраційних і геологічних характеристик за результатами геофі-

зичних досліджень шляхом врахування геолого-геофізичних неоднорідностей, які утворюються внаслідок літофасіального різноманіття відкладів складнопобудованих розрізів.

Розглянемо особливості створення петрогустинної моделі складнопобудованих колекторів з метою інтерпретації даних гамма-гамма каротажу у складних геологічних умовах. При геофізичній діагностиці таких порід формальне використання стандартних способів інтерпретації даних ГДС (рекомендованих, наприклад, у [1]) може призвести до невірних висновків або до суттєвого зростання похибки оцінки геолого-геофізичних характеристик гірських порід.

Зв'язок між густиною гірської породи та її пористістю є прикладом практично функціональної петрофізичної залежності, яка представляється цілком фізично обґрунтованим лінійним рівнянням

$$\sigma_{nl} = \sigma_m \cdot (1 - Kn) + Kn \cdot \sigma_\phi, \quad (1)$$

де:  $\sigma_{nl}$  – густина гірської породи, насиченої флюїдом;

$\sigma_m$  – мінералогічна густина;

$Kn$  – коефіцієнт загальної пористості;

$\sigma_\phi$  – густина флюїду.

Для практичних потреб інтерпретації даних гамма-гамма каротажу використовують вказану залежність з врахуванням насичення породи сумішшю пластового флюїду та фільтрату промивальної рідини певної густини. При цьому мінералогічну густину вважають величиною сталою для відкладів гірських порід конкретного віку або певного літологічного типу [1]. Як далі буде наведено, мінералогічна густина породи не завжди є величиною сталою навіть при обмеженні її віковими та літологічними межами.

Розглянемо можливі похибки оцінки коефіцієнта пористості гірської породи за даними визначення густини методом ГГК-Г за рахунок неточності визначення мінералогічної густини або відсутності петрофізичної моделі, яка враховує мінливість  $\sigma_m$  у відкладах, що вивчаються. Розрахунки виконані для типової породи, скелет якої представлений одним мінералом — кварцом з мінералогічною густиною  $2,65 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ . Похибка визначення коефіцієнта пористості розраховується так:

$$\Delta Kn = \frac{2,65 - \sigma_{nl}}{2,65 - Kn \cdot \sigma_{\phi}} - \frac{\sigma_{mi} - \sigma_{\phi}}{\sigma_{mi} - Kn \cdot \sigma_{\phi}}, \quad (2)$$

де  $\sigma_{mi}$  — помилкове (інше) значення мінералогічної густини породи ( $\sigma_{mi} = \sigma_m + \delta_{\sigma_m}$ ).

Розрахунки свідчать, що помилка оцінки мінералогічної густини в  $0,05 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  призводить до абсолютної похибки визначення пористості водонасиченої породи 2,5 % при  $Kn = 20\%$  і 2,9% при  $Kn = 8\%$ , що становитиме відповідно 12,5% та 36,2% відносної похибки. Як буде наведено нижче, вказаний діапазон зміни величини  $\sigma_m$  для гірських порід однієї територіальної, вікової та літологічної приналежності є цілком можливий. Відомо, що в звичайних умовах проведення гамма-гамма каротажу середньоквадратична похибка визначення густини гірських порід становить  $0,035 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ , що еквівалентно похибці визначення пористості мономінералогічних порід в 2% [1]. Розрахунок результуючої середньоквадратичної похибки оцінки коефіцієнта пористості, яка виникає внаслідок похибок вимірювання густини порід каротажною апаратурою та неврахування мінливості мінералогічної густини згідно з формулою, наведеною у [2], становитиме 2,5%.

За результатами чисельних досліджень форм зв'язків між густиною сухої породи та її пористістю — результатів лабораторних досліджень зразків керна з різних за літологічним та віковим складом відкладів складної будови — зроблений висновок про існування принципово двох основних типів відхилень отриманих статистичних залежностей від класичних лінійних моделей типу (1) при  $\sigma_{\phi} = 0$ . Встановлено, що дуже часто у реальних умовах петрофізичний множник у рівнянні (1) не дорівнює величині мінералогічної густини  $\sigma_m$ . Крім того, в певних умовах при визначенні оптимальної мате-

матичної моделі зв'язку густини та пористості виявляється, що рівняння статистичної моделі суттєво відрізняється від "класичного" лінійного. Розглянемо причини ускладнень реальних моделей та наслідки, що впливають при їх аналізі.

Рівняння (1) складено, виходячи з існування (часто суто теоретичного або ідеалізованого) певних окремих груп порід з незмінними властивостями та характеристиками твердої частини на відміну від мінливості ємнісних властивостей. Тобто, мінеральний склад породи та її мінералогічна густина є величиною сталою у великому діапазоні зміни пористості у межах літологічної групи. Виходить, що при діапазоні зміни пористості у межах декількох відсотків, властивості скелета певного типу порід залишаються без суттєвих змін. Таке твердження виникає, коли системний підхід до вивчення будь-якого геологічного явища підміняють ідеалізованим моделюванням об'єктів певного ієрархічного рівня без врахування зв'язку із елементами системи, які знаходяться на інших (сусідніх) рівнях геологічного середовища [3]. Тобто, властивості і модель зв'язку густини з пористістю для одного зразка гірської породи певної літологічної приналежності переносять на сукупність зразків подібної літології. Як правило, відповідність зразків одному літотипу оцінюють візуально. В такому випадку використовують принцип адитивності стосовно об'єму геологічної системи — об'єм системи дорівнює сумі об'ємів елементів. Такий погляд на систему, коли відмінності між елементами та системою (або іншим ієрархічним рівнем) залишаються закритими, дає підстави механічно переносити результати лабораторних досліджень на весь об'єкт у природних умовах залягання [3]. Системний підхід до вивчення геологічних систем вимагає розглядати геологічну сукупність певного ієрархічного рівня як нестатичну, динамічну організацію елементів. Залежність типу "густина — пористість" наочно демонструє необхідність системного підходу при створенні петрогустинної моделі певних геологічних утворень.

На рис. 1 наведено досить звичайну ситуацію, коли зв'язок між пористістю та густиною для певної, на перший погляд, однорідної колекції зразків керна має явно нелінійний характер. Причому часто оптимальне нелінійне рівняння полінома другого степеня помітно відрізняється від наближеного, отриманого способом найменших квадратів статистичного лінійного рівняння (рис. 1). Виявляється, що таку сукупність зразків — елементів системи можна поділити на дві-три групи (вибірки). В межах більш однорідних вибірок лінійний зв'язок між пористістю та густиною стає більш тісним. Розглянуте явище переходу від загальної (наближеної), чисто статистичної нелінійної моделі до конкретних, фізично зрозумілих моделей-рівнянь (див. рівняння (1)) в межах локальних петрофізичних груп змістовне з точки зору фаціального та літолого-мінералогічного аналізу геологічної системи. В межах існуючого діапазону

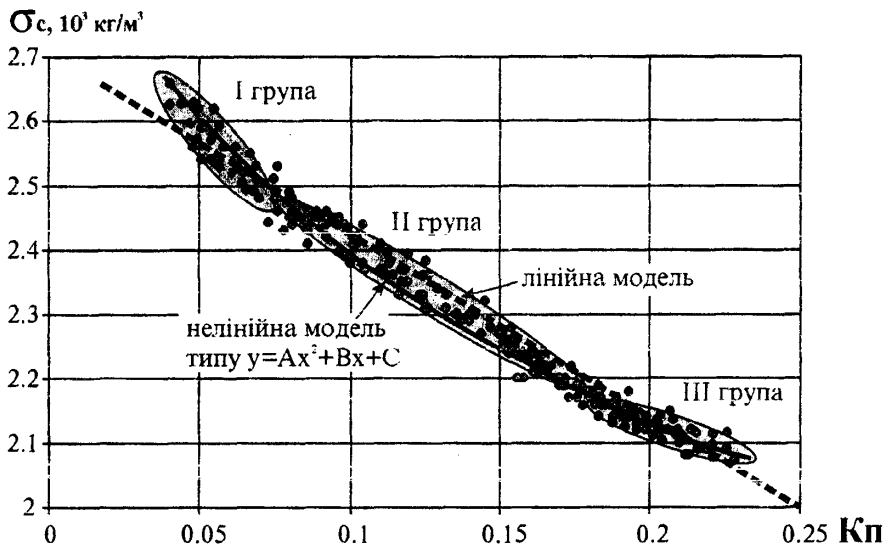


Рисунок 1 — Нелінійна модель зв'язку густини гірських порід з коефіцієнтом пористості як приклад петрогустинної неоднорідності I типу

зміни колекторської і густинних характеристик вибірки зразків гірських порід знаходяться окремі групи порід з певними літолого-фаціальними характеристиками, які утворились під впливом різних палеофаціальних умов. Так, теригенні породи з найбільшими значеннями коефіцієнта пористості найбільш ймовірно належать до пісковиків з незначним вмістом глинистого або іншого цементу, добре відсортованого гранулометричного складу. Зі зменшенням пористості, ймовірно, відбувається погіршення відсортованості мінеральних зерен скелета. Збільшується вміст глинистого, карбонатного (або іншого типу) цементу. Як правило, такі породи (можливо, пісковики, глинисті пісковики або алевроліти) утворились в інших палеофаціальних умовах, що призводить до формування відмінного від чистих пісковиків мінерального складу скелета. Породи з поганими колекторськими властивостями можуть відповідати іншому типу теригенних порід – пісковикам, алевролітам з базальним типом цементу або з вторинною кальцитизацією порового простору. Розглянуті варіанти закономірної зміни літофаціальних особливостей теригенних гірських порід в напрямку зміни їх колекторських властивостей є типовими для багатьох басейнів седиментації. Літофаціальні зміни впливають на певні особливості мінерального складу порід та значення мінералогічної густини. Значне збільшення карбонатності пісковиків може призвести до зменшення пористості та зростання величини  $\sigma_m$ . В породах із підвищеним вмістом пелітової фракції нерідко спостерігається присутність акцесорних мінералів – алюмосилікатів із густиною, більшою за мінералогічну густину породоутворюючих мінералів.

Наявність декількох груп порід із відмінними петрогустинними характеристиками в сукупності зразків гірських порід проявляється, як було зазначено, у нелінійному характері загальної моделі зв'язку густини із пористістю

порід. Вказана відмінність від лінійної моделі нами названа петрогустинною неоднорідністю першого типу. Для прийняття рішення про суттєву неоднорідність вибірки пропонується до використання величина середньоквадратичного відхилення значень густини сухої породи  $\sigma(\sigma_c)$  (здебільшого вона вимірюється у лабораторних умовах), розрахованих за допомогою лінійної та нелінійної моделей за значеннями коефіцієнта пористості. Якщо прийняти за величину суттєвого розходження між моделями значення середньоквадратичної похибки густини, яка еквівалентна абсолютній похибці при визначенні пористості у 1%, то можна стверджувати, що при  $\sigma(\sigma_c) = 0,027 \cdot 10^3 \text{ kg/cm}^3$  обрана петрогустинна модель є неоднорідною за I типом. За відсутності іншої інформації про літофаціальні особливості порід такої складної сукупності пропонується у більшості випадків використовувати у якості хорошого наближення до природної моделі поліном другого степеня

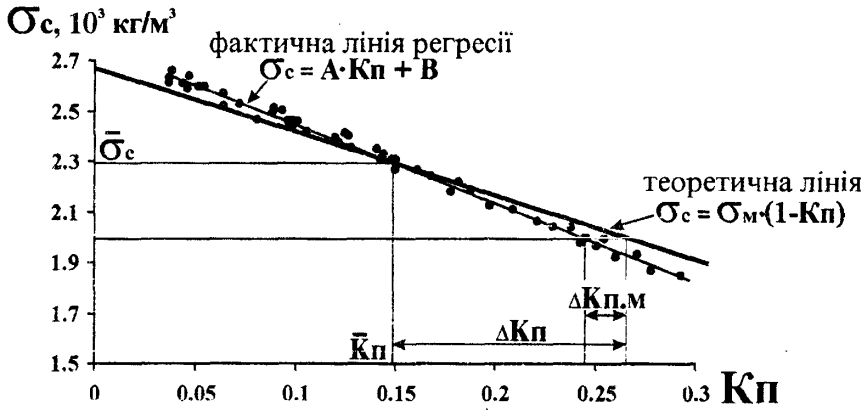
$$\sigma_c = A \cdot Kn^2 + B \cdot Kn + C. \quad (3)$$

Вказаний критерій неоднорідності дає підстави стверджувати про існування у геологічній сукупності порід різних груп із можливо різними колекторськими та екрануючими властивостями.

Про існування літофаціальної петрогустинної неоднорідності II типу у межах сукупності порід можна стверджувати за наявності таких ознак (див. рис. 2-4).

На рис. 2 зображено типову ситуацію, коли нахил лінії регресії залежності густини породи від пористості відрізняється від кута теоретичної лінії зв'язку  $\sigma_c = \sigma_m \cdot (1 - Kn)$ . Тобто, на відміну від теоретичної моделі у рівнянні прямолінійної регресії

$$\sigma_c = A \cdot Kn + B \quad (4)$$



$$\alpha = \sigma_m / A$$

$$\alpha = (\Delta K_p - \Delta K_{p,m}) / \Delta K_p$$

Рисунок 2 — Розходження між теоретичною (розрахунковою) та фактичною (стохастичною) лініями залежності густини породи від коефіцієнта пористості — ілюстрація петрогустинної неоднорідності II типу

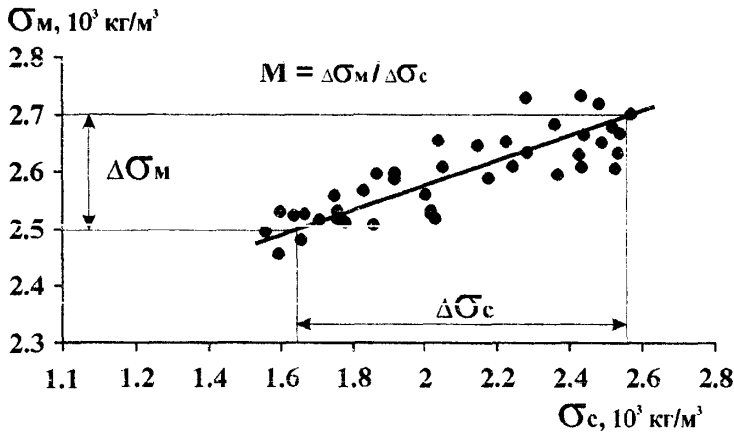


Рисунок 3 — Оцінка параметра мінливості мінералогічної густини для літофаціальної групи порід

значення сталих  $A \neq B$ . В такому випадку мінералогічна густина  $\sigma_m$  сукупності зразків не є величиною сталою, а закономірно змінюється зі зміною густини  $\sigma_c$  зразків (рис. 3). Чим більший кут нахилу лінії регресії на рис. 3, тим більше відрізняється кут нахилу (коефіцієнт  $A$  у рівнянні (4)) фактичної лінії регресії від кута теоретичної лінії на рис. 2. Вказані лінії на рис. 2 перетинаються у точці з координатами  $(\Delta K_p, \sigma_c)$ .

Вказана особливість — мінливість значень мінералогічної густини зі зміною загальної густини сухої породи зразків керна певного літологічного типу спостерігалась нами при дослідженні результатів лабораторних аналізів порід з відкладів різного віку та територіальної приналежності — палеогену та неогену Передкарпаття та Закарпатського прогину, середнього карбону північного Донбасу. Пояснення цього явища полягає, як було вже зазначено вище з позицій системного аналізу, у відмінності петрогустинних моделей зразка породи та сукуп-

ності зразків, відібраних з певного геологічного утворення (утворень). Дві різні петрогустинні моделі описують властивості об'єктів різного ієрархічного рівня геологічної системи. Як правило, нечасто буває, коли в колекції зразків, відібраних з конкретних відкладів, при значному діапазоні значень величини пористості та густини сухої породи інші властивості — мінералогічний та гранулометричний склад порід — не змінювались. Зміна величини пористості є відображенням зміни геологічних умов утворення порід, внаслідок чого змінюється й інші властивості. Наприклад, пористість піщаних порід зменшується при зменшенні середнього ефективного розміру частинок твердої фракції. Як зазначає В.Н.Шванов [4], при зменшенні розміру частинок поблизу від нижньої межі піщаної фракції більшість польових шпатів і важких мінералів, а також всі уламкові зерна піддаються швидкому здрібнюванню і переходять у пилуваті і глинисті фракції, які вони все більше збагачують. Цілком природно, що зазначене явище призводить при збільшенні вмі-

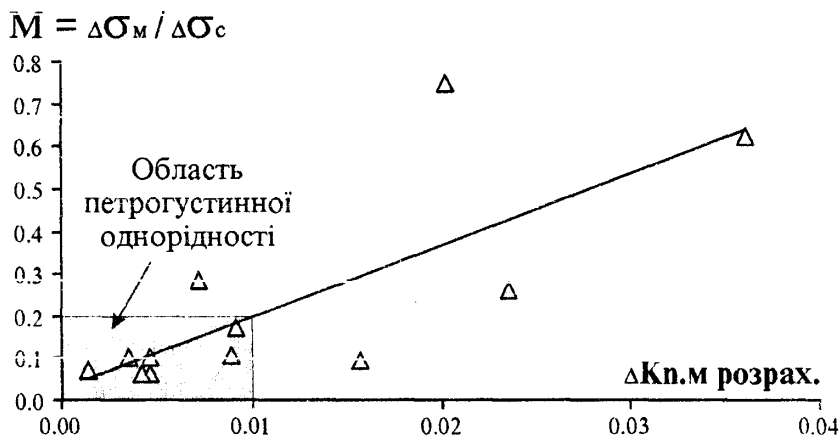
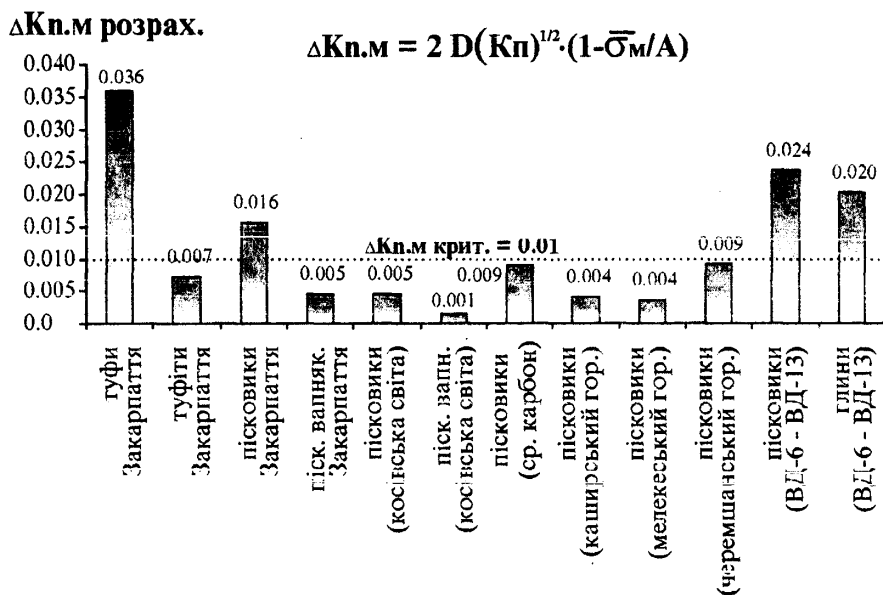


Рисунок 4 — Оцінка неоднорідності вибірки (літологічної групи) за параметром мінливості мінералогічної групи  $M$  та параметром  $\alpha$

сту дрібних фракцій до зміни загального мінералогічного складу порід. Як буде показано в наступному розділі, зі збільшенням густини порід в окремих літологічних типах деяких відкладів відбувається зростання значень величини  $\sigma_m$ , в деяких — зменшення, і дуже рідко — коли не спостерігалось помітної залежності  $\sigma_m$  від  $\sigma_c$ . Мінливість мінерального складу і, відповідно, густини твердої частини порід в межах єдиного літо типу є однією з ознак складнобудованих порід.

Для оцінки невідповідності теоретичної та фактичної ліній залежності густини порід від пористості в межах виділеної літологічної групи порід вводиться параметр петрогустинної неоднорідності  $\alpha$

$$\alpha = \frac{\bar{\sigma}_m}{A}, \quad (5)$$

де:  $\bar{\sigma}_m$  — середнє арифметичне значення мінералогічної густини літологічної групи зразків, розрахованої за допомогою формули (1);

$A$  — множник з рівняння лінійної регресії (4), рис. 2.

З точки зору математики параметр петрогустинної неоднорідності  $\alpha$  є відношенням тангенсів кутів нахилу теоретичної та фактичної ліній залежності густини сухої породи від коефіцієнта пористості. На рис. 2 показано, що на відстані  $\Delta K_{п}$  від середньої величини пористості  $\Delta K_{п}$  розходження у значеннях пористості становить  $\Delta K_{п.м}$  за рахунок невідповідності фактичної лінії регресії зв'язку  $\sigma_c - K_{п}$  теоретичній лінії, виведеної з міркувань про незмінність мінералогічної густини в межах літологічної групи. Шляхом нескладних розрахунків виводиться таке рівняння зв'язку параметра  $\alpha$  з величиною  $\Delta K_{п.м}$ :

$$\alpha = \frac{\Delta K_{п} - \Delta K_{п.м}}{\Delta K_{п}}. \quad (6)$$

Для оцінки мінливості величини  $\sigma_m$  в межах літологічної групи введемо параметр  $M$  — відношення зміни значення мінералогічної густини на одиницю приросту густини сухої породи (див. рис. 3)

$$M = \frac{\Delta\sigma_m}{\Delta\sigma_c} \quad (7)$$

На рис. 3 видно, що параметр мінливості мінералогічної густини  $M$  за знаком може бути як додатним (пряма залежність  $\sigma_m$  від  $\sigma_c$ ), так і від'ємним (обернена залежність). Як вже підкреслювалось, відсутність вказаного зв'язку при суттєвій зміні значень густини в межах літологічної групи зустрічається досить рідко.

З метою розмежування сукупностей зразків порід або групи порід за вказаними параметрами на однорідні та неоднорідні за ознакою мінливості мінералогічної густини (і, відповідно, літолого-мінералогічного складу) проведемо деякі розрахунки. Припустимо, що максимальна абсолютна розбіжність  $\Delta K_{п.м}$  між максимальними для вибірки значеннями пористості, отриманими через величину  $\sigma_c$  за допомогою теоретичного та фактичного (1) рівнянь при несуттєвій мінливості мінералогічної густини, дорівнює 1%. При цьому середнє абсолютне значення розбіжностей між величинами пористості, отриманими за фактичною лінією регресії та теоретичною, буде дорівнювати  $0.5 \cdot \Delta K_{п.м}$ , тобто 0,5% для всього діапазону зміни  $K_{п.}$  З метою запобігання випадкових відхилень від статистичних характеристик генеральної сукупності при малих кількостях зразків (спостережень) виберемо замість умовної величини  $\Delta K_{п.}$  (рис. 2) величину подвійного середньоквадратичного відхилення коефіцієнта пористості  $\sigma(K_{п.})$ . Таким чином, в діапазон пористості від  $K_{п.} - 2 \cdot \sigma(K_{п.})$  до  $K_{п.} + 2 \cdot \sigma(K_{п.})$  при нормальному законі розподілу ймовірностей випадкової величини з ймовірністю 0,95 попадають всі значення пористості генеральної сукупності. Рівняння (6) перепишемо

$$\alpha = \frac{2 \cdot \sigma(K_{п.}) - \Delta K_{п.м}}{2 \cdot \sigma(K_{п.})} \quad (8)$$

Шляхом підставлення значення  $\alpha$  з рівняння (6) у рівняння (5) отримаємо формулу для розрахунку величини  $\Delta K_{п.м}$  — величини максимального розходження у значеннях пористості на межі вибірки  $K_{п.}$  за рахунок мінливості мінералогічної густини

$$\Delta K_{п.м} = 2 \cdot \sigma(K_{п.}) \cdot \left(1 - \frac{\sigma_m}{A}\right) \quad (9)$$

Нагадуємо, що отримане значення  $\Delta K_{п.м}$  є максимальним розходженням у значеннях пористості, розрахованих за допомогою теоретичного рівняння  $\sigma_c = \sigma_m \cdot (1 - K_{п.})$  та емпіричного лінійного (1) — для конкретної вибірки значень  $\sigma_c$  та  $K_{п.}$  При встановленні граничного значення величини  $\Delta K_{п.м}$  для розділення вибірок груп порід до числа однорідних або неоднорідних з точки зору мінливості мінералогічної густини можна прийняти значення 0,01 (середнє розходження у значеннях пористості, отриманих за теоретичною або лінійною емпіричною

моделями, становитиме  $0.5 \cdot \Delta K_{п.м} = 0.005$ , тобто 0,5% абсолютних). Після аналізу багатьох сукупностей літологічних груп порід з відкладів різної територіальної та стратиграфічної приналежності нами зроблений висновок, що оптимальне граничне значення величини  $\Delta K_{п.м}$ , за допомогою якого можна розділити породи на однорідні або неоднорідні за петрогустинною ознакою, дорівнює 0,01 (рис. 4).

На рис. 4 наведено статистичну залежність між розрахованою фактичною величиною  $\Delta K_{п.м}$  та параметром мінливості мінералогічної густини  $M$ . Вказана залежність побудована за реальними даними, які були отримані при дослідженнях петрогустинних характеристик груп порід різного віку та літологічної приналежності, що будуть детально описані в наступному розділі. Виходячи з отриманого граничного значення  $\Delta K_{п.м} = 0,01$ , на графіку рис. 4 відмічено область існування груп порід з стабільною величиною мінералогічної густини, яку назовемо "область петрогустинної однорідності". В межах цієї області знаходяться окремі сукупності (групи) зразків гірських порід однієї літологічної приналежності, які можна вважати однорідними за мінеральним складом та літофаціальними особливостями II типу. За межі області попадають літологічні групи, в яких відбуваються закономірні зміни мінералогічного та гранулометричного складу в напрямку зміни колекторських властивостей. Такі групи не є однорідними. Вони підпадають під категорію складнопобудованих порід згідно з ознаками, вказаними у 1 розділі. Для типізації таких груп потрібне додаткове їх розмежування на відносно однорідні підгрупи за умовами походження та за літолого-мінералогічним складом.

Слід зауважити, що існування розглянутих I та II типів петрогустинної неоднорідності відкладів знайшло своє підтвердження при дослідженнях кернавого матеріалу, відібраного з розривів свердловин нафтових і газових родовищ Передкарпаття, Закарпатського Внутрішнього прогину та Донбасу, що буде детально розглянуто у третьому розділі.

Передбачається наявність іншого типу петрогустинної неоднорідності, який може бути виявлений при достатньо високому значенні середньоквадратичної похибки оцінки пористості за статистичним рівнянням моделі  $\sigma_n = f(K_{п.})$ . На рис. 5 наведено приклад "паралельного" існування двох мінералогічних груп порід з однаковим діапазоном зміни коефіцієнта пористості — I та II лінії регресії. Таке явище досить рідко зустрічається у природі якщо породи, які вивчаються, відібрані з відкладів одного віку та однієї територіальної приналежності. Як правило, діапазон зміни пористості у породах з різними петрогустинними характеристиками скелета буде різним, і тоді неоднорідність III типу перетворюється у петрогустинну неоднорідність I або II типів, які досить чітко виявляються на основі описаних вище критеріїв. Існування неоднорідності III типу можна передбачати, якщо оптимальне рів-

няння регресії  $\sigma_n = f(Kn)$  є лінійним (або наближеним до лінійного), а середньоквадратична похибка оцінки пористості суттєво перевищує 0,01 (похибки лабораторних оцінок густини та коефіцієнта пористості значно менші вказаного значення [5]). Достовірне виявлення "паралельного" існування двох груп порід в межах всього діапазону зміни пористості можна здійснити за допомогою спеціальних методів математичної статистики, наприклад, кластерного аналізу з подальшою оцінкою суттєвості розбіжностей між виявленими кластерами (групами) на основі відомих статистичних критеріїв.

Запропоновані петрогустинні параметри при оцінці петрогустинної неоднорідності II типу —  $\alpha$  (або  $\Delta K_{н.м}$ ) та  $M$  можна використовувати при побудовах літофаціальних карт та при розділенні складнопобудованих порід розривів свердловин, на окремі літологічні типи, з метою підбору відповідних інтерпретаційних моделей та залежностей для різних методів ГДС.

При встановленні інтерпретаційних моделей-залежностей типу  $\sigma_n = f(Kn)$  з метою зменшення похибки визначення пористості слід проводити попередні дослідження щодо виявлення наведених вище петрогустинних неоднорідностей. Наявність суттєвих неоднорідностей, встановлених за допомогою відповідних критеріїв, є обґрунтуванням для додаткового розділення вибірок ядерного матеріалу на окремі літофаціальні групи і використання при інтерпретації окремих (різних) інтерпретаційних рівнянь для порід різного типу (віку або літологічної ознаки). І навпаки, якщо для вибірки, складеної з порід різних за фаціальним, або віковим складом значення критеріїв петрогустинної неоднорідності нижчі за граничні, то можна використовувати для цілей інтерпретації

даних методу ГТК-Г єдину петрогустинну статистичну модель.

Таким чином, на прикладі петрогустинних моделей складнопобудованих порід-колекторів доведено, що створенню фізико-геологічних моделей передуватиме детальний аналіз фактичного, у даному випадку — ядерного, матеріалу з метою виявлення суттєвих критеріїв неоднорідностей. Після їх виявлення проводиться диференціація фактичного матеріалу з встановленням локальних, більш достовірних, з мінімальною похибкою інтерпретаційних моделей, або вносяться корективи у існуючі моделі за рахунок виявлених неоднорідностей геологічної та фізичної природи.

### Література

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. — Калинин: НПО "Союзпромгеофизика", 1990. — 261 с.
2. Смирнов Н.В., Дунин-Барковский И.В. Краткий курс математической статистики для технических приложений. — М.: Физматгиз, 1959. — С. 155-156.
3. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромисловой геологии. — М.: Недра, 1988. — 204 с.
4. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. — Л.: Недра, 1969. — 248 с.
5. Кобранова В.Н., Извеков Б.И., Пацевич С.Л., Шварцман М.Д. Определение петрофизических характеристик по образцам. — М.: Недра, 1977. — 432 с.

## IV Міжнародна науково-практична конференція

# ПРОБЛЕМИ ЕКОНОМІЇ ЕНЕРГІЇ

## 4-а Міжнародна спеціалізована виставка ЕНЕРГООЩАДНІСТЬ

м. Львів  
(8-12 жовтня 2003 р.)

### Оргкомітет конференції

НУ "Львівська політехніка"

Україна, 79013, м. Львів, вул. С.Бандери, 12

Тел.: +38 (0322) 971918, 725644, 720888;

Факс: +38 (0322) 740244, 720888, 971918

E-mail: [conf@ipk.polynet.lviv.ua](mailto:conf@ipk.polynet.lviv.ua)

<http://www.ipk.polynet.lviv.ua>

### Тематика конференції:

- Концептуальні засади економного використання енергії;
- Моделювання, проектування та управління технологічними процесами з метою економії енергії;
- Енергоощадні технології;
- Енергоаудит та облік енергоносіїв;
- Нетрадиційні джерела енергії і новітні енерготехнології;
- Енергоощадні системи в проектуванні, будівництві та реконструкції споруд;
- Техногенно-екологічні та економічні проблеми енергоресурсовикористання