

Дослідження та методи аналізу

УДК 553.98

АНАЛІЗ МЕТОДИК ВИЗНАЧЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

В.А.Старостін, А.В.Старостін

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)

e-mail: public@ifdtung.if.ua

Исследование фильтрационных свойств коллекторов представляет очень важную задачу для эффективного управления процессом изъятия нефти и газа из пласта и особенно для решения проблемы контроля за нефтеотдачей продуктивных пластов. На этом этапе необходимо дифференцированное изучение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных залежей, которое возможно проводить по данным геофизических исследований буровых скважин.

В статье рассмотрена возможность определения коэффициента проницаемости коллекторов комплексом геофизических методов. На основе анализа изображены проблемы, возникающие при применении геофизических методов, и рассмотрены пути усовершенствования технологий изучения фильтрационных свойств.

Для ефективного управління процесом вилучення нафти і газу з пласта і особливо для вирішення проблеми контролю за нафтовіддачею продуктивних пластів необхідно диференційне вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей покладів. Розглянемо можливості визначення коефіцієнта проникності колекторів.

Пористе середовище відноситься до нерегулярних систем, що зумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови порового простору. Імовірно, що певні параметри для характеристики колекторів є більш важливі, а деякі другорядні. Для вибору головних властивостей необхідно користуватися такими критеріями: 1) властивості повинні бути такими, щоб була змога вирішувати практичні завдання; 2) вони повинні являти собою набір ознак, за якими можна визначати характеристику об'єкта. Тому при формуванні робочої моделі необхідно, з одного боку, врахувати всі можливі фактори, які мак-

Investigations of filtration properties of reservoirs represent a very important problem for effective control of process of an oil and gas extraction from a layer, and in particular for the decision the problem of controlling oil recovery from productive layers. At this stage it is necessary to varied studying of filtration-capacity properties of productive deposits. This task is possible to execute by means of well logging methods.

In article it is discussion the availability of definition the permeability of reservoirs using the complex of geophysical methods. On the base of results of analysis the problems that arise during the application of geophysical methods there are shown the ways of improvement the technologies of studying the filtration properties.

симально наближують до дійсної, складної геологічної ситуації, а з другого, скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарата. Виконати вказані умови — дуже складне завдання при характеристиці фільтраційної моделі продуктивних покладів.

Дослідженню фільтраційних властивостей колекторів присвячена значна кількість наукових праць [А.Е.Шейдеггер, 1960; В.Енгельгардт, 1964; Р.Коллінз, 1964; А.А.Ханін, 1969; В.Г.Храмова, 1971; В.А.Іванов, 1974; Г.І.Баренблатт, 1984]. Результати цих досліджень свідчать про те, що основним фактором, який зумовлює проникність гірських порід, є структура порового простору. Характеристика структури порового простору зумовлена складним співвідношенням різних структурних факторів. До основних факторів можна віднести розмір пор та їх форму, шляхи з'єднання між порами, властивості порових стінок, кількість великих і

малих пор, їх співвідношення та інші. Значна кількість структурних параметрів і складність їх визначення вимагає вибору інтегральних параметрів для характеристики властивостей порового простору. Інтегральним параметром характеристики порового простору, який задовольняє в першому наближенні умовам механіки суцільних середовищ, є відкрита та загальна пористість.

Дослідження руху неоднорідної рідини в поровому просторі вказує на те, що структура порового простору робить основний вплив на розподіл фаз рідини і динаміку зв'язку між скелетом породи і рідиною, що насичує колектор. Характеристика зв'язку структури порового простору з флюїдом є додатковою інформацією, яка також описується інтегральним параметром — ефективною пористістю. Таким чином, для характеристики структури порового простору в широкому застосуванні приймають інтегральні параметри — відкрита та ефективна пористість — і використовують їх для опису фільтраційних властивостей колектора.

Для визначення коефіцієнта проникності використовуються два напрямки — дослідження емпіричних залежностей геофізичних параметрів з фільтраційними характеристиками і математичне моделювання процесу фільтрації та знаходження параметрів моделі за даними геофізичних досліджень. Розглянемо особливості цих двох напрямків.

Запропонована значна кількість емпіричних залежностей геофізичних параметрів з коефіцієнтами абсолютної або фазової проникності [Морозов Г.С., Султанов С.А., Добринін В.М., Дахнов В.Ю., Елланский М.М., Раймер Л.Л., Вендельштейн Б.Ю.]. Дослідження цих емпіричних залежностей дає змогу поділити методичний підхід до побудови на дві групи. До першої групи відносяться залежності, побудовані на базі використання інтегральних характеристик відкритої та ефективної пористості, коефіцієнта водонасиченості, коефіцієнта пористості і насиченості, а відрізняються вони тільки співвідношенням параметрів і формою представлення. Коефіцієнти рівнянь отримують для певних геологічних умов.

Наприклад, Г.С.Морозовим рекомендується для колекторів, складених однорідними кварцовими зернами і слабозаглинизованими, таке рівняння:

$$K_{np,abc} = aP_n^b, \quad (1)$$

де: $K_{np,abc}$ — коефіцієнт абсолютної проникності;

P_n — параметр насиченості;

a, b — коефіцієнти, що визначаються емпірично.

Науковими роботами В.Н.Дахнова для мілкозернистої теригенної породи запропонована залежність

$$K_{np} = AP_n^{2/n} P_p^{-b/m}. \quad (2)$$

Структурні коефіцієнти b, n, m рівняння визначаються на основі петрофізичних залежностей $P_n = f(K_{\sigma})$ і $P_n = f(K_n)$ на конкретній геологічній структурі. Петрофізичні залежності досліджуються за результатами вимірів на зразках кернавого матеріалу.

Друга група відрізняється тим, що при побудові емпіричної залежності додатково вводяться геофізичні параметри методів, які непрямим шляхом пов'язані з проникністю. До таких методів відносяться гамма-метод, метод природних потенціалів та інші. Використання додаткової інформації загалом підвищує точність визначення коефіцієнта проникності, але і вносить додаткові похибки, які пов'язані з впливом мінерального і фракційного складу глинистих мінералів на результати вимірів вказаних методів.

Використання інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами зумовлює можливість застосування встановлених зв'язків тільки для локального геологічного об'єкта, які описуються однаковими геометричними параметрами порового простору, тобто використовувати їх як універсальні залежності неможливо. Цей фактор пояснює високу відносну похибку визначення коефіцієнта проникності за даними ГДС і на сьогоднішній день створює основну перешкоду використанню геофізичних методів досліджень. Використання емпіричних залежностей дає змогу отримати тільки опосередковані значення коефіцієнта проникності.

Наведемо декілька прикладів методів визначення коефіцієнта проникності.

В практиці вивчення фільтраційних властивостей колекторів використовуються параметри: абсолютна, ефективна і фазова проникність. Дослідженню абсолютної проникності присвячена переважна більшість емпіричних залежностей.

Прикладом найбільш поширеної емпіричної залежності для визначення абсолютної проникності є формула фірми Шлюмберже

$$K_{np,abc} = C \cdot (K_n^3 / K_{3\sigma})^2. \quad (3)$$

Фільтраційна модель за цією формулою описується двома інтегральними параметрами — коефіцієнтом пористості і залишкової водонасиченості. Коефіцієнт C описує параметри геологічного простору і визначається на колекції зразків гірської породи по конкретному родовищу. Розглянемо можливості визначення проникності на прикладі Кулічихінського родовища. Колекція складає 118 зразків. На рис. 1 представлена характеристика узгодженості фактичних і розрахованих значень $K_{np,abc}$ за формулою фірми Шлюмберже. Рисунок 1 демонструє можливість в середньому визначати коефіцієнт абсолютної проникності з невеликим коефіцієнтом кореляції. Для даної колекції це є оптимальний варіант коефіцієнтів лінії регресії, оскільки вона співпадає з рівнянням $Y = X$.

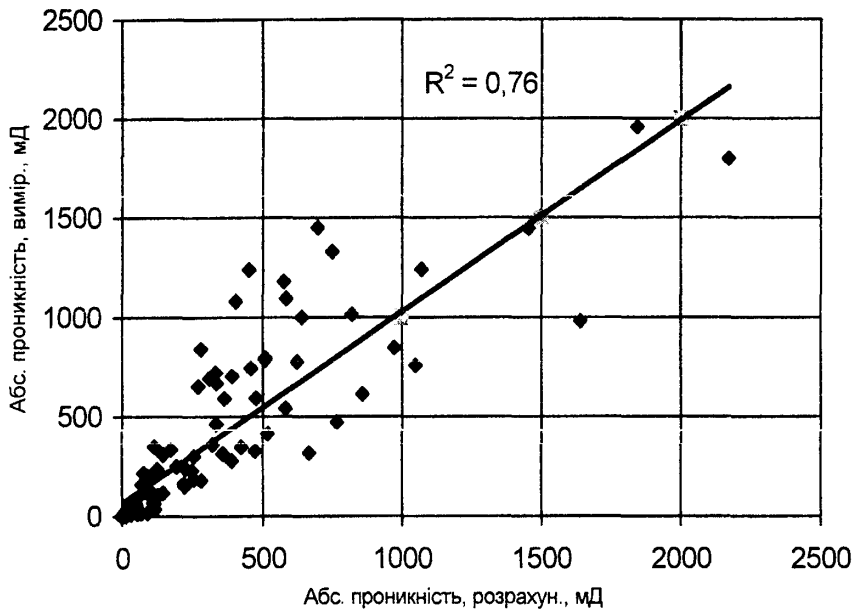


Рисунок 1 — Порівняння значень абсолютної проникності, вимірених на зразках ядра і розрахованих для нижньокарбонатних відкладів

Загальна відносна похибка розрахунку коефіцієнта проникності становить 68%. В межах значень коефіцієнта проникності від $0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ до $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ відносна похибка зростає. Невисокий коефіцієнт кореляції пояснюється значною диференціацією параметрів структури порового простору, які не можуть бути враховані для цієї емпіричної залежності.

Розглянемо наступну формулу Віллі і Роуза для визначення коефіцієнта проникності, яка відрізняється від попередньої можливістю зміни коефіцієнтів рівняння окремо для коефіцієнта пористості і залишкової водонасиченості

$$K_{np,abc} = C \cdot (K_n^d / K_{38}^p). \quad (4)$$

Коефіцієнти C , d , p визначаються емпірично, вони відповідають особливостям геологічної будови родовища. Розрахунки проведені на колекції зразків, відібраних з продуктивних відкладів Кулічихінського родовища.

На рис. 2 представлена характеристика узгодженості фактичних і розрахованих значень $K_{np,abc}$, яка вказує на те, що залежність характеризується близькими значеннями коефіцієнтів кореляції і відносною похибкою до попередньої і тому дати перевагу вказаній формулі неможливо.

Широке впровадження обчислювальної техніки сприяло розвитку петрофізичного моделювання для визначення фільтраційних і ємнісних характеристик продуктивних покладів за даними геофізичних досліджень свердловин. Для побудови моделі абсолютної, ефективної і фазової проникності з міжгранулярною пористістю використовують дослідження моделей

ідеального ґрунту. В практиці застосування методів ГДС для визначення $K_{np,abc}$ широко використовується модель Козені, яка встановлює зв'язок коефіцієнта проникності з коефіцієнтом ефективною пористості, звивистості порових каналів і питомою поверхні порового простору. На основі формули Козені В.Н. Дахновим [3] запропоновано використання питомого електричного опору для визначення коефіцієнта проникності за формулою

$$K_{np} = \tau_{38}^2 \cdot (1 - P_n^{-1/n})^3 \cdot P_n^{n/2} / P_n, \quad (8)$$

де: τ_{38} — середня товщина плівки зв'язаної води;

P_n — параметр пористості;

P_n — параметр насичення.

Для визначення середньої товщини плівки зв'язаної води використовують статистичні залежності, отримані для певного структурного горизонту. Нами пропонувалось визначення товщини плівки зв'язаної води проводити за встановленою емпіричною залежністю $\tau_{38} = \varphi(K_n)$, визначеною для досліджуваного структурного горизонту [4]. Цей підхід покращує локалізацію вибору параметрів конкретного структурного горизонту.

Використання значень P_n , P_n створює позитивний ефект, що дає змогу на конкретних зразках за рахунок геофізичної інформації врахувати коефіцієнт звивистості і залишкової водонасиченості. Але ця операція знову призводить до усереднення властивостей структури порового простору. Визначити параметр τ_{38} за геофізичною інформацією поки що неможливо.

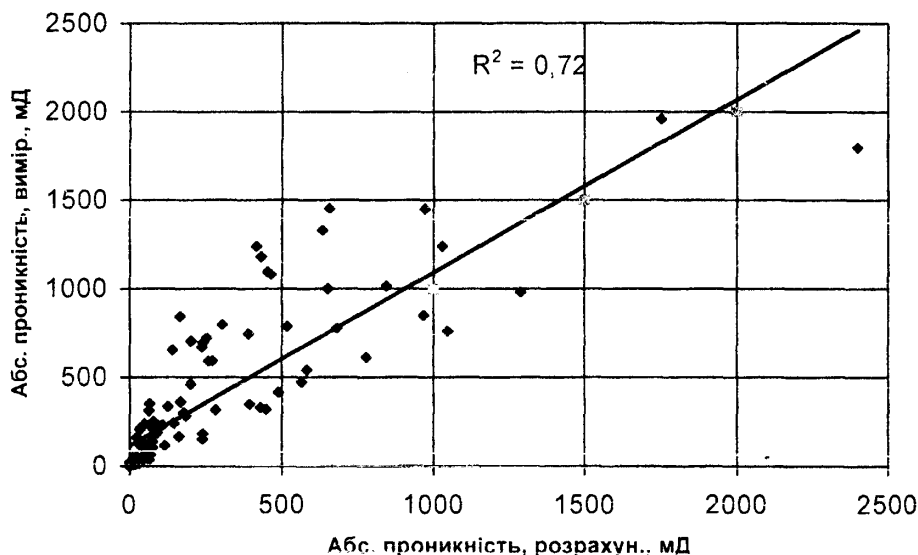


Рисунок 2 — Порівняння значень абсолютної проникності, вимірених на зразках керна і розрахованих для нижньокарбонових відкладів

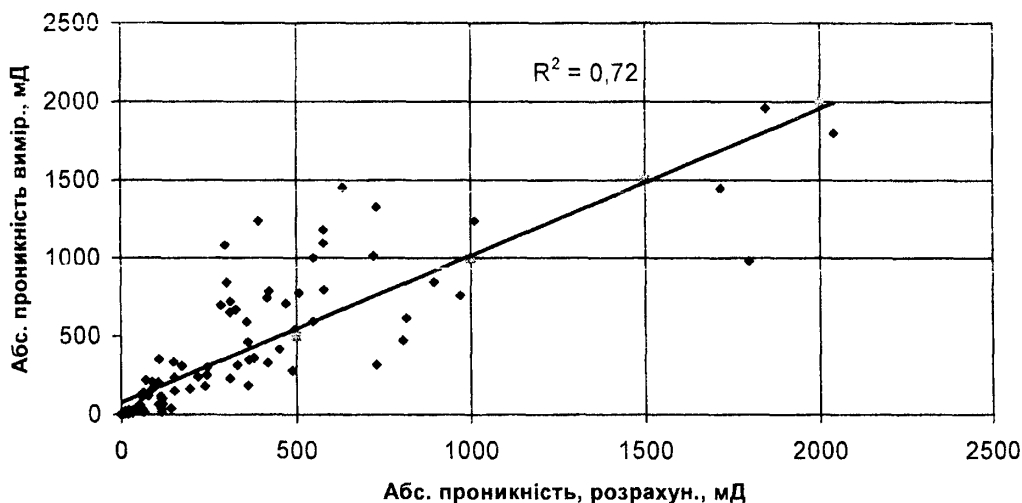


Рисунок 3 — Порівняння значень абсолютної проникності, вимірених на зразках керна і розрахованих за вказаною формулою для нижньокарбонових відкладів

Визначення коефіцієнта проникності проводились за формулою (8). Порівняння результатів (рис. 3) вказує на те, що коефіцієнт взаємозв'язку розрахованих і вимірених значень абсолютної проникності характеризується величиною того ж порядку, що і в методах, в основу яких покладено емпіричні залежності. Відносна похибка визначення становить 66%. На високі значення похибки також вказується в роботі [5] і пояснюється такий фактор не низькою точністю геофізичної інформації, а впливом неоднорідності фізичних і структурних властивостей колектора.

Загалом зв'язок розрахованих значень абсолютного коефіцієнта проникності і визначених за результатами лабораторних досліджень зразків керна матеріалу характеризується низькими значеннями коефіцієнтів кореляції. Розбіжності між розрахованими і виміреними значеннями проникності для розглянутих мето-

дик пов'язані зі значною диференціацією структурних коефіцієнтів порового простору для вибраної колекції гірських порід, хоча ці зразки належать до одного структурного і стратиграфічного горизонту, але будова порового простору має відмінності.

Подібні модельні побудови розглядаються М.М.Елланським [2], в яких за основу прийнято також теоретичну модель фільтрації Козені у вигляді

$$K_{пр,абс} = \frac{\varphi \cdot (1 - K_{зв}) \cdot r^2}{8T^2}, \quad (9)$$

де: φ – сумарний переріз всіх пор;
 $K_{зв}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення;
 T – звивистість;
 r – радіус фільтрувальних каналів.

Автором вказується на високий коефіцієнт співставлення розрахованих значень $K_{пр,abc}$ з результатами вимірів на зразках керна, які отримані з Західно-Торкасалінського родовища для сеноманських відкладів ($R=0,81-0,95$). Така ситуація пояснюється тим, що параметри φ , T , r приймалися на основі аналізів кернавого матеріалу для конкретного родовища, яке характеризується подібністю структурного коефіцієнта порового простору. Загалом значення φ , T , r визначаються заново за осередненими залежностями $P_n = \varphi(K_n)$, а коефіцієнт форми порового простору приймається як константа, тобто цим вже накладено певні обмеження на прийнятну модель. Запропонований підхід різниться тільки технологією проведення розрахунків.

Розглянути методики визначення коефіцієнта проникності за даними ГДС характеризуються невисокою точністю. Значні розходження виміряних та розрахованих значень за емпіричними залежностями пов'язані з використанням інтегральних параметрів для характеристики структури порового простору, застосуванням моделі ідеального порового середовища, яке, як правило, не відповідає реальному геологічному середовищу. Але загалом для практичного застосування ці методики використовуються.

Петрофізичне моделювання будови колектора продуктивних покладів значно розширює можливості геофізичних методів і дає змогу на основі задач оптимізації знайти параметри середовища, максимально наближеного до отриманої геофізичної інформації. Кількість еквівалентних рішень в процесі оптимізації можливо зменшити за рахунок використання додатково вимірної апріорної геофізичної або геологічної інформації.

Ситуація, що склалася при визначенні коефіцієнта проникності методами геофізичних досліджень, пов'язана з необхідністю використання інтегральних параметрів для опису структури порового простору. Для узагальнення технології визначення коефіцієнта проникності, яка давала б змогу працювати в будь-яких геологічних умовах (тобто скласти повну петрофізичну модель), необхідно вирішити такі проблеми: розробити геофізичний метод, який дає змогу визначати структурний коефіцієнт порового простору; розробити алгоритм ідентифікації колекторів за структурним параметром.

Розглянемо можливості реалізації пропонуваного методу. Розробку нового геофізичного методу нами пропонується здійснити на основі досліджень параметрів електроосмосу і термоосмосу.

В глинистих колекторах рух води в порах може здійснюватись не тільки за рахунок градієнта гідростатичного тиску, а також під дією градієнта поля постійного електричного струму або наявності температурного градієнта. Рух води в порах під дією цих факторів підпорядковується закону, який записується в формі, подібно закону Дарсі

$$V = K \cdot \text{grad} \xi, \quad (10)$$

де: V – швидкість переміщення води;
 K – коефіцієнт пропорційності;
 ξ – електричний потенціал або температура.

Механізм переміщення води при електроосмосі і термоосмосі однаковий — проковзування рідини по поверхні твердої частини породи, а при фільтрації рідини за рахунок градієнта гідростатичного тиску рух вільної води здійснюється по шару зв'язаної води. Джерело руху при електроосмосі і термоосмосі зумовлено наявністю тонкого шару рідини, зв'язаної води на поверхні твердої частини породи. Рух води зумовлено наявністю поверхневих сил, тобто, чим більше зв'язаної води, тим більше аномалій осмосу, зумовлених питомою поверхнею порового простору.

Враховуючи особливості механізму руху рідини при електроосмосі і термоосмосі, вплив геометрії пор на величину коефіцієнта пропорційності має інший характер. При зменшенні розміру пор коефіцієнт K збільшується і відповідає співвідношенню між товщиною шару зв'язаної води і вільної води пор.

Для розрахунку швидкості руху води при течії за рахунок електроосмосу використаємо формулу Гельмгольца

$$V_e = \frac{\eta \varepsilon \Delta E}{4\pi \xi \Delta L}, \quad (11)$$

де: V_e – швидкість течії за рахунок електроосмосу;
 ΔE – напруга постійного електричного поля;

ΔL – відстань між електродами;

ξ – в'язкість;

ε – діелектрична проникність розчину;

η – електрокінетичний потенціал.

Запропонований методичний підхід значно розширює можливості геофізичних методів щодо вивчення характеристик порового простору. Для розробки технологічних основ цього методу необхідно провести лабораторні і модельні дослідження. Враховуючи невеликі швидкості процесу електроосмосу і термоосмосу, метод можливо проводити точковими замірами в комплексі з апаратурою випробування продуктивних горизонтів на геофізичному кабелі.

З метою дослідження можливостей ідентифікації колекторів в розрізі за структурним параметром нами проведені дослідження фільтраційних характеристик на зразках гірських порід, відібраних в інтервалах продуктивних покладів Тимофіївського, Кулічихінського, Матвіївського, Розпашновського родовищ в різних стратиграфічних горизонтах.

Внаслідок аналізу знайдено комплексний нормований геофізичний параметр, який залежить від питомої поверхні порового простору. В межах геологічного об'єкта, котрий ми прийняли для аналізу методик визначення коефіцієнта проникності, знайдено зв'язок комплекс-

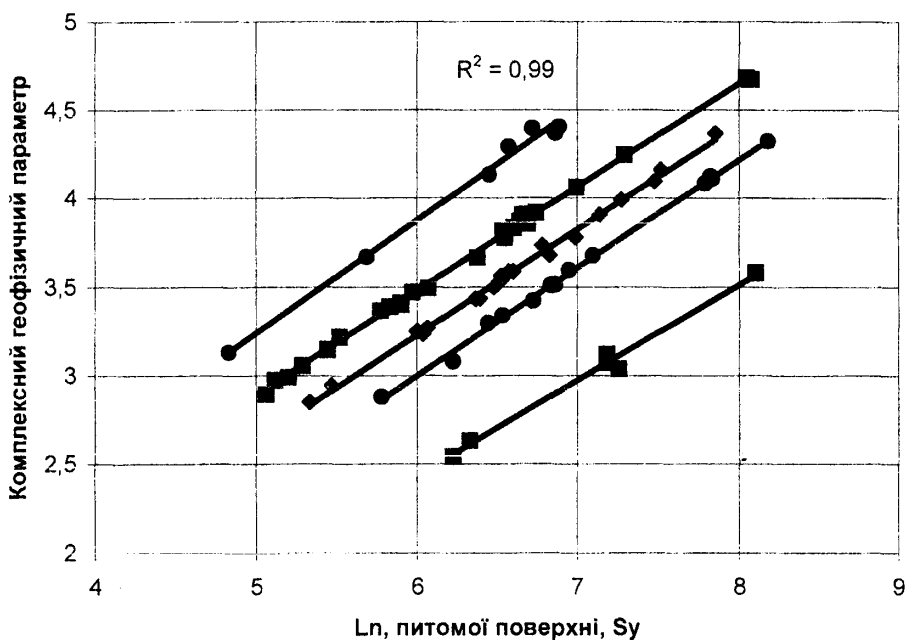


Рисунок 4 — Взаємозв'язок питомої поверхні порового простору з комплексним геофізичним параметром. Шифр ліній регресії — структурний коефіцієнт

ного геофізичного параметра з питомою поверхнею порового простору, який характеризується однаковими значеннями структурного коефіцієнта. В межах об'єкта з ідентичним структурним коефіцієнтом, який можливо визначити для колектора методом капілярострії, залежність наближується до функціональної (рис. 4).

Основним фактором, який визначає фізичні властивості колектора, є структура порового простору. Для характеристики властивостей порового простору оптимальними параметрами є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор. Визначення об'єму пор геофізичними методами має фізичну основу і широко використовується в промисловості. Проблема полягає в тому, щоб знайти комплексний геофізичний параметр, який характеризує питому поверхню і геометричні параметри колектора.

Встановлений зв'язок комплексного геофізичного параметра з питомою поверхнею порового простору наближує можливості геофізичних методів до визначення параметрів повної моделі петрофізичних властивостей колектора.

Проведений аналіз використання геофізичної інформації при визначенні коефіцієнта проникності вказує на те, що невисока точність визначення K_{np} при узагальненні емпіричних моделей зумовлена необхідністю використання інтегральних параметрів для характеристики порового простору.

Визначені напрямки вирішення проблеми підтверджують необхідність сконцентрувати увагу на удосконаленні і розробці геофізичних методів, які дають можливість визначити структурний коефіцієнт порового простору, та на розробці алгоритмів ідентифікації колекторів за структурним параметром.

Література

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. — Л.: Недра, 1985. — 240 с.
2. Елланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. — М.: Изд. ГЕРС, 2001. — 229 с.
3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин — М.: Недра, 1982.
4. Старостін В.А. Карпенко О.М. Визначення ефективної проникності колекторів за даними ГДС // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — Івано-Франківськ, 1994. — № 31.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин — М.: Недра, 1987. — 375 с.
6. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. — М.: Наука, 1986. — С.287.