

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ГЛИНИСТОЇ КОМПОНЕНТИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС

О.М.Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: doberman@omen.ru

Рассмотрены возможности определения коэффициента пористости глинистой компоненты в составе песчано-глинистых пород с использованием материалов акустического каротажа и обычных лабораторных анализов образцов керна. Результаты определения пористости хорошо согласуются с данными других исследований, приведенных в литературе.

It is present the possibility of definition the porosity of clay component in a structure of sand-clay rocks with using of ultrasonic logging data and simple laboratory analysis of core models. The results of definition the porosity are well compounded with data of other researches, which is given in the literature.

Кількісна геологічна інтерпретація даних геофізичних досліджень нафтових і газових свердловин базується на використанні петрофізичних моделей порід-колекторів. Результати інтерпретації даних ГДС поряд з геолого-промисловою інформацією є основою при підрахунках запасів вуглеводнів, створенні системи розробки нафтових і газових родовищ. У зв'язку із збільшенням за останні роки кількості свердловин, що розкривають складні, з точки зору геології і геофізики, розрізи, зростає кількість невірних або недостатньо обґрунтованих геофізичних заключень. Тому одним із напрямків вдосконалення системи геологічної інтерпретації даних ГДС є розробка інтерпретаційних моделей, які найбільш точно відображають зв'язки між геофізичними і геологічними параметрами складних геологічних об'єктів. У більшості випадків при оцінці колекторських властивостей теригенних або карбонатних порід враховується вплив глинистої компоненти на покази геофізичних методів. Ступінь її впливу на геофізичні параметри залежить від складу глинистих мінералів, фізичних властивостей, форм знаходження глинистого матеріалу в гірській породі або товщі гірських порід. При інтерпретації даних ГДС оцінка впливу глинистості також визначається обраною петрофізичною моделлю і кількістю параметрів (петрофізичних коефіцієнтів), що контролюють цей вплив.

Розглянемо найбільш популярне, однак не завжди оптимальне, рівняння "середнього часу" як петрофізичну інтерпретаційну модель інтервального часу ΔT гірських порід в акустичному каротажі

$$\Delta T = \sum_i \Delta T_i V_i, \quad (1)$$

де: ΔT_i - величина інтервального часу повздо-вжньої хвилі i -ої компоненти;

V_i - питомий вміст i -ої компоненти в об'ємі породи.

З урахуванням глинистості рівняння (1) зазвичай записується так:

$$\Delta T = \Delta T_{cc} (1 - K_n - K_{gl}) + \Delta T_p \cdot K_n + \Delta T_{cc,gl} \cdot K_{gl}, \quad (2)$$

де: ΔT_{cc} , ΔT_p , $\Delta T_{cc,gl}$ - інтервальний час відповідно у скелеті гірської породи, у пластовій рідині і твердій частині глинистої компоненти;

K_n - коефіцієнт загальної пористості;

K_{gl} - коефіцієнт об'ємної глинистості.

Це рівняння успішно застосовується при визначенні коефіцієнта пористості порід-колекторів з міжгранулярним типом пористості і розсіяним включенням глинистого матеріалу. При підборі статистичних моделей часто залежності між інтервальним часом, пористістю і глинистістю апроксимують саме цим рівнянням. При відсутності даних лабораторних аналізів керна матеріалу досить важко оцінити величину $\Delta T_{cc,gl}$ в рівнянні (2). За даними В.С.Афанасьєва [1] величина $\Delta T_{cc,gl}$ в каолініті 205-229 мкс/м; у гідролуді - 240-262 мкс/м; у монтморілоніті - 270-301 мкс/м. Широкий діапазон зміни значень інтервального часу поздовжньої хвилі у твердій частині глини збільшує похибку визначення пористості, оскільки на практиці майже неможливо врахувати конкретний мінеральний склад глинистих мінералів у породі-колекторі.

Використаємо результати аналізів зразків керна, відібраних з відкладів нижнього карбону Кулічихинського газоконденсатного родовища (ДДЗ) і рівняння (2) з метою визначення величини $\Delta T_{cc,gl}$ (табл. 1). Значення інтервального часу і коефіцієнта глинистості (за даними ГК) для окремих пластів визначені в свердловинах на глибинах від 3800 до 4100 м. Значення пористості пластів приведені як середньоарифметичні за результатами досліджень керна, причому кількість визначень у межах одного пласта складає від 3 до 80.

Отримані середні значення при визначенні $\Delta T_{cc,gl}$ по 22 пластах Кулічихинського родовища трохи завищені порівняно з приведеними вище довідниковими даними для глинистих мінералів (тут у складі колекторів розвинуті

глинисті мінерали групи каолініту з другоряд-

Таблиця 1 — Результати визначення $\Delta T_{ск.гЛ}$ порід-колекторів Кулічихинського газоконденсатного родовища

Статистичні характеристики	ΔT , мкс/м	$Kп$	$K_{гЛ}$	$\Delta T_{ск.гЛ}$, мкс/м
M_x	230.6	0.14	0.074	270.9
σ_x	12.9	0.03	0.035	123.1

Таблиця 2 — Результати визначення пористості глинистої компоненти в породах-колекторах газових і газоконденсатних родовищ

Статистичні характеристики	ΔT , мкс/м	$Kп$	$K_{гЛ}$	$K_{п.гЛ}$
Нижній карбон Кулічихинського родовища, ДДЗ (n = 22)				
M_x	229.5	0.14	0.078	0.45
σ_x	12.1	0.03	0.035	0.17
Косівська світа, неогенові відклади Предкарпатського прогину (n = 28)				
M_x	266.6	0.14	0.198	0.54
σ_x	60.9	0.08	0.07	0.16

ним вмістом гідролюд). Причини розбіжності можуть бути пов'язані або з похибками визначення вихідних даних, або з недосконалістю обраної петрофізичної моделі.

Розглянемо результати досліджень щодо визначення інтервального часу глинистих відкладів, які опубліковані у роботі [2]. У зазначеній роботі описані результати аналізу даних свердловинних і лабораторних досліджень глинистих порід по 4 родовищах Західного Сибіру в інтервалах глибин від 800 до 5000 м. Використовуючи висновки К. Магари [3] та результати власних досліджень, автором статті зроблений висновок про залежність величини $\Delta T_{ск.гЛ}$ від коефіцієнта пористості глинистого матеріалу. К. Магара встановив граничне значення пористості глин 0.62, вище якого інтервальный час не змінюється. Використовуючи приведені у статті графік нелінійної залежності інтервального часу в глинистих відкладах від пористості, встановлене близьке до зазначеного максимальне можливе значення пористості глин 0.65. Цьому значенню відповідає величина інтервального часу 650 мкс/м [2]. Далі приводиться узагальнений графік зв'язку пористості та інтервального часу в глинистих відкладах для широкого діапазону $Kп.гЛ$ 0.05-0.65 мкс/м, що описується рівнянням

$$\Delta T = 152.1 + 911.7 \cdot Kп.гЛ + 183.6 \cdot Kп.гЛ^2 - 666.4 \cdot Kп.гЛ^3 \quad (3)$$

Кожній точці цього графіка відповідає своє значення інтервального часу $\Delta T_{ск.гЛ}$ в рівнянні середнього часу. Виходячи з максимально можливого значення $Kп.гЛ$, максимального значення ΔT , що відповідає йому, лінійного характеру рівняння середнього часу для кожної крапки, нами отримане статистичне рівняння

залежності $\Delta T_{ск.гЛ}$ від $Kп.гЛ$ з величиною кореляційного відношення 0.997

$$\Delta T_{ск.гЛ} = 126 - \frac{120}{\ln Kп.гЛ} \quad (4)$$

Після заміни $\Delta T_{ск.гЛ}$ в рівнянні (2) на праву частину рівняння (4) одержуємо

$$\Delta T = \Delta T_{ск}(1 - Kп - K_{гЛ}) + \Delta Tр \cdot Kп + \left(126 - \frac{120}{\ln Kп.гЛ}\right) \cdot K_{гЛ} \quad (5)$$

Цікаво, що в останньому виразі вже немає величини "інтервального часу у твердій частині глини", значення якої змінюється, як було зазначено, у широких межах.

Використовуємо рівняння (5) для оцінки величини пористості глинистого матеріалу в породах-колекторах. За даними геофізичних досліджень і лабораторних аналізів ядра отримані розрахункові дані (табл. 2).

Вихідні дані для тонкошаруватих теригених відкладів косівської світи (табл. 2) газових родовищ Зовнішньої зони Предкарпатського прогину отримані в інтервалах глибин 580-1410 м.

Порівняємо отримані розрахункові результати з даними інших дослідників. Коефіцієнт пористості глинистого цементу пісковиків і алеволітів, що знаходиться в поровому просторі останніх, за даними з різних джерел знаходиться в межах 0.6-0.7. Б.Ю.Вендельштейн цю величину оцінює як 0.5-0.7 [4]. У роботі [5] Є.О. Поляковим приводиться рівняння зв'язку розсіяної глинистості і пористості глинистого цементу, отримане за результатами експериментальних досліджень

$$Kп.гЛ = 0.7 - 1.5 \cdot C_{гЛ}, \quad (6)$$

де $C_{гЛ}$ – коефіцієнт вагової глинистості.

Відповідно до цього рівняння середні значення пористості глинистої складової в породах Кулічихинського родовища і відкладів косівської світи дорівнюють відповідно 0.56 і 0.45. Відповідно до рівняння (5) – 0.45 і 0.54. Таким чином, отримані значення пористості непогано погоджуються з приведеними літературними даними.

Цікаво, що статистичні зв'язки отриманих значень пористості глинистого цементу з величиною коефіцієнта глинистості істотно відрізняються в двох вибірках. Для відкладів карбону ДДЗ, породи-колектори яких представлені, в основному, масивними однорідними пісковиками з переважно внутріпоровим типом глинистої складової, зазначений зв'язок відсутній. Коефіцієнт парної кореляції дорівнює -0.36 . Відсутність зв'язку можна пояснити значною дисперсією оцінки $K_{п.гл}$ при порівняно низькому вмісті глинистості. Крім того, очевидно, має місце відсутність помітного ущільнення внутріпорової глини при її невисокому вмісті в складі пісковиків. Зв'язок між глинистістю й $K_{п.гл}$ у піщано-алевритових пластах тонкошаруваті косівської світи помітно сильніший – коефіцієнт кореляції дорівнює -0.62 . Істотний зворотний кореляційний зв'язок між глинистістю колекторів і її пористістю може бути пояснений структурними особливостями товщі зазначених відкладів – збільшенням кількості шаруваті, ущільненої під впливом гірського тиску глини при зменшенні піскуватості, і збільшенням питомого вмісту в складі глинистої фракції внутріпорової, неущільненої глини при загальному зменшенні глинистості в пласті.

Безумовно, виведене рівняння (5) не має права претендувати на універсальність, бо тут не враховується ряд факторів, що можуть істотно вплинути на величину інтервального часу: мінеральний склад і тип глинистого цементу, ступінь консолідації породи і т.д. Однак перевага цього рівняння полягає в тому, що завдяки йому з'явилася можливість визначати величину пористості глинистих включень у складі піщано-алевритових порід за даними акустичного каротажу і простих лабораторних аналізів зразків керн. Крім того, за величиною пористості можна оцінити ступінь ущільнення глини в породі і, як наслідок, переважний тип її знаходження в пласті – внутріпоровий (неущільнений) або шаруватий (ущільнений). При використанні тільки каротажних даних, очевидно, також можна оцінювати величину пористості глинистого цементу. Вихідні значення пористості, глинистості та інтервального часу знаходять при обробці матеріалів гамма-гамма каротажу, гамма-каротажу і акустичного каротажу.

З метою підвищення достовірності комплексної інтерпретації даних ГДС при вивченні складних розрізів (тонкошаруватих і глинистих) автором запропонований новий параметр – коефіцієнт шаруватості глин, що визначає співвідношення шаруваті і розсіяної (внутріпорової) глини в піщано-глинистих породах або товщах [6]. Співвідношення вмісту глин різного типу і різних фізичних властивостей істотно

впливає на величину питомого електричного опору порід-колекторів, розподіл і вміст пластової води і вуглеводнів у поровому просторі. Пропоноване рівняння (5) можна використовувати в системі петрофізичних рівнянь – моделей питомого опору ρ_k , інтервального часу ΔT , вмісту водню ω_n , густини гірської породи δ_n для комплексної інтерпретації даних ГДС і отримання основних ємнісних параметрів порід-колекторів – глинистості, пористості, коефіцієнта шаруватості глин, піскуватості і нафтогазонасичення.

Таким чином, можна зробити висновки.

1. Зв'язок між інтервальним часом і величиною пористості гірських порід зі значним вмістом глинистої компоненти не є лінійним, як прийнято його відображати за допомогою найбільш популярного рівняння "середнього часу".
2. Запропонована модель впливу пористості глинистої компоненти на величину інтервального часу її твердої частини добре підтверджується фактичним матеріалом.
3. Використання запропонованої моделі оцінки інтервального часу скелету пелітової фракції дасть можливість збільшити достовірність і точність визначення пористості порід-колекторів із значним вмістом глинистої компоненти за даними акустичного каротажу.
4. За допомогою встановленої залежності між пористістю і ΔT глинистої фракції у системі петрофізичних рівнянь створюється можливість оцінки вмісту глин різного типу і, відповідно – підвищити точність визначення підрахункових параметрів – пористості і коефіцієнта нафтогазонасичення.

Література

1. Комплексная интерпретация данных ГГК, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой (ДРСТ, СП-62, К-7, РГП, СПАК) для определения емкостных свойств горных пород: Методическое руководство. – Калинин, 1982. – 121 с.
2. Гальченко А.И. Интервальное время глинистых отложений в разрезах Уренгойского нефтегазоносного района по акустическому каротажу / Литология разрезов Западной Сибири по геофизическим исследованиям. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. – С.73-78.
3. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
4. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966. – 206 с.
5. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 182 с.
6. Карпенко О.М. Використання коефіцієнта шаруватості в моделі електропровідності гірських порід із змішаним типом глинистості // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Держ. н.-т. зб. – Івано-Франківськ, 1997. – № 34 (т.1). – С. 87-91.