



<https://www.modscires.pro/index.php/msr/article/view/be4-218-001>

DOI: 10.30889/2523-4692.2018-04-01-001

УДК 550.832

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS AT THE GAMMA-GAMMA-DENSITE LOGGING

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ПОКАЗИ ГАММА-ГАММА-ГУСТИННОГО КАРОТАЖУ

Fedoriv V.V. / Федорів В.В.

s.geol.s., as.prof. / к.геол.н., доц.

Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas

Ivano-Frankivsk, Karpatskaya 15, 76019

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, 76019,

Анотація. У роботі розглядається аналіз впливу геологічних чинників на результати досліджень гамма-гамма-густинного каротажу. Однією із актуальних задач нафтогазопромислової геофізики є перехід на новий інформаційний рівень, який забезпечує кількісне визначення фільтраційно-ємнісних параметрів на основі комплексної інтерпретації отриманих матеріалів. Одним із перспективних способів визначення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів є використання результатів гамма-гамма-густинного каротажу, який дозволяє із певною точністю визначити коефіцієнт пористості.

У результаті аналізу встановлено, що на результати досліджень гамма-гамма-густинным каротажем впливає: природна радіоактивність та товщина порід-колекторів, що досліджуються, а також товщина, речовинний склад і густина проміжного середовища.

Ключові слова: густина, природна радіоактивність, гамма-гамма-густильний каротаж

Вступ.

Однією із актуальних задач нафтогазопромислової геофізики є перехід на новий інформаційний рівень, який забезпечує кількісне визначення фільтраційно-ємнісних параметрів на основі комплексної інтерпретації отриманих матеріалів. До фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів слід віднести проникність, пористість, залишкова водо-, нафто- та газонасиченість і ряд інших. Одним із перспективних способів визначення фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів є використання результатів густинного гамма-гамма каротажу (ГГКг), який дозволяє із певною точністю визначити коефіцієнт пористості. Даний спосіб полягає у переході від об'ємної густини до пористості. Для достовірності визначення даного параметру за даними ГГКг слід встановити, в якій мірі впливають геологічні фактори на покази даного методу.

Огляд літератури.

Питанням щодо використання результатів густинного гамма-гамма-каротажу при визначенні коефіцієнта пористості займалося ряд науковців, а саме: Ю.А. Гулін, В.Н. Дахнов, В.В. Ларіонов, Р.А. Резванов, М.Г. Латишова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов та інші [1, 2, 3, 4]. Проблема, яка виникає при



інтерпретації результатів густинного гамма-гамма-каротажу, пов'язана у більшості випадків із не врахування впливу геологічних факторів на покази даного методу, зокрема: мінералогічний склад скелету породи, товщина, склад і густина проміжного середовища та ряд інших факторів. Тому, на нашу думку, необхідно розглянути в якій мірі та при яких умовах будуть впливати геологічні фактори на покази густинного гамма-гамма-каротажу.

Основний текст.

Сутність методу полягає у реєстрації по стовбуру свердловини інтенсивності гамма-випромінювання джерела (встановленого у глибинному приладі) розсіяного породами, які оточують свердловину.

Вихідним положенням при обґрунтуванні параметру, який вимірюється є той факт, що покази ГГК-Г у будь-якому довільному середовищі 1 будуть такими ж, як і в середовищі 2 якщо рівні електронні густини середовищ: $\sigma_e(1) = \sigma_e(2)$.

У якості "основного" середовища (породи), для якого будуються інтерпретаційні залежності та алгоритми обробки показів ГГК-Г, вибраний водонасичений вапняк (кальцит CaCO_3). В цьому випадку виміряне значення густини співпадає з дійсною об'ємною густиною середовища, що досліджується. Для всіх інших літотипів порід і при іншому характері їх насичення виміряне значення густини (дамо їй назву "еквівалентної" густини $\sigma_{\text{екв}}$) буде відрізнятися від дійсного.

Таким чином, вимірний параметр ГГК-Г – еквівалентна густина породи. Вона дорівнює об'ємній густині водонасиченого вапняку, що володіє такою ж електронною густиною, як і досліджена порода.

Припустимо, маємо породу довільного складу з електронною густиною σ_e . Покази у породі, що досліджується, будуть дорівнювати показам у пласті водонасиченого вапняку з коефіцієнтом загальної пористості K_p , якщо

$$\sigma_e = (1 - K_p)\sigma_e(\text{CaCO}_3) + K_p \sigma_e(\text{H}_2\text{O}), \quad (1)$$

де K_p визначають:

$$K_p = (\sigma_m - \sigma_{\text{об(вап)}}) / (\sigma_m - \sigma_v). \quad (2)$$

Підставляючи (2) і чисельне значення $\sigma_e(\text{CaCO}_3) = 2708 \text{ кг/м}^3$, $\sigma_e(\text{H}_2\text{O}) = 1110 \text{ гк/м}^3$, $\sigma_m = 2710 \text{ кг/м}^3$, $\sigma_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ у (1), отримуємо значення еквівалентної густини породи, що досліджується, яке дорівнює об'ємній густині водонасиченого вапняку:

$$\sigma_{\text{екв}} = \sigma_{\text{об(вап)}} = 1,07 \sigma_e - 188, \text{ кг/м}^3. \quad (3)$$

Для більшості типів порід-колекторів нафти і газу – вапняків, доломітів, кварцових та поліміктових пісковиків – параметр, що вимірюється $\sigma_{\text{екв}}$ з похибкою, яка не перевищує $\pm 20 \text{ кг/м}^3$, дорівнює об'ємній густині порід $\sigma_{\text{об}}$. У інших породах, наприклад у пластах гіпсу, кам'яної солі та ін., необхідно коректувати значення густини.

З теоретичних і експериментальних даних випливає, що у діапазоні густин від 2000 до 3000 кг/м^3 логарифми показів малого і великого зондів ГГК-Г, а також їх відношення для апаратури СГП2-АГАТ, лінійно залежать



від густини порід. Об'ємну густину порід можна визначити за рішенням системи рівнянь:

$$\begin{aligned} \lg \frac{J_1}{J_{1\text{ет}}} &= q_1 \sigma_{об1} + b_1 \\ \lg \frac{J_2}{J_{2\text{ет}}} &= q_2 \sigma_{об2} + b_2 \end{aligned}, \quad (4)$$

де $J_1/J_{1\text{ет}}$, $J_2/J_{2\text{ет}}$ – відповідно, відносні покази малого та великого зондів ГГК-Г; q_1, q_2 – тангенси кута нахилу прямих до осі абсцис; b_1, b_2 – сталі коефіцієнти для малого і великого зондів ГГК-Г; $\sigma_{об1}, \sigma_{об2}$ – значення об'ємної густини, які визначаються за відносними показами малого та великого зондів ГГК-Г.

Так як відносні покази зондів ГГК-Г $J_1/J_{1\text{ет}}$, $J_2/J_{2\text{ет}}$ залежать від наявності проміжного середовища між поверхнею вимірювальної установки та пластами, що досліджуються, зв'язок значень густин породи, що визначаються за показами окремих зондів, з її дійсним значенням можна уявити наступним чином:

$$\begin{aligned} \sigma_{од1} &= \sigma_{об1} + \Delta_1 \cdot h_{nc} \\ \sigma_{од2} &= \sigma_{об2} + \Delta_2 \cdot h_{nc} \end{aligned}, \quad (5)$$

де $\sigma_{об1,2}$ – дійсна об'ємна густина породи; Δ_1, Δ_2 – абсолютні похибки визначення густини на 1см зміни товщини проміжного середовища за показами малого та великого зондів; h_{nc} - товщина проміжного середовища у см.

Розв'язуючи систему рівнянь (5) з використанням (4):

$$\begin{aligned} \sigma_{од1} &= \frac{1}{q_1} \cdot \lg \frac{J_1}{J_{1\text{ет}}} - \frac{b_1}{q_1} \\ \sigma_{од2} &= \frac{1}{q_2} \cdot \lg \frac{J_2}{J_{2\text{ет}}} - \frac{b_2}{q_2} \end{aligned} \quad (6)$$

отримуємо формулу для визначення густини порід за показами двозондової вимірювальної установки ГГК-Г:

$$\sigma_{об} = [1/q_2(D-1) \cdot \lg J_2/J_{2\text{ет}} - D/(D-1)q_1 \cdot \lg J_1/J_{1\text{ет}}] - \sigma_{ет}, \quad (7)$$

де $D = \Delta_2/\Delta_1$.

Якщо параметри вимірювальної установки (довжина зондів, спектральні чутливості детекторів та ін.) підібрані таким чином, що з точністю до постійної величини забезпечується рівність:

$$D/(D-1)q_1 = 1/q_2(D-1) \quad \text{або} \quad \Delta_2/\Delta_1 = q_1/q_2 \quad (8)$$

то формула для визначення об'ємної густини порід має вигляд:

$$\sigma_{об} = \sigma_{ет} - B \cdot \lg(J_2/J_1 \cdot J_{1\text{ет}}/J_{2\text{ет}}), \quad (9)$$

де B -постійний коефіцієнт.

Нами розглядалось питання що до впливу потужності пласта на форму кривої густинного гамма-гамма-каротажу. Форма кривої густини при перетинанні приладом пластів потужністю $h=10, 20, 30, 40$ см, які



відрізняються за густиною від вміщуючої породи ($\sigma_{\text{вм}}=2720 \text{ кг/м}^3$) на 130 кг/м^3 при $v=0$, показана на рисунку 1.

Сильна залежність кривої густини від потужності пласта виключає можливість безпосередньої оцінки густини пластів з $h < 30$ см без введення поправок за вплив потужності при будь-яких vt .

З зростанням швидкості каротажу (значення τ для апаратури СГП2-АГАТ фіксовано) аномалія, що характеризує пласт, зменшується за амплітудою і зміщується у напрямку руху приладу. При великих швидкостях максимальне значення густини, яке реєструється навпроти пласта, відрізняється від дійсного, що відповідає $vt=0$, на величину:

$$\Delta\sigma = (\sigma_{\text{вм}} - \sigma_{\text{пл}}) \cdot M(h, v), \quad (10)$$

де $\sigma_{\text{вм}}$ – густини вміщуючої породи (нижче пласта, що досліджується), кг/м^3 ; $\sigma_{\text{пл}}$ – густини пласта, що досліджується за діаграмою, кг/м^3 ; $M(h, v)$ – поправочний коефіцієнт, відн. од.

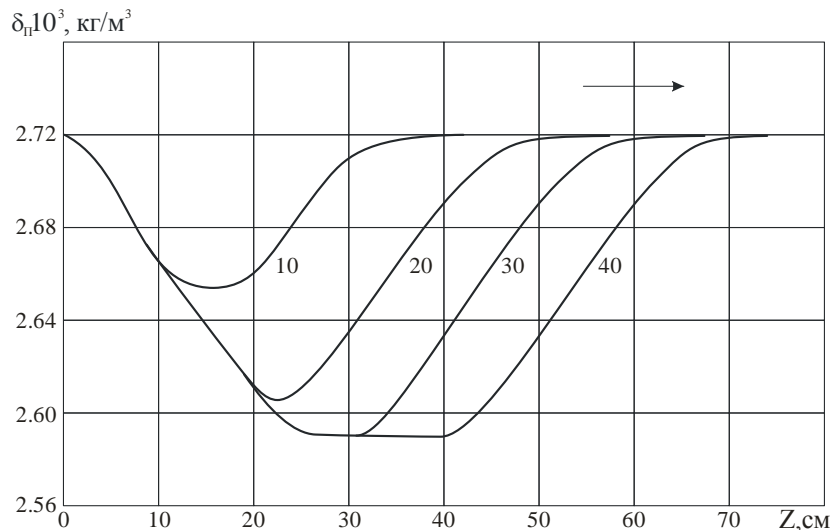


Рис.1 – Форма діаграм густини при перетині приладом пластів різної потужності

Значення M в залежності від потужності пласта при різних значеннях v , приведені на рисунку 2.

Дійсні значення $\sigma_{\text{об}}$ для пластів, густина яких менша за густину вміщуючих порід, становить:

$$\sigma_{\text{об}} = \sigma_{\text{пл}} - \Delta\sigma, \quad (11)$$

а для пластів, густина яких більша за густину вміщуючих порід:

$$\sigma_{\text{об}} = \sigma_{\text{пл}} + \Delta\sigma. \quad (12)$$

Діаграма густини, як і інші діаграми радіоактивного каротажу, викривлена статистичними флуктуаціями випромінювання, що реєструється. Тому відлік значень завжди проводиться з похибкою, вираженою звичайно через середньоквадратичне відхилення σ_c .

Встановлено, що на результати виміру густини порід зміна діаметру свердловини у діапазоні від 160-300 мм, а також тип і речовинний склад промивної рідини не впливають. Апаратура забезпечує виключення впливу

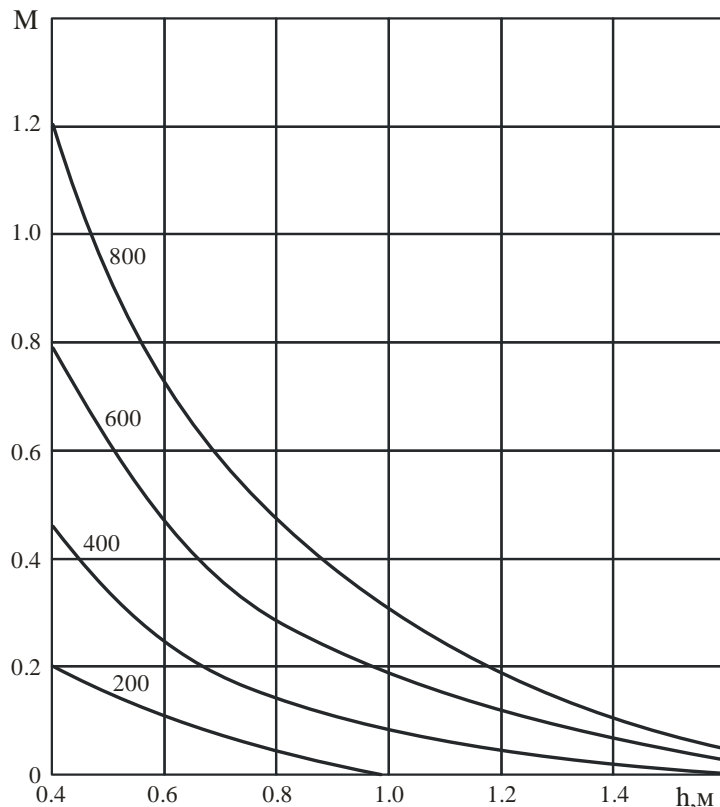


Рис.2 – Залежність величини поправочного коефіцієнта $M(h, \nu)$ від потужності пласта

проміжного середовища між поверхнею вимірювальної установки ГГК-Г і стінкою свердловини (глиниста кірка, локальні каверни), якщо товщина проміжного середовища не перевищує 20 мм.

Величина густини пласта, відрахована за діаграмою, буде нижче за дійсну за рахунок впливу природного гамма-випромінювання. Корегування результатів за вплив природного гамма-випромінювання здійснюється за даними гамма-каротажу (ГК). За даними ГК з номограми (рис. 3) визначається значення поправки $\Delta\sigma$, кг/м³.

Величина $\Delta\sigma$ залежить від активності джерела гамма-випромінювання, що використовується. Тому результуюче значення поправки за рахунок впливу природної радіоактивності гірських порід розраховується за формулою:

$$\Delta\sigma_{ГК} = [(1,28 \cdot 10^{-10})/Q] \cdot \Delta\sigma, \quad (13)$$

де Q - активність джерела гамма-випромінювання, Бк, що використовується при каротажі; $\Delta\sigma_{ГК}$ - величина поправки додається до величини густини, відрахованої за діаграмою.

Висновки та завдання подальших досліджень. Таким чином, на результати досліджень густинним гамма-гамма-каротажем впливає: природна радіоактивність та товщина порід-колекторів, що досліджуються, а також товщина, речовинний склад і густина проміжного середовища.

Завданнями наступних досліджень є розробка методичних засад щодо використання результатів густинного гамма-гамма-каротажу при визначенні фільтраційно-ємнісних характеристик складно-побудованих порід-колекторів нафтогазових родовищ.

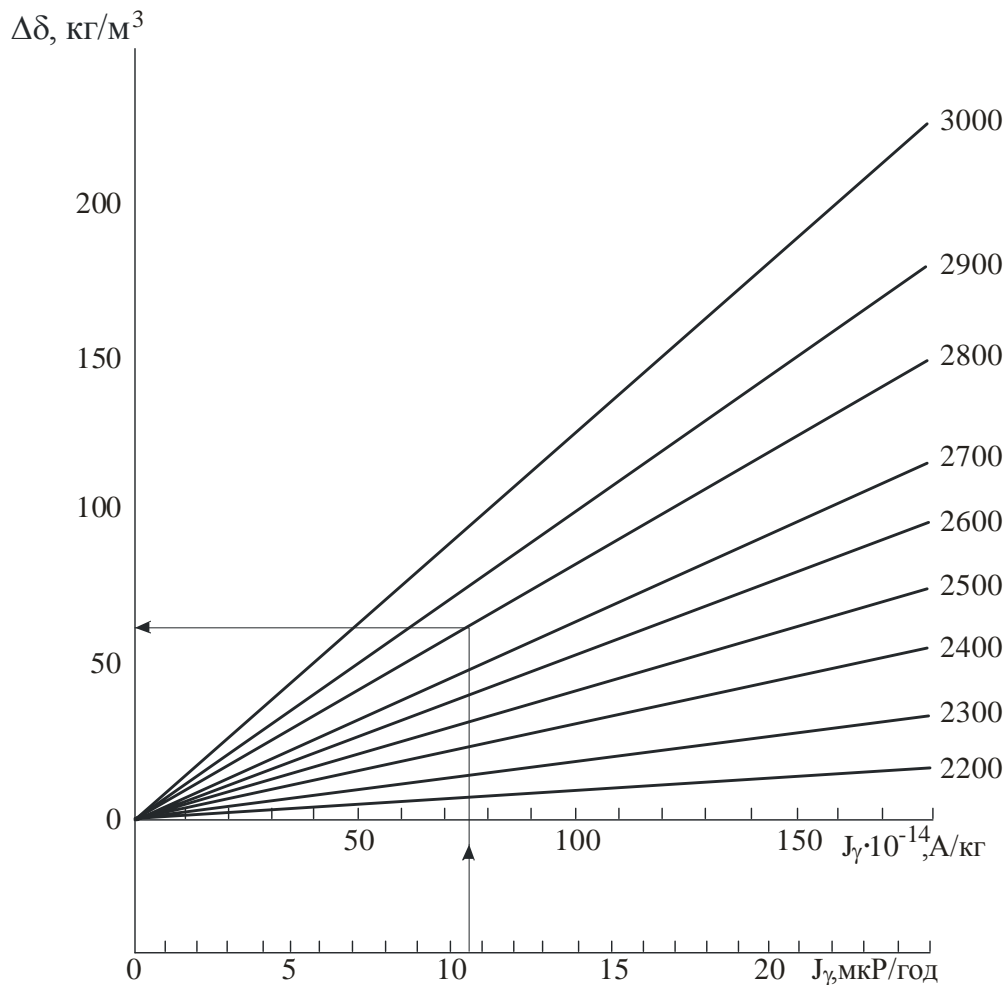


Рис. 3 – Палетка для визначення величини поправки за вплив природної радіоактивності на результати виміру густини гірських порід

Література:

1. Гулин Ю.А. Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин. Москва., Недра, 1975. 160 с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов - М.: Недра, 1985. – 310 с.
3. Ларионов В. В. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка: учебник для вузов / В. В. Ларионов, Р. А. Резванов – М.: Недра, 1988. – 325 с.
4. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю.Вендельштейн, В.П.Тузоз - М.: Недра, 1990. – 312 с.

Abstract. The paper analyzes the influence of geological factors on the results of studies of gamma-gamma-density logging. One of the urgent tasks of oil and gas industry is the transition to a new information level, which provides a quantitative definition of filtering capacitance parameters based on a comprehensive interpretation of the obtained materials. One of the promising ways to determine the filtration-capacitive parameters of rock-collectors is to use the results of gamma-gamma-density logging, which allows a certain accuracy to determine the coefficient of porosity.

As a result of the analysis, it was found that the results of researches of gamma-gamma-density logging are infused by: the natural radioactivity and the thickness of the investigated rock-collectors, as well as the thickness, material composition and density of the intermediate medium.

Key words: density, natural radioactivity, gamma-gamma-density logging



References:

1. Hulin Yu.A. (1975). Gamma-gamma-metod issledovaniya neftyanykh skvazhin. Moskow, Nedra, 160 p. [in Russian].
2. Dahnov V.N. (1985). Geofizicheskie metody opredeleniia kollektorskih svoistv i neftenasychnosti porod. Moskow, Nedra, 310 p. [in Russian].
3. Larionov V.V., Rezvanov R.A. (1988). Yadernaya geofizika i radiometricheskaya razvedka. Moskow, Nedra, 325 p. [in Russian].
4. Latyshova M.G., Vendelshtein B.Y., Tuzov V.P. (1990). Obrabotka i interpretatsia materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moskow, Nedra, 312 p. [in Russian].

Стаття відправлена 28.03.2018 р.

© Федорів В.В.