

УДК 550.832

В. М. КУРГАНСЬКИЙ, д-р геол.-мінерал. наук, професор кафедри геофізики (Навчально-науковий інститут "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка),

К. О. РУЧКО, аспірантка (Навчально-науковий інститут "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка), Київ, Україна, Pirofillon@i.ua

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОНАСИЧЕННЯ НИЗЬКООМНИХ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ЗА НЕЙТРОННИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ СЕРЕДОВИЩА НА ПРИКЛАДІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Відклади, що залягають у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) й мають низькі значення питомого електричного опору, вважали безперспективними на нафтонасиченість, тому досліджували їх за допомогою неповного комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС). У роботі запропоновано метод визначення коефіцієнта нафтонасичення низькоомних пластів-колекторів за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, який дає змогу розв'язувати поставлене завдання за допомогою визначення декрементів затухання теплових нейтронів у скелеті породи та глинах. Ефективність методу підтверджено високим рівнем збіжності результатів з величинами коефіцієнта нафтонасичення, визначеними на основі питомих електричних опорів для порід ДДЗ.

Ключові слова: низькоомність, декремент затухання, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, коефіцієнт нафтонасичення.

V. M. Kurhanskyi, Institute of Geology National Taras Shevchenko University of Kyiv, Ukraine, K. O. Ruchko, Institute of Geology National Taras Shevchenko University of Kyiv, Ukraine, Pirofillon@i.ua

DETERMINATION COEFFICIENT OF OIL SATURATION WITH LOW-RESISTIVITY RESERVOIRS ACCORDING TO NEUTRON CHARACTERISTICS OF THE ENVIRONMENT

The deposits that occur in the central part of the Dnieper-Donets basin and have low resistivity values were considered hopeless in oil saturation as investigated incomplete set of log wells. The paper presents a method for determining coefficient of oil saturation with low reservoir which can solve problem by determining decrements of attenuation of neutrons in the skeleton rock and clay. The effectiveness of the method was confirmed by the high level of coincidence of results with values determined based resistivity for Dnieper-Donets basin.

Keywords: low resistance, decrements of attenuation, pulse neutron-neutron logging, coefficient of oil saturation.

Як відомо, поведінка нейтронів, зокрема величини інтенсивності теплових нейтронів, які реєструються у свердловинних умовах, залежить від нейтронних параметрів досліджуваної породи. До таких параметрів належать: переріз поглинання теплових нейтронів, середній час життя теплових нейтронів (τ) і декремент затухання теплових нейтронів (λ). Проблемою визначення нафтонасичення за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) займалися Д. О. Кожевников, М. Д. Красножон, Д. Д. Федоршин, О. М. Максименко, О. Ш. Книшман, А. Є. Кулінкович, С. А. Кантор та інші [2–4, 7, 8].

У роботі розглянуто визначення характеру насичення й коефіцієнта нафтонасичення (K_n) низькоомних пластів-колекторів за даними ІННК. Запропоновано метод, який дає змогу визначити кількісну оцінку поточної нафтогазонасиченості з мінімальним набором апріорної інформації та даних ГДС. У працях [5, 6] показано, що за допомогою даних електричних методів не можна визначити характеру насичення й тим більше кількісної оцінки коефіцієнта нафтонасичення в низькоомних колекторах. Через відсутність визначень нейтронних характеристик за даними керн головному завданням роботи є розрахунок нейтронних характеристик породи за свердловинними вимірами ІННК.

Для розв'язання цього завдання представлено зв'язок між петрофізичними характеристиками та геофізичними параметрами як побудову моделі багатокомпонентного середовища, що складається з твердої фракції, зокрема розсіяних глин і пластового флюїду (нафта, газ, вода), які заповнюють поровий простір. Згідно з цим в основу обробки даних ІННК покладено двокомпонентну модель гірської породи:

- матриця породи та розсіяна в ній глиниста фракція;
- пластовий флюїд, що заповнює поровий простір.

Відобразивши модель породи через декремент затухання теплових нейтронів, для чистих водонасичених порід отримаємо рівняння, яке описує модель:

$$\lambda_{nл} = K_n \lambda_{\phi} + (1 - K_n) \lambda_{СК}, \quad (1)$$

де $\lambda_{nл}$, $\lambda_{СК}$, λ_{ϕ} – декременти затухання щільності теплових нейтронів у досліджуваному пласті, його скелеті та пластовій воді; K_n – коефіцієнт пористості.

Якщо відокремити глинисту фракцію та пластові флюїди як окремі компоненти, то отримаємо модель гірської породи, в якій декремент затухання нейтронів у пласті визначається як сума декрементів затухання кожного з компонентів моделі, помноженої на відповідні їх об'ємні частки:

$$\lambda_{nл} = (1 - K_n - K_{2л}) \lambda_{СК} + (1 - K_n) \lambda_{\phi} + K_{2л} \lambda_{2л} + K_n \lambda_n, \quad (2)$$

де $\lambda_{2л}$, λ_n – декременти затухання теплових нейтронів у розсіяних глинах і пластовій нафті; $K_{2л}$, K_n – коефіцієнти глинистості та нафтонасиченості колектора.

Визначення коефіцієнта поточної нафтонасиченості колек-

торів отримано з рівняння (2) шляхом виведення параметра K_n через нейтронні характеристики складових породи [3, 7]:

$$K_n = \frac{(1 - K_n - K_{zл})\lambda_{ск} + K_n\lambda_{в} + K_{zл}\lambda_{zл} - \lambda_{пл}}{K_{пв}(\lambda_{ск} - \lambda_{н})} \quad (3)$$

Отже, для визначення K_n за методом ІННК потрібно знайти величини декрементів затухання в скелеті породи ($\lambda_{ск}$), глинах ($\lambda_{zл}$) і пластовій воді ($\lambda_{в}$). Коефіцієнти пористості (K_n) і глинистості ($K_{zл}$) визначаються за іншими незалежними методами ГДС. Наприклад, K_n порід можна визначити за даними акустичного каротажу, а $K_{zл}$ – за даними гамма-каротажу.

Декремент затухання в пластовій воді визначається через її мінералізацію

$$\lambda_{в} = 4,83 + 0,077C, \quad (4)$$

де C – мінералізація пластової води, г/л.

Для визначення декременту затухання в скелеті породи вибираємо декілька опорних водонасичених пластів. За опорні пласти вибрано “чисті” неглинисті водонасичені пісковики. Обчислення $\lambda_{ск}$ здійснюємо за результатами вимірів часу життя теплових нейтронів або декременту затухання теплових нейтронів на опорних пластах за формулою [7]

$$\lambda_{ск} = \frac{\lambda_{вп} - K_{пвп}\lambda_{в}}{1 - K_{пвп}}, \quad (5)$$

де $K_{пвп}$ – коефіцієнт пористості водонасиченого пласта, $\lambda_{вп}$ – значення декременту затухання у водонасиченому пласті.

Зазвичай у розрізах свердловин “чистих” водонасичених пластів або немає, або їх мало. Тому, якщо в інтервалі досліджень опорних водонасичених пластів немає, то $\lambda_{ск}$ визначається графічним способом. Для цього обчислюється величина декременту затухання у водонасиченому пласті [7], виправлена за вміст глинистості:

$$\lambda_{вп}^* = \lambda_{вп} - K_{zл}(\lambda_{zл} - \lambda_{ск}), \quad (6)$$

де $\lambda_{вп}^*$ – декремент затухання у водонасиченому пласті, виправлений на глинистість, $\lambda_{вп}$, $\lambda_{zл}$, $\lambda_{ск}$ – декременти затухання на водонасиченому пласті відповідно за результатами вимірів ІННК, у глинах і скелеті породи.

Після введення поправки на глинистість отримано кореляційну залежність $\lambda_{вп}^* = f(K_n)$ та шляхом екстраполяції до $K_n=0$ визначено величину $\lambda_{ск}$ (рис. 1).

Для випадку відсутності даних щодо мінералізації пластових вод у досліджуваному інтервалі за допомогою отриманої

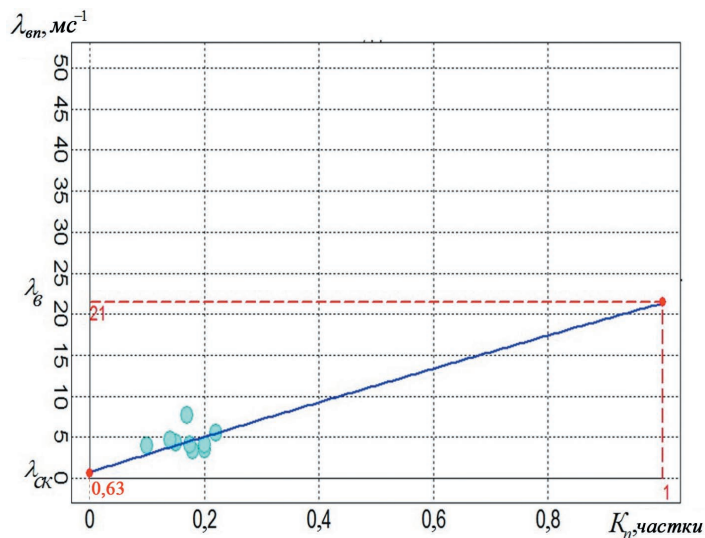


Рис. 1. Визначення декременту затухання теплових нейтронів у скелеті породи

залежності (рис. 1), провівши екстраполяцію K_n до 1, визначено декремент затухання у пластовій воді.

Декремент затухання в глинах визначено за значеннями результатів вимірів ІННК на пластах “чистих” нерозмитих глин. За допомогою екстраполяції залежності $\lambda_{zл} = f(K_{zл})$ при $K_{zл}$ отримано $\lambda_{zл}$ (рис. 2).

Значення декременту затухання нейтронів у нафті, коли формула нафти має вигляд C_xH_y , розраховується за формулою [3, 7]

$$\lambda_{н} = 4,83(9y/(12x+y))\sigma_{н}, \quad (7)$$

де $\sigma_{н}$ – щільність нафти.

Розрахункове значення декременту затухання нейтронів у нафті становить $\lambda_{н} = 4,75 \text{ мс}^{-1}$.

Узагальнюючи представлений матеріал, автори визначили можливі діапазони значень декременту затухання для компонентів вибраної моделі. У реальних умовах значення декременту затухання можуть змінюватися залежно від мінерального складу та пористості. Тому значення декрементів затухання всіх компонентів моделі треба уточнювати для фактичних геолого-геофізичних умов розрізу, а найкраще – для геолого-геофізичних умов конкретного продуктивного горизонту.

Автори вперше для низькоомних пластів-колекторів Прилуцького родовища визначили відповідні декременти затухання, які дали змогу розрахувати значення K_n . На підготовчому етапі проведено виділення водонасичених і нафтонасичених колекторів та уточнення мінералізації пластових вод за пробями в інших горизонтах цього родовища. Літологічний склад порід представлений пісковиками, алевролітами з прошарками аргілітів і зрідка вапняків. Мінералізація пластової води становить 215,5 г/л.

Для досліджуваної моделі значення декрементів затухання компонентів моделі становлять: $\lambda_{в} = 21$; $\lambda_{zл} = 9,2$; $\lambda_{ск} = 0,63$.

Після визначення всіх параметрів моделі за рівнянням (3) проведено розрахунок K_n для Прилуцького родовища № 23 в інтервалі 1 706,0–1 713,5 м. Для досліджуваної свердловини K_n становить 0,72.

За описаною методикою дослідили ряд свердловин Прилуцького, Ярошівського та Малодівицького родовищ. Ефективність цієї методики перевірили тестуванням розробленого алгоритму як на пластах-колекторах з високим опором, так і на низькоомних колекторах, нафтоносність яких підтверджено випробуваннями. Окрім того, порівняли величину K_n ,

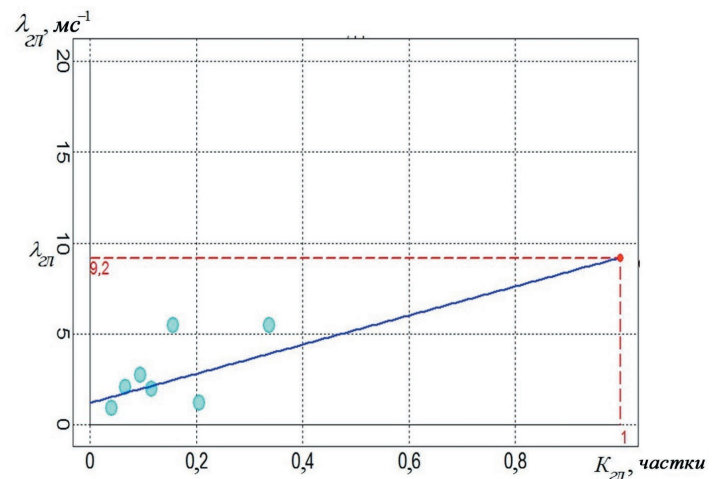


Рис. 2. Визначення декременту затухання теплових нейтронів у глинах

Таблиця. Результати визначення K_n різними способами

№ з/п	Родовище, свердловина	Покрівля-підшва	Літологія	Насичення	K_n , % (за опором)	K_n , частки (за ІННК)	K_n , %	ПЕО, Ом-м
1	Ярошівське, № 23	3 875,2–3 879,6	Пісковик	Нафта	95,0	0,85	18	50
2	Ярошівське, № 26	4 100,8–4 106,0	Пісковик	Нафта	72,0	0,66	11	55
3	Ярошівське, № 33	3 896,0–3 899,2	Пісковик	Нафта	85,0	0,96	16	65
4	Малодівицьке, № 40	2 859,6–2 866,0	Пісковик	Нафта	94,0	0,98	20	56
5	Малодівицьке, № 43	2 868,4–2 871,6	Пісковик	Нафта	85,0	0,74	16	35

розраховану за даними електричних методів (за величинами питомих електричних опорів), і даними ІННК. Перевірили ефективність цієї методики на прикладі високоомних колекторів Ярошівського й Малодівицького родовищ (таблиця).

Величини коефіцієнта нафтонасичення K_n обчислили різними методами: за результатами вимірів методу ІННК, через визначення декрементів затухання кожного з компонентів середовища та згідно із загальноприйнятим методом опорів, через залежність $P_n = f(K_n)$. Вони мають лише несуттєві розбіжності, що й засвідчує ефективність використання запропонованого методу.

За отриманими результатами обчислень можна зробити висновок про доцільність використання методу імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) для визначення коефіцієнта нафтонасичення за декрементом затухання теплових нейтронів. Таким чином, наведені в статті результати дають змогу рекомендувати цей спосіб для визначення коефіцієнта нафтонасичення в низькоомних пластах-колекторах і досить точного визначення поточного нафтонасичення низькоомних порід-колекторів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Захарченко В. Ф. Некоторые вопросы теории нейтронного каротажа с применением импульсного генератора нейтронов//Изв. АН СССР. Сер. геофиз. – 1961. – № 6. – С. 847–854.
2. Кантор С. А., Кожевников Д. А., Поляченко А. Л., Шимелевич Ю. С. Теория нейтронных методов исследования скважин. – М.: Недра, 1985. – 224 с.
3. Кожевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. Изд-е 2-е, перераб. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
4. Кулінкович А. Є., Красножон М. Д., Кнішман О. Ш. Комп'ютеризована технологія імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу/У кн.: "Нафта і газ України": Збірник наукових праць. Матеріали V Міжнародної конференції "Нафта і газ України-1998". Полтава, 15–17 вересня 1998 р. – Т. 1. – С. 385–386.
5. Курганський В. М., Ручко К. О. Літолого-петрофізичні особливості низькоомних колекторів Прилуцького нафтового родовища//Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 4. – С. 20–25.
6. Курганський В. М., Ручко К. О. Аналіз результатів інтерпретації даних електричного каротажу при вивченні низькоомних порід-колекторів на прикладі Малодівицького родовища//Геоінформатика. – 2016. – № 1 (57). – С. 37–42 с.
7. Максименко А. Н., Трофименко Г. Л., Бородин С. Г. Авторське свідоцтво "Спосіб визначення коефіцієнта нафтонасиченості колекторів" № 1172384 від 8 квітня 1985 р.
8. Федоршин Д. Д., Коваль Я. М. Особливості застосування ІННК в умовах низької мінералізації пластових вод на прикладі сарматських відкладів Більче-Волицької зони//Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. – 2008. – № 1 (26). – С. 30–37.

REFERENCES

1. Zakharchenko V. F. Some questions of the theory of neutron logging with the use of a pulsed neutron generator//USSR Academy of Sciences. – 1961. – № 6. – P. 847–854. (In Russian).

2. Kantor S. A., Kozhevnikov D. A., Polyachenko A. L., Shimelevich Yu. S. The theory of neutron methods for wells. – Moskva: Nedra, 1985. – 224 p. (In Russian).

3. Kozhevnikov D. A. Neutron characteristics of rocks and their use in petroleum geology. Univ-e 2nd, Revised. – Moskva: Nedra, 1982. – 221 p. (In Russian).

4. Kulinkovych A. Ye., Krasnozhon M. D., Knishman O. Sh. Computerized technology of pulsed neutron-neutron log//Oil and Gas of Ukraine. Materials of the V International Conference "Oil and Gas of Ukraine-1998". Poltava, 15–17 September 1998. – Vol. 1. – P. 385–386. (In Ukrainian).

5. Kurhanskyi V. M., Ruchko K. O. Lithologic and petrophysical characteristics of low-resistivity reservoirs of Priluky oil field//Mineralni resursy Ukrainy. – 2014. – № 4. – P. 20–25. (In Ukrainian).

6. Kurhanskyi V. M., Ruchko K. O. Analysis of electric logging data interpretation in the low-resistivity reservoir rocks for example Malodivitskoho field//Geoinformatics. – 2016. – № 1 (57). – P. 37–42. (In Ukrainian).

7. Maksymenko A. N., Trofymenko H. L., Borodin S. H. Certificates for "Method of determining the coefficient of oil saturation collectors". № 1172384 from April 8, 1985. (In Ukrainian).

8. Fedoryshyn D. D., Koval Ya. M. Features INNK use in low salinity water reservoir on the example of the Sarmatian deposits Bilche-Volytske zone//Ukrainian quarterly scientific journal. – 2008. – № 1 (26). – P. 30–37. (In Ukrainian).

Рукопис отримано 29.09.2016.