

УДК 550.832.53

В.В. Кулик, канд. фіз.-мат. наук,
М.С. Бондаренко, асп.

МОЖЛИВІСТЬ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОНАСИЧЕНОСТІ ЗА ДОПОМОГОЮ УЗГОДЖЕНОГО КОМПЛЕКСУ СТАЦІОНАРНИХ НЕЙТРОННИХ МЕТОДІВ

На основі виконаних теоретичних, експериментальних і свердловинних досліджень показано принципову можливість визначення коефіцієнта нафтонасиченості порід-колекторів узгодженим комплексом нейтрон-нейтронного каротажу за повільними, надтепловими і тепловими нейтронами.

On the basis of the performed theoretical, experimental and bore hole investigations a basic possibility to determine oil saturation of reservoir with the help of the fit complex of neutron-neutron logging for measuring of the count rate of slow, epithermal and thermal neutrons is presented.

Вступ. На сучасному етапі розвитку геофізичних свердловинних досліджень стаціонарні нейтронні мето-

ди з реєстрацією теплових нейтронів широко використовують при визначенні пористості порід-колекторів.

© В.В.Кулик, М.С.Бондаренко, 2005

Вимірювання виконують здебільшого двозондовими приладами, які дозволяють визначати пористість способом компенсаційного нейтронного каротажу (КНК) [1; 2]. При цьому підході зменшується вплив низки несприятливих технічних і геологічних факторів, зникає необхідність уведення поправок, підвищується точність визначення пористості.

Відомо, що однозондові прилади нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами (ІННКт) можуть бути використані за сприятливих умов для визначення нейтронопоглинальної здатності, пов'язаної з характером насичення колекторів (вода, нафта, їх суміш) [3; 4]. Існує також спосіб [5] одночасного визначення пористості і макроскопічного перерізу поглинання Σ_a , зв'язаного з нафтонасиченістю колектора, за допомогою двозондового приладу 2ІННКт. Суть підходу [5] полягає в тому, що при визначенні пористості використовують відношення показань двох зондів (спосіб КНКт), а для оцінки коефіцієнта нафтонасиченості (при відомій пористості) – показання одного із зондів (спосіб ІННКт).

Розв'язок задач, пов'язаних з нейтронопоглинальною здатністю колекторів (визначення характеру насичення (ХН), положення водонафтового контакту (ВНК), коефіцієнта нафтонасиченості k_n), оснований на ефекті впливу на показання приладу аномального поглиначу теплових нейтронів – хлору, який є в мінералізованій воді та відсутній у нафті. Зі збільшенням концентрації хлору в порах колектора зменшується швидкість лічби теплових нейтронів (за однакових інших умов).

Як показують результати роботи [2], при визначенні коефіцієнта пористості k_n в необсаджених свердловинах з використанням одного зонда (спосіб 1ІННКт) поправка, викликана наявністю хлору, може досягати 60 % і більше (залежно від k_n та співвідношення мінералізації бурового розчину і пластового флюїду C_p/C_0). Це свідчить про значний вплив хлору на показання 1ІННКт, отже – про можливість визначення ХН. При визначенні ВНК спосіб 1ІННКт дає прийнятні результати за високої мінералізації пластових вод ($C_0 > 150$ г/л при $k_n > 20\%$) і за відсутності зони проникнення фільтрату бурового розчину [4].

У зв'язку з розвитком імпульсних нейтронних методів (наприклад, ІННК) [1], що мають підвищену чутливість до вмісту хлору, ці методи набули широкого застосування при розв'язку задач, пов'язаних з оцінкою k_n і визначенням положення ВНК в обсаджених свердловинах. Але метод ІННК також має певні обмеження і не охоплює всі практично важливі варіанти [4]. Останнім часом при розв'язку зазначених задач набув розвитку ще один радіоактивний метод – спектретричний імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК-С) або, в застосуванні до визначення k_n , С/О-каротаж [6; 7]. Однак ефективність і цього методу в багатьох випадках недостатня [7].

Слід також зауважити, що апаратура ІННК та ІНГК-С і відповідне інтерпретаційно-методичне забезпечення значно складніші і дорожчі порівняно зі стаціонарним нейтронним каротажем (СНК). Тому питання про вдосконалення останнього методу з метою розв'язання задач визначення (за певних умов) ХН, k_n та ВНК не можна вважати закритим.

Використання методу двоканальної інтегральної нейтронної спектрометрії для визначення коефіцієнта нафтонасиченості. Для розширення області застосування СНК при визначенні характеру насичення колекторів бажано понизити пороги мінералізації та пористості та (або) підвищити диференціацію показань за вмістом хлору. У цьому напрямку можна використати новий підхід [8] – метод двоканальної інтегральної нейтронної спектроме-

трії (спосіб ДІНС [9]) та його застосування до геофізичних досліджень у нафтогазових свердловинах [10].

Головним недоліком методу ІННКт при визначенні коефіцієнта нафтонасиченості за вмістом хлору в поровому флюїді є недостатня інформативність щодо поглинання. Це є наслідком того, що використовувані в сучасних приладах ІННК високоефективні ^3He -детектори реєструють не тільки теплові, а й в значній кількості надтеплові нейтрони (разом – повільні нейтрони). Тому фактично маємо метод нейтрон-нейтронного каротажу за повільними нейтронами – ІННКп (традиційне позначення – ІННКт). Відносно поглинання теплових нейтронів надтепловий компонент швидкості лічби повільних нейтронів є неінформативним, унаслідок чого відбувається зменшення чутливості методу ІННКп до вмісту хлору і, відповідно, до відносного вмісту мінералізованої води в суміші з нафтою.

Методу ІННКп при використанні його для оцінки нафтонасиченості притаманні і інші недоліки: зменшення чутливості зі збільшенням макроскопічного перерізу поглинання Σ_a ; нелінійність градувальної характеристики, тобто залежності вибраного інтерпретаційного параметра від Σ_a (або від коефіцієнта нафтонасиченості k_n).

Для подолання вказаних недоліків ІННКп при визначенні поглинальної здатності порід запропоновано використати метод ДІНС, теоретичні основи якого викладені в [11], а експериментальне підтвердження – в [12].

Двоканальний зондовий пристрій ІННКп + ІННКт, в якому детектори надтеплових і повільних нейтронів розташовані на однаковій відстані Z від джерела нейтронів, дозволяє отримати так звану кадмієву різницю D_{Cd} , тобто різницю швидкостей лічби повільних і надтеплових нейтронів, які зареєстровані в однакових умовах вимірювань:

$$D_{Cd}(k_n, C, Z) = I_n(k_n, C, Z) - I_{nt}(k_n, Z). \quad (1)$$

Тут $I_n(k_n, C, Z)$ – швидкість лічби повільних нейтронів, яка реєструється за допомогою відкритого (тобто без фільтра, що поглинає теплові нейтрони) ^3He -детектора; k_n – коефіцієнт пористості; C – концентрація солі в поровому флюїді (мінералізація флюїду); $I_{nt}(k_n, Z)$ – швидкість лічби надтеплових нейтронів, яка реєструється за допомогою такого ж ^3He -детектора, але оточеного кадмієвим фільтром.

Кадмієва різниця в першому наближенні має зміст швидкості лічби $I_t(k_n, C, Z)$ теплових нейтронів, що є більш чутливими до поглинання порівняно з повільними нейтронами. Використання вказаної різниці підвищує чутливість узгодженого комплексу СНК (ІННКп + ІННКт) до співвідношення нафти і мінералізованої води в породи-колекторі.

Для визначення коефіцієнта нафтонасиченості доцільно використовувати модифіковане кадмієве відношення N_{Cd} , що визначається як відношення швидкості лічби надтеплових нейтронів до кадмієвої різниці (1) при фіксованому Z :

$$N_{Cd}(C, k_n) = \frac{I_{nt}(k_n)}{D_{Cd}(C, k_n)}. \quad (2)$$

Параметр N_{Cd} при заданій пористості є пропорційним макроскопічному перерізу поглинання Σ_a [10], що, у свою чергу, лінійно залежить від мінералізації C і, відповідно, від концентрації аномального поглиначу (хлору) у флюїді:

$$N_{Cd}(C, k_n) = a(k_n)C + b. \quad (3)$$

Коефіцієнт a при даному k_n є константою і характеризує чутливість параметра N_{Cd} до мінералізації флюїду. Константа b рівна кадмієвому відношенню при $C = 0$ (тобто коли пори колектора повністю заповнені нафтою).

Як інтерпретаційний параметр має сенс використувати наведену величину ΔN_{Cd} :

$$\Delta N_{Cd}(C, k_n) = N_{Cd}(C, k_n) - N_{Cd}(0, k_n). \quad (4)$$

За визначенням, коефіцієнти водонасиченості і нафтонасиченості, k_w і k_n , зв'язані між собою співвідношенням: $k_w + k_n = 1$. Середньозважена мінералізація суміші води з нафтою визначається як $C = k_w C_0$, де C_0 [г/л] – мінералізація води, 0 [г/л] – мінералізація нафти. звідси $k_n = 1 - k_w = 1 - C/C_0$. Враховуючи формулу (3), інтерпретаційний параметр (4) можна подати в такому вигляді:

$$\Delta N_{Cd}(k_n, k_n) = a(k_n) C_0 (1 - k_n). \quad (5)$$

З виразу (5) випливає, що при даних значеннях k_n і C_0 інтерпретаційний параметр ΔN_{Cd} лінійно залежить від коефіцієнта нафтонасиченості k_n , причому $\Delta N_{Cd} = 0$ при $k_n = 1$.

Дослідження на фізичних моделях пластів-колекторів. Експериментальні роботи виконано у ВІТ "Дослідно-конструкторське бюро геофізичного приладобудування" (ДКБ ГП, м. Київ) на фізичних моделях пластів вапняку пористістю 30 % і 45 %, перетнутих необсадженою свердловиною діаметром 22 см. Для вимірювань використано габаритний макет багатозондового приладу 4ННК-ДІНС [13] діаметром 90 мм, оснащеного Ru-Be джерелом нейтронів і розміщеними по один бік від нього детекторами повільних нейтронів, а по інший бік – детекторами надтеплових нейтронів. Усі зонди обладнані однотипними лічильниками нейтронів СНМ-56, узгоджено оточеними кадмієм і без нього.

На основі результатів вимірювань у моделі пласта вапняку з $k_n = 30\%$ для інтервалу мінералізації $0 \leq C \leq C_0$ ($C_0 = 50$ г/л) побудовано рис. 1 – залежність від k_n показань 3-го зонда ($Z = Z_3$), виражених в умовних ("водяних") одиницях (у.о.): для повільних нейтронів $B_{3n} = I_n(Z_3)/I_n^{вода}(Z_3)$ (крива 1); для кадмієвої різниці: $B_{3D} = D_{Cd}(Z_3)/D_{Cd}^{вода}(Z_3)$ (крива 2). Третій зонд у даному випадку вибраний як оптимальний: йому відповідає задовільна статистична похибка вимірювань при відносно великій глибинності досліджень.

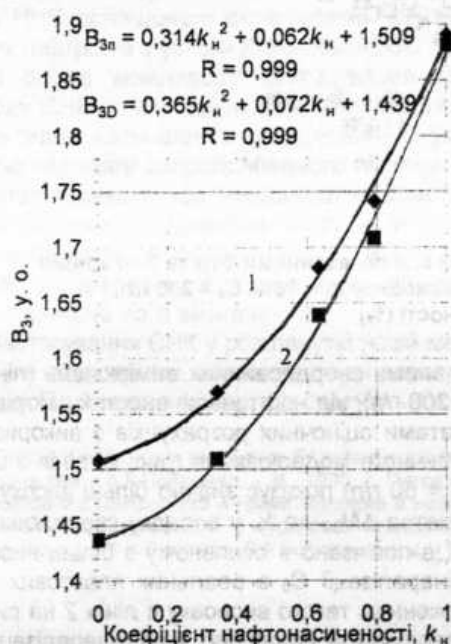


Рис. 1. Експериментальна залежність відносної швидкості лічби повільних (1) і теплових (2) нейтронів на третьому зонді ($Z = Z_3$) від коефіцієнта нафтонасиченості k_n (вапняк $k_n = 30\%$, $C_0 = 50$ г/л)

Крива 2, що відповідає тепловим нейтронам (спосіб ДІНС), порівняно з кривою 1 для повільних нейтронів (спосіб 1ННКТ) має вищу чутливість до коефіцієнта нафтонасиченості k_n (чутливість S_{k_n} характеризується кутом нахилу дотичної до відповідної кривої), особливо в області високих значень k_n (малих C), яка переважно і становить практичний інтерес. Крім того, на інтервалі $k_n \in (0,1)$ залежність 2 порівняно із залежністю 1 більш диференційована за коефіцієнтом нафтонасиченості (31% проти 25% відповідно). Тут і далі під диференціацією ΔY_x слід розуміти відносну різницю (виражену у відсотках) значень інтерпретаційного параметра Y при зміні відповідного шуканого параметра X . Залежності 1 і 2 дозволяють виконати кількісну оцінку k_n , а також встановити положення ВНК (наприклад, на рівні $k_n = 0,7$, що відповідає $C = 35$ г/л).

На рис. 2 показано розрахункові залежності від k_n параметра ΔN_{Cd} для 3-го зонда ($Z = Z_3$) при $C_0 = 50$ г/л, отримані для різних значень пористості k_n . Залежності нормовані за експериментальними даними при пористості 30 % та 45 %. Видно, що інтерпретаційний параметр ΔN_{Cd} лінійно залежить від коефіцієнта нафтонасиченості k_n на всьому інтервалі його значень (від води до нафти) (у той час як залежності 1 та 2 на рис. 1 є нелінійними функціями k_n). Тому за даної пористості чутливість параметра ΔN_{Cd} до коефіцієнта k_n постійна на всьому інтервалі зміни останнього, тоді як чутливість параметрів I_n і D_{Cd} падає зі зменшенням k_n . Чутливість як функція пористості збільшується з її ростом, залишаючись, однак, достатньо високою і за відносно низьких значень пористості.

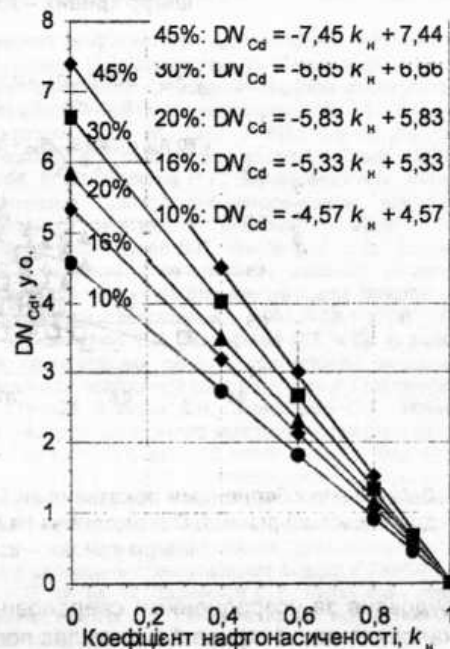


Рис. 2. Розрахункова залежність (нормована за результатами вимірювань у моделях вапняку пористістю 30 % і 45 %) наведеного кадмієвого відношення на третьому зонді ($Z = Z_3$) від коефіцієнта нафтонасиченості k_n ($C_0 = 50$ г/л); шифр кривих – k_n вапняку

Свердловинні дослідження. Свердловинні випробування приладу 4ННК-ДІНС проведено в св. № 20 Ярошівська (північно-західна частина ДДЗ). Результати вимірювань для теригенних пластів з пористістю $k_n \approx 16\%$ ($C_0 \approx 200$ г/л) різної нафтонасиченості (0; 80 %; 95 %) представлені на рис. 3–6.

Кросплот (рис. 3), побудований для всієї сукупності вимірювань швидкості лічби повільних нейтронів (індекс "п") у виділених пластах, ілюструє зв'язок обернених показань 3-го зонда $A_{3п} = B_{3п}^{-1} = I_{3п}^{\text{вода}} / I_{3п}$, виражених в обернених умовах ("водяних") одиницях (о.у.о.), та відношення показань 2-го та 3-го зондів $B_{2п}/B_{3п}$. На рис. 4 аналогічний кросплот побудовано для кадмієвої різниці (індекс "Д").

Розкид точок по v_2/v_3 відображає, головним чином, неоднорідність досліджуваних пластів-колекторів за пористістю та глинистістю, а по A_3 – в основному зміни в їх поглинальних властивостях залежно від коефіцієнта нафтонасиченості.

Як видно з даних рис. 3 і 4, зв'язок між параметрами A_3 і B_2/B_3 характеризується лінійними регресіями з відносно високим значенням коефіцієнтів кореляції. При цьому для кожної із модифікацій (ННКп і ННКд) лінії регресії практично паралельні (відповідні коефіцієнти при v_2/v_3 приблизно однакові), що пов'язано з однаковими літологічними особливостями розглядуваних пластів. вільний член рівнянь регресії, який у цьому випадку характеризує паралельний "зсув" ліній, тісно зв'язаний з коефіцієнтом нафтонасиченості k_n .

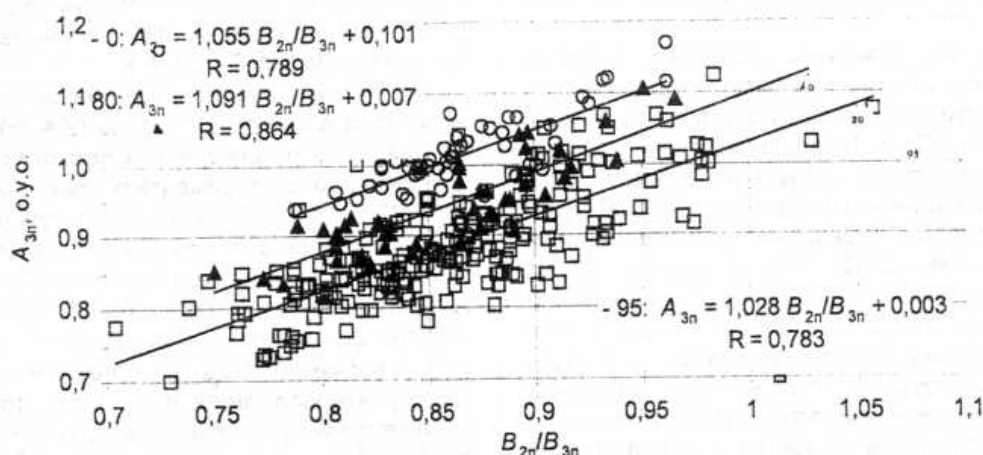


Рис. 3. Зв'язок між оберненими показаннями 3-го зонда і відношенням показань 2-го та 3-го зондів для повільних нейтронів. свердловина №20 Ярошівська, пласти пісковики $k_n \approx 16\%$, $C_0 \approx 200$ г/л; шифр кривих – коефіцієнт нафтонасиченості (%)

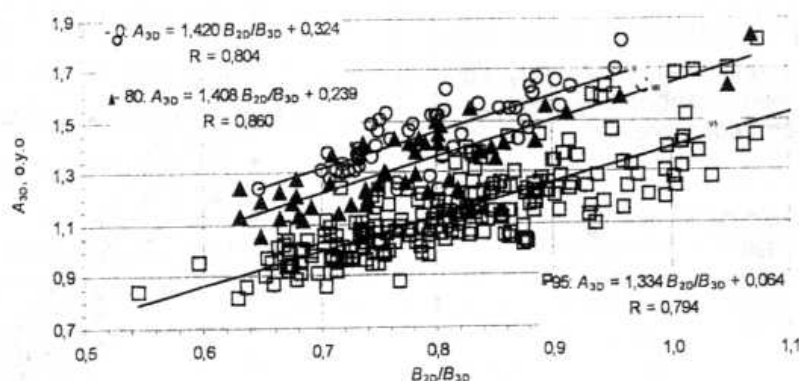


Рис. 4. Зв'язок між оберненими показаннями 3-го зонда і відношенням між показаннями 2-го та 3-го зондів для кадмієвої різниці. Свердловина №20 Ярошівська, пласти пісковики $k_n \approx 16\%$, $C_0 \approx 200$ г/л; шифр кривих – коефіцієнт нафтонасиченості (%)

Рис. 5 побудовано за усередненими свердловинними даними аналогічно рис. 1: крива 1 відповідає повільним нейтронам, крива 2 – кадмієвій різниці. У таблиці за даними рис. 5 наведено оціночні значення диференціації $\Delta B_{k_n} = B_3(k_{nj}) - B_3(k_{ni})$ та чутливості $S_{k_n} = \Delta B / \Delta k_n$ для вказаних інтервалів зміни k_n .

Як видно з табл. 1, свердловинні вимірювання показали вищу чутливість та більшу диференціацію способу, що використовує кадмієву різницю (спосіб ДІНС), при розв'язку задач, пов'язаних з нейтронопоглинальною здатністю середовища, порівняно зі способом ІННКт.

Рис. 6 ілюструє залежність наведеного модифікованого кадмієвого відношення (див. (4)), отриманого для 3-

го зонда за даними свердловинних вимірювань (лінія 1, $k_n \approx 16\%$, $C_0 \approx 200$ г/л), від нафтонасиченості k_n . Порівняння з результатами оціночних розрахунків з використанням даних фізичного моделювання (рис. 2, лінія з шифром 16 %, $C_0 = 50$ г/л) показує значно більш високу чутливість параметра ΔN_{cd} до k_n у випадку свердловинних вимірювань. Це пов'язано в основному з більш високим значенням мінералізації C_0 в реальних пластових умовах. Підтвердженням такого висновку є лінія 2 на рис. 6, отримана перерахунком даних рис. 2 до мінералізації C_0 , що відповідає свердловинним умовам.

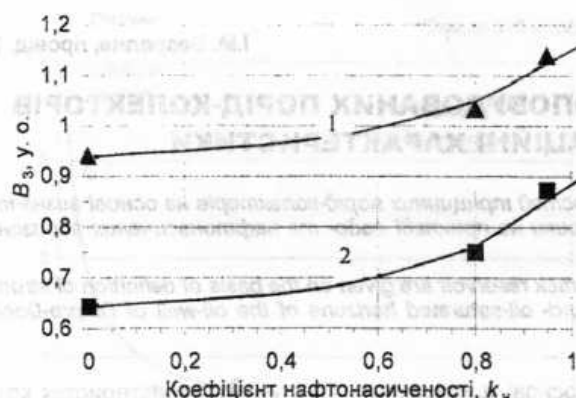


Рис. 5. Залежність (за усередненими даними свердловинних вимірювань) відносної швидкості лічби повільних (1) і теплових (2) нейтронів на третьому зонді ($Z = Z_3$) від коефіцієнта нафтонасиченості k_n пластів пісковиків $k_n \approx 16\%$, $C_0 \approx 200$ г/л

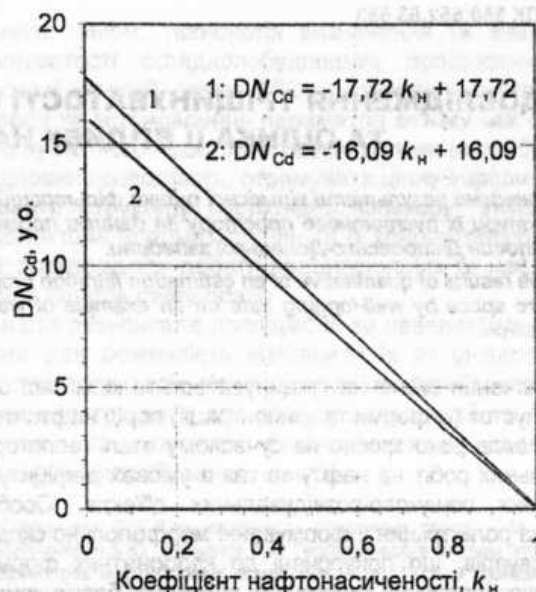


Рис. 6. Залежність наведеного кадмієвого відношення на третьому зонді ($Z = Z_3$) від коефіцієнта нафтонасиченості k_n при $k_n \approx 16\%$ за усередненими даними свердловинних вимірювань (1) та оціночних розрахунків (2)

Таблиця 1. Ядерно-фізичні характеристики нейтронів

Енергетичний інтервал нейтронів	Інтервал зміни k_n					
	0 + 0,60		0,60 + 1,00		0 + 1,00	
	$\Delta B_{k_n}, \%$	S_{k_n}	$\Delta B_{k_n}, \%$	S_{k_n}	$\Delta B_{k_n}, \%$	S_{k_n}
Повільні	6	0,09	16	0,39	22	0,21
Теплові	10	0,10	26	0,45	38	0,24

Висновки. У роботі наведено результати теоретичних, експериментальних і свердловинних досліджень стосовно визначення коефіцієнта нафтонасиченості порід-колекторів за допомогою узгодженого комплексу стаціонарних нейтронних методів. Виконано аналіз експериментальних вимірювань у фізичних моделях пластів та свердловині габаритним макетом багатозондового приладу ННК, оснащеного детекторами повільних і надтеплових нейтронів з узгодженою довжиною зондів. Уперше дана оцінка можливості застосування двоканального методу СНК до вирішення реальних задач, пов'язаних з характером насичення в свердловинних умовах, та відмічено переваги запропонованого підходу. На реальних об'єктах показано, що використання властивих способу ДІНС параметрів дозволяє підвищити чутливість СНК до коефіцієнта нафтонасиченості, збільшити диференціацію порід-колекторів за вказаним параметром, а отже – і точність його визначення.

Застосування СНК у розглянутій новій модифікації може бути ефективним, наприклад, при дорозвідці та ревізії свердловин старого фонду, що є актуальною задачею.

3. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / Ф.А.Алексеев, И.В.Головацкая, Ю.А.Гулин и др. – М., 1978. 4. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений / Я.Н.Басин, И.А.Мартьянов, Л.Г.Петросян и др. – М., 1978. 5. Allen L.S. Neutron-neutron logging for both porosity and macroscopic absorption cross section. US patent № 4021666. 6. Хаматдинов Р.Т., Бортасевич В.С., Велижанин В.А. и др. Современные аппаратурно-методические комплексы углеродно-кислородного каротажа // Геофизика. – 2002. – № 4 – С. 24–29. 7. Кучурин Е.С., Глухов В.Л., Оганев А.Н. и др. Состояние, эффективность применения и перспективы развития углеродно-кислородного каротажа для оценки нефтенасыщенности пластов разрабатываемых месторождений // Каротажник. – 2004. – № 1 (114). – С. 13–23. 8. Кулик В.В., Черниговский Е.А., Звольский С.Т. и др. О возможности определения поглощающих свойств коллекторов методом двухканальной интегральной нейтронной спектроскопии // Каротажник. – 2000. – № 72. – С. 113–125. 9. Кулик В.В., Звольский С.Т., Месропян В.С. та ін. спосіб нейтрон-нейтронного каротажа та пристрій для його здійснення. Патент № 42218. Україна, ІГФ НАНУ. – 2003. – Бюл. № 7. 10. Кулик В.В., Звольський С.Т. спосіб багатозондового нейтронного каротажа для визначення пористості і характеру насичення колекторів та пристрій для його здійснення. Патент № 64413а. Україна, ІГФ НАНУ. – 2004. – Бюл. № 2. 11. Кулик В.В. Показания газонаполненных детекторов нейтронов в однородных геологических средах // Геофиз. журнал. – 1999. – № 5. – С. 19–28. 12. Звольский С.Т., Кулик В.В., Месропян В.С. и др. показания приборов с ^3He -детекторами нейтронов при исследовании природных сред // Геофиз. журнал. – 1999. – № 5. – С. 29–41. 13. Кулик В.В., Месропян В.С., Майстренко І.О. та ін. Комплекс многозондового нейтронного каротажа за повільними, надтепловими і тепловими нейтронами / 35. наук. праць "Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики". – К., 2001. – С. 104–107.

Надійшла до редколегії 22.12.04

1. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика / Под. ред. О.Л.Кузнецова и А.Л.Поляченко. – М., 1990. 2. Методические указания по проведению нейтронного и гамма каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений / Р.Т.Хаматдинов, Ф.Х.Еникова, В.А.Велижанин и др. – Калинин, 1989.