

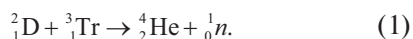
**ВИПРОБУВАННЯ МЕТОДУ ІМПУЛЬСНОГО
НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ
В МОДИФІКАЦІЇ ТЕМПОРАЛЬНОГО ЗОНДУВАННЯ
В КОМП'ЮТЕРНІЙ ТЕХНОЛОГІЇ “ГЕОПОШУК” НА МАТЕРІАЛІ
НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

© А.Є. Кулінкович, В.Д. Косаченко, К.В. Ліннік, 2008

Український державний геологорозвідувальний інститут, Київ, Україна

The paper offers the results of testing a new modification of the impulse neutron-neutron-logging – “the neutron temporal sounding”. This modification is realized with the help of the “Geoposhuk” computer technology.

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) – метод геофізичних досліджень бурових свердловин, який широко використовують на нафтогазових родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), є одним із небагатьох, якщо не єдиним, прикладом мирного використання термоядерної енергії. Метод ІННК розроблений російськими вченими (Г.Н. Флеров, Б.Б. Лапук, Ю.С. Шимелевич та ін.) наприкінці 1950-х років [1, 2]. В Україні цей метод використовують починаючи з 1960-х років [3]. Суть його полягає в такому. У свердловинному генераторі іони дейтерію розганяються електричним прискорювачем і бомбардують тритієву мішень, в результаті чого відбувається реакція ядерного синтезу з утворенням ядра гелію та високоенергетичного нейтрона:



Нейтрони, які не мають електричного заряду, вільно розсіюються у гірських породах, що оточують свердловину, і поступово втрачають свою енергію в результаті зіткнення з ядрами гірських порід, доки не досягнуть порогу теплової енергії. Так звані теплові нейтрони під час зіткнення з ядрами хімічних елементів, що складають гірську породу, можуть як втрачати енергію, так і набувати її. Важливою особливістю теплових нейтронів є більш-менш висока ймовірність їх захоплення (поглинання) ядрами елементів гірської породи. Ця ймовірність визначається мікроперерізом σ_i захоплення теплових нейтронів ядром хімічного елемента. Ядра різних хімічних елементів характеризуються різною величиною мікроперерізу захоплення. Аномально високий мікропереріз захоплення теплових нейтронів мають ядра хлору. Величину мікроперерізу захоплення вимірюють у барнах – одиницях, що мають розмірність м^2 ($1 \text{ б} = 10^{-28} \text{ м}^2$). Гірська порода характеризується макроперерізом захоплення $\Sigma_{\text{пор}}$.

Макропереріз $\Sigma_{\text{пор}}$ – це щільність мікроперерізів захоплення атомів, що складають гірську породу, тобто сума \sum_i всіх мікроперерізів ядер, що складають гірську породу, поділена на об'єм гірської породи V :

$$\Sigma_{\text{пор}} = \frac{\sum_i \sigma_i}{V}, \quad (2)$$

де \sum_i – сумування мікроперерізів усіх атомів у певному об'ємі. Розмірність макроперерізу – м^{-1} .

Щільність теплових нейтронів у гірській породі, створена свердловинним генератором, зменшується тим швидше, чим більший макропереріз захоплення $\Sigma_{\text{пор}}$ певної гірської породи. Важливою характеристикою гірської породи, що визначає швидкість зменшення щільності теплових нейтронів, є декремент затухання $\Lambda_{\text{п}}$ гірської породи, який пов'язаний з $\Sigma_{\text{пор}}$ співвідношенням

$$\Lambda_{\text{п}} = \Sigma_{\text{пор}} \cdot v_{\text{тн}}, \quad (3)$$

де $v_{\text{тн}}$ – швидкість теплових нейтронів у породі, що є сталою величиною ($\approx 2200 \text{ м/с}$ при $t = 20^\circ \text{C}$)

Таким чином, відповідно до співвідношення (3) декремент затухання теплових нейтронів прямо пропорційний макроперерізу гірської породи. Розмірність декременту затухання – $1/\text{с}$ (як правило, його вимірюють в обернених мілісекундах). Дуже часто для характеристики швидкості зменшення щільності теплових нейтронів використовують час життя теплових нейтронів τ , який є оберненим до декременту затухання $\Lambda_{\text{пор}}$:

$$\tau_{\text{п}} = \frac{1000}{\Lambda}. \quad (4)$$

Якщо використовують формулу (4) і декремент затухання теплових нейтронів виражають в обернених мілісекундах (10^{-3} с), то час життя виражають у мікросекундах (10^{-6} с).

В УкрДГРІ розроблено нову модифікацію ІННК – темпоральне зондування [1–9]. В її основі – мультиплікативна (логарифмічна) модель сигналу ІННК

$$\frac{d \ln J(t, L, z)}{dt} = \Lambda(z), \quad (5)$$

де J – щільність вимірюваних теплових нейтронів; t – час затримки (час від моменту генерації нейтронного імпульсу до моменту виміру); L – довжина зонда; z – глибина по осі свердловини.

Безпосередньо в процесі свердловинних досліджень на кожній глибині z вимірюють вектор щільності теплових нейтронів

$$\mathbf{J}(t_1), \mathbf{J}(t_2), \dots, \mathbf{J}(t_n). \quad (6)$$

Методика темпорального зондування передбачає перетворення вектора (6) в неперервну функцію від часу, яка логарифмують та диференціюють. Це дає змогу отримати вектор декременту затухання теплових нейтронів

$$\lambda(t_1), \lambda(t_2), \dots, \lambda(t_m). \quad (7)$$

Вектор (7) і є кривою темпорального зондування, тобто крива зміни уявного декременту затухання від часу затримки.

У складних випадках, коли, наприклад, потрібно виділити “зону облямування”, утворену в продуктивному пласті, будують всю криву темпорального зондування $\Lambda_n(t)$ для певного пласта. Ця процедура досить громіздка. Оскільки подібні пласти в багатьох розрізах трапляються порівняно рідко, зручнішим є “метод трьох кривих” (передбачає обчислення для кожного значення глибини по осі свердловини осередненого значення λ_n для трьох інтервалів кривої темпорального зондування: для “ближньої зони” (затримки 5–11), “середньої” (затримки 12–18) і “дальньої зони” (затримки 19–25)). Кожному часовому інтервалу від генерації нейтронного імпульсу до заміру щільності нейтронів відповідає певна затримка (табл. 1).

Метод “трьох кривих” декременту затухання реалізовано в комп’ютерній технології “Геопшук” [10, 11]. Для визначення колекторських властивостей перетнутих свердловиною гірських порід використовують так звані петрофізичні моделі, в основі яких лежить формула (2). Гірську породу, яка займає об’єм V , зокрема продуктивний колектор, можна розглядати як сукупність більш-менш однорідних за нейтронними властивостями об’ємів:

- об’єм, зайнятий мінеральним скелетом $V_{ск}$;
- об’єм, зайнятий глинистою фракцією $V_{гл}$;

- об’єм, зайнятий порами, що заповнені мінералізованою водою $V_{в}$;
- об’єм, зайнятий порами, що заповнені продукцією – нафтою $V_{н}$ або газом $V_{г}$.

Якщо обмежитись випадком, коли в порах колектору – або нафта, або газ, можна записати

$$V = V_{ск} + V_{гл} + V_{в} + V_{н} \quad (8)$$

або

$$V = V_{ск} + V_{гл} + V_{в} + V_{г}. \quad (9)$$

Увівши, відповідно, коефіцієнт мінерального скелета породи $K_{ск}$, глинистості $K_{гл}$, водонасиченості $K_{вод}$, нафтонасиченості $K_{нафт}$, газонасиченості $K_{газ}$, де

$$K_{ск} = \frac{V_{ск}}{V}; K_{гл} = \frac{V_{гл}}{V}; K_{вод} = \frac{V_{в}}{V}; K_{нафт} = \frac{V_{н}}{V}; K_{газ} = \frac{V_{г}}{V},$$

можна переписати формули (8) та (9) у вигляді

$$K_{ск} + K_{гл} + K_{вод} + K_{нафт} = 1 \quad (10)$$

та

$$K_{ск} + K_{гл} + K_{вод} + K_{газ} = 1. \quad (11)$$

Інколи зручно виділяти як окремий об’єм пори колектору. Тоді мова йде про коефіцієнт пористості

$$K_{п} = K_{вод} + K_{нафт} \quad (12)$$

або

$$K_{п} = K_{вод} + K_{газ}. \quad (13)$$

У цьому випадку можна говорити про відносний коефіцієнт водонасиченості

$$K_{в} = \frac{K_{вод}}{K_{п}}, \quad (14)$$

нафтонасиченості

$$K_{н} = \frac{K_{нафт}}{K_{п}} \quad (15)$$

та газонасиченості

$$K_{г} = \frac{K_{газ}}{K_{п}}. \quad (16)$$

З формул (2), (8) та (9) випливає, що макропереріз захоплення теплових нейтронів гірської породи $\Sigma_{пор}$ пов’язаний з макроперерізом захоплення об’ємів породи, що її складають, співвідношеннями

$$\Sigma_{пор} \cdot V = \Sigma_{ск} \cdot V_{ск} + \Sigma_{гл} \cdot V_{гл} + \Sigma_{в} \cdot V_{вод} + \Sigma_{н} \cdot V_{нафт}, \quad (17)$$

Таблиця 1. Відповідність часового інтервалу і номеру затримки

Номер затримки	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затримка, мкс	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950
Номер затримки	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Затримка, мкс	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	

$$\Sigma_{\text{пор}} \cdot V = \Sigma_{\text{ск}} \cdot V_{\text{ск}} + \Sigma_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в}} \cdot V_{\text{вод}} + \Sigma_{\text{г}} \cdot V_{\text{газ}}, \quad (18)$$

і, відповідно,

$$\Sigma_{\text{пор}} = \Sigma_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \Sigma_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в}} \cdot K_{\text{вод}} + \Sigma_{\text{н}} \cdot K_{\text{нафт}}, \quad (19)$$

$$\Sigma_{\text{пор}} = \Sigma_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \Sigma_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в}} \cdot K_{\text{вод}} + \Sigma_{\text{г}} \cdot K_{\text{газ}}, \quad (20)$$

де $\Sigma_{\text{ск}}$, $\Sigma_{\text{гл}}$, $\Sigma_{\text{в}}$, $\Sigma_{\text{н}}$, $\Sigma_{\text{г}}$ – мікропереріз захоплення відповідно в скелеті гірської породи, в її глинистій фракції, в порах, заповнених мінералізованою водою, нафтою та газом.

Використавши формулу (3), отримаємо із співвідношень (19) та (20) рівність для значень декременту затухання:

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \lambda_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \lambda_{\text{в}} \cdot K_{\text{вод}} + \lambda_{\text{н}} \cdot K_{\text{нафт}}, \quad (21)$$

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \lambda_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \lambda_{\text{в}} \cdot K_{\text{вод}} + \lambda_{\text{г}} \cdot K_{\text{газ}}, \quad (22)$$

або, врахувавши (14)–(16):

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \lambda_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}(\lambda_{\text{в}} \cdot K_{\text{в}} + \lambda_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}}), \quad (23)$$

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{ск}} \cdot K_{\text{ск}} + \lambda_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}(\lambda_{\text{в}} \cdot K_{\text{в}} + \lambda_{\text{г}} \cdot K_{\text{г}}), \quad (24)$$

Із співвідношень (10)–(13) випливає:

$$K_{\text{ск}} = 1 - K_{\text{гл}} - K_{\text{п}}. \quad (25)$$

Оскільки $K_{\text{в}} + K_{\text{н}} = 1$ або $K_{\text{в}} + K_{\text{г}} = 1$, то $K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{н}}$ або $K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{г}}$.

Таким чином, одержуємо вираз для визначення коефіцієнта нафто- або газонасиченості:

$$K_{\text{н}} = \frac{\lambda_{\text{ск}}(1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}) + \lambda_{\text{гл}}K_{\text{гл}} + \lambda_{\text{в}}K_{\text{п}} - \lambda_{\text{п}}}{(\lambda_{\text{в}} - \lambda_{\text{н}})K_{\text{п}}}, \quad (26)$$

$$K_{\text{г}} = \frac{\lambda_{\text{ск}}(1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}) + \lambda_{\text{гл}}K_{\text{гл}} + \lambda_{\text{в}}K_{\text{п}} - \lambda_{\text{п}}}{(\lambda_{\text{в}} - \lambda_{\text{г}})K_{\text{п}}}. \quad (27)$$

Якщо коефіцієнт глинистості $K_{\text{гл}}$ невеликий, зручно ввести поняття декременту затухання в матриці породи $\lambda_{\text{м}}$, розуміючи під матрицею гірської породи сумарний об'єм, зайнятий її мінеральним скелетом та глинистою фракцією. У такому випадку $\lambda_{\text{м}}$ описуємо виразом

$$\lambda_{\text{м}} = \frac{\lambda_{\text{ск}}K_{\text{ск}} + \lambda_{\text{гл}}K_{\text{гл}}}{K_{\text{ск}} + K_{\text{гл}}} \quad (28)$$

або, оскільки $K_{\text{ск}} + K_{\text{гл}} = K_{\text{м}}$, співвідношення (28) можна переписати у вигляді

$$\lambda_{\text{м}} = \lambda_{\text{ск}} \left(1 - \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{м}}}\right) + \lambda_{\text{гл}} \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{м}}}. \quad (29)$$

Інколи зручно ввести поняття декременту затухання флюїду $\lambda_{\text{фл}}$, що насичує пори гірської породи:

$$\lambda_{\text{фл}} = \frac{\lambda_{\text{в}}K_{\text{в}} + \lambda_{\text{н}}K_{\text{н}}}{K_{\text{п}}} \quad (30)$$

та

$$\lambda_{\text{фл}} = \frac{\lambda_{\text{в}}K_{\text{в}} + \lambda_{\text{г}}K_{\text{г}}}{K_{\text{п}}}. \quad (31)$$

За використання формул (28)–(31) нейтронні петрофізичні моделі породи спрощуються:

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{м}}K_{\text{м}} + \lambda_{\text{фл}}K_{\text{п}}, \quad (32)$$

де $K_{\text{м}} = K_{\text{ск}} + K_{\text{гл}}$.

Під час кількісної інтерпретації даних ІННК важливою процедурою є “настроювання” нейтронних петрофізичних моделей, тобто уточнення значень декрементів затухання в мінеральному скелеті гірської породи, в глинистій фракції, в матриці, в порах гірської породи, зайнятих пластовою водою та продукцією. Первинне настроювання проводять на основі “еталонної” інформації – даних кількісної інтерпретації, проведеної в ЕГДС за матеріалами геофізичних досліджень в необсаджених свердловинах (методи КО, ПС, БК, ІК, ГК, НГК, АК), тобто визначення коефіцієнтів пористості, глинистості, відносної нафто- та газонасиченості. Значення декременту затухання в пластовій воді визначають за даними її мінералізації. Значення декременту затухання в скелеті та глинистій фракції гірської породи, а також в нафті або газі беруть з літературних джерел, а потім уточнюють у процесі кількісної інтерпретації даних ІННК.

Приклади “настроювання” нейтронних петрофізичних моделей, якісної та кількісної інтерпретації ІННК показано на рис. 1–3, табл. 2.

Декремент затухання в пластовій воді $\lambda_{\text{в}}$ для усіх пластів-колекторів певного горизонту дорівнює $23,0 \text{ мс}^{-1}$, що відповідає мінералізації приблизно 240 г/л , а декремент затухання в нафті $\lambda_{\text{н}}$ становить $3,8 \text{ мс}^{-1}$. Пласти 3, 4 літологічно представлені “чистими” пісковиками, декремент затухання теплових нейтронів у матриці цих порід дорівнює $1,0 \text{ мс}^{-1}$, що майже відповідає “класичному” значенню [12]. Пласт 1 літологічно представлений алевролітом з пористістю $10,4$, декремент затухання в матриці дорівнює $2,0 \text{ мс}^{-1}$. Використавши формулу (29) і взявши до уваги,

Таблиця 2. Настроювання нейтронних петрофізичних моделей для продуктивних пластів-колекторів горизонту 2а св. 74 Сахалінського родовища (ДДЗ)

Номер пласта	Інтервал глибин, м	Літологія	$\lambda_{\text{м}}, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{\text{в}}, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{\text{н}}, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{\text{п}}, \text{мс}^{-1}$	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{нр}}$
1	3485,0–3487,0	Алевроліт	2,0	23	3,8	3,1	10,4	54
2	3489,0–3491,0	Пісковик глинистий	1,8	23	3,8	3,0	12,3	60
3	3493,0–3501,6	Пісковик	1,0	23	3,8	2,1	18,0	83
4	3504,6–3508,0	”	1,0	23	3,8	2,3	18,0	77

Таблиця 3. Настроювання нейтронних петрофізичних моделей для продуктивних пластів-колекторів – пісковиків горизонту В-18 св. 116 Матлахівського родовища

Номер пласта	Інтервал глибин, м	$\lambda_m, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_b, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{г1}, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{г2}, \text{мс}^{-1}$	$K_{п1}$	$K_{пг}$
1	3447,2–3452,4	1,4	24	4,75	2,9	19	76
2	3452,4–3455,6	1,4	24	4,75	2,6	19	85
3	3455,6–3458,4	1,4	24	4,75	3,1	19	71
4	3458,4–3461,2	1,4	24	4,75	5,1	17	4
5	3470,8–3472,4	1,8	24	4,75	3,2	9,5	39

Таблиця 4. Настроювання нейтронних петрофізичних моделей для продуктивних пластів-колекторів – пісковиків горизонту В-17 св. 46 Матлахівського родовища

Номер пласта	Інтервал глибин, м	$\lambda_m, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_b, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{г1}, \text{мс}^{-1}$	$\lambda_{г2}, \text{мс}^{-1}$	$K_{п1}$	$K_{пг}$
1	3370,4–3381,2	3,4	23	3,3	4,2	9,0	54
2	3381,2–3390,4	1,3	23	3,3	2,4	17	77
3	3390,4–3404,0	2,0	23	3,3	5,5	19	13
4	3404,0–3407,2	2,0	23	3,3	5,8	19	5

що декремент затухання в глинах становить $6,0 \text{мс}^{-1}$, знаходимо коефіцієнт глинистості певного пласта: $K_{г1} = 20 \%$. Аналогічну процедури виконуємо для пласта 2, представленого пісковиком глинистим. Для нього $K_{г1} = 16 \%$.

На рис. 2 показано результати обробки даних ІННК в продуктивному горизонті В-18 св. 116 Матлахівського родовища. Для настроювання нейтронних петрофізичних моделей використано параметри, наведені в табл. 3. Декремент затухання теплових нейтронів у пластовій воді дорівнює 24мс^{-1} , що відповідає мінералізації 250г/л , декремент затухання в нафті – $4,75 \text{мс}^{-1}$. Видно, що декремент затухання в матриці λ_m трохи перевищує “класичне” значення і становить $1,4 \text{мс}^{-1}$, а для пласта 5 – $1,8 \text{мс}^{-1}$. Це може засвідчувати, що продуктивні пісковики є не зовсім “чистими”, а характеризуються підвищеним вмістом глинистого матеріалу або боровмісних мінералів.

На рис. 3 зображено приклад зміни газоводяного контакту з часом в продуктивному горизонті В-17 св. 46 Матлахівського родовища. Оскільки між проведенням стандартного комплексу ГДС (електричний, акустичний та радіоактивний каротаж) та вимірами ІННК пройшло майже 17 років, то дуже ймовірно, що газ у пласті 3 змістився пластовою водою. Дані щодо настроювання нейтронних петрофізичних моделей наведено в табл. 4. Підвищені значення декрементів затухання в матрицях пластів-колекторів свідчать про те, що продуктивні пісковики не є “чистими”.

Отже, за даними темпорального зондування в методі ІННК можна вирішувати такі завдання:

- 1) на якісному рівні наочно проглянути увесь розріз; при цьому продуктивні пласти у варіанті зміни декременту затухання виділяються чіткими негативними аномаліями;
- 2) визначити або уточнити характер насичення порід-колекторів та кількісно оцінити коефіцієнт нафто- або газонасичення;

- 3) проводити моніторинг процесу видобутку вуглеводнів (виміри ІННК від різних дат дають змогу простежувати процес міграції вуглеводнів або заміщення їх мінералізованою водою);
- 4) виявляти водонафтовий або газоводний контакт та контролювати їх зміну.

1. Алексеев Ф.А., Ерозолімский Б.Г., Беспалов Д.Ф. и др. О результатах нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследований разреза скважин // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
2. Зайченко В.Ю. Страницы истории отечественного приборостроения в области геофизических исследований скважин (1917–1991 гг.). – Тверь: АИС, 2006. – 248 с.
3. Потоушанский А.А., Трум А.Д., Шнак П.Т. Применение импульсного нейтрон-нейтронного каротажа на месторождениях Украины / Геофизические исследования на Украине. – Киев, 1968. – С. 221–228.
4. Кулінкович А.Є. Геотаймерний аналіз геофізичних даних на прикладі палеозойських відкладів ДДЗ // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазових надр України. – Львів: УкрДГРІ, 1997–1998. – Т. 2. – С. 67–78.
5. Кулінкович А.Є. Відзеркалення трансресивно-регресивних змін на кривих темпорального зондування ІННК // Нафта і газ України. Матеріали 6-ї Міжнарод. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000 р. – Івано-Франківськ, 2000. – Т. 1. – 276 с.
6. Кулінкович А.Є., Алексащенко О.А. Індикація продуктивності пластів-колекторів за кривою темпорального зондування ІННК, яка фіксує “зону облямування” // Там само. – С. 349–350.
7. Кулінкович А.Є., Красножон М.Д., Алексащенко О.А., Книшман О.Ш. Технологія темпорального зондування в методі імпульсного каротажа // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 121–129.
8. Кулінкович А.Є., Полищук Е.А., Михалевский А.А. Система графического диалога при обработке данных ИННК // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 174–180.

9. *Кулінкович А.Є., Косаченко В.Д., Яковець К.Л.* Темпоральне зондування – нова модифікація імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та її реалізація в комп'ютерній технології “Геопошук” // 36. наук. праць УкрДГРІ. – К.: УкрДГРІ, 2008. – С. 110–120.
10. *Красножон М.Д., Косаченко В.Д., Тульчинский П.Г., Тульчинский В.Г.* Развитие технологии “Геопоиск” для изучения нефтегазовых и рудных месторождений // Каротажник. – Тверь: АИС, 2007. – № 2(155). – С. 50–67.
11. *Красножон М.Д., Косаченко В.Д.* Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології “Геопошук”. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.
12. *Кожевников Д.А.* Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловый геологии. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1982. – С. 144.

Надійшла до редакції 17.06.2008 р.

А.Є. Кулінкович, В.Д. Косаченко, К.В. Ліннік

ВИПРОБУВАННЯ МЕТОДУ ІМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ В МОДИФІКАЦІЇ ТЕМПОРАЛЬНОГО ЗОНДУВАННЯ В КОМП'ЮТЕРНІЙ ТЕХНОЛОГІЇ “ГЕОПОШУК” НА МАТЕРІАЛІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

У статті наведено результати випробування нової модифікації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу – “нейтронного темпорального зондування”. Ця модифікація реалізована в комп'ютерній технології “Геопошук”.

А.Е. Кулинкович, В.Д. Косаченко, Е.В. Линник

ОПРОБЫВАНИЕ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА В МОДИФИКАЦИИ ТЕМПОРАЛЬНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ “ГЕОПОИСК” НА МАТЕРИАЛЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

В статье приведены результаты опробования новой модификации импульсного нейтрон-нейтронного каротажа – “нейтронного темпорального зондирования”. Эта модификация реализована в компьютерной технологии “Геопоиск”.