

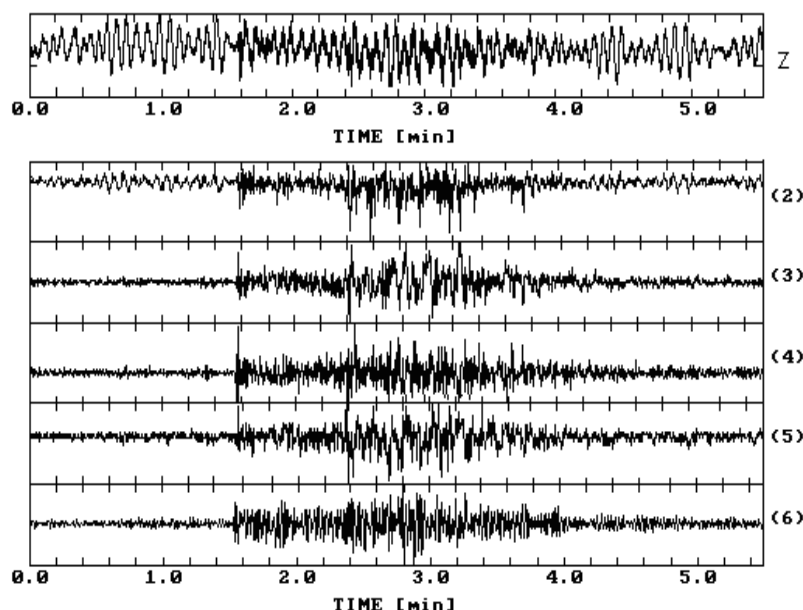


Рис.6. Виявлення сейсмічного сигналу на Z-компоненту запису на с/с "Сквира" з допомогою вікон тривалістю: 1) 0.5с, 2) 1с, 3) 2с, 4) 3с, 5) 4с при кроці по часі у 0.25 с.

Zhang H., C. Thurber, Ch. Rowe. Automatic P-wave Arrival Detection and Picking with Multiscale Wavelet Analysis for Single-Component Recording, BSSA, 93, No5, 2003, – P. 1904-1912. 2. Leonard M., Comparison of Manual and Automatic Onset Time-Picking, BSSA, 90, – P. 1384-1390. 3. Vidale J., Complex Polarization Analysis of Particle Motion, BSSA, 76, – P. 1384-1390. 4. Joswig M., Pattern recognition for earthquake detection, BSSA, 80, 1990, P.170-186. 5. Dai H., C. MakBeth, The Application of Back-Propagation Neural Network to Automatic Picking Seismic Arrivals from Single-Component Recording, J. Geoph. Res., 102, 1997, – P. 15105-15113. 6. Dovla F., S. R. Taylor, R. W. Anderson, Seismic Discrimination with Artificial Neural Networks: Preliminary Results with Regional Spectral Data, BSSA, 80, 1990, – P. 1346-1373. 7. Wang J., T. L. Teng, Artificial Neural Network-Based Seismic

Detector, BSSA, 85, 1995, – P. 308-319. 8. Tottinham, D.M., W.H.K. Lee, and J.A. Rogers, User manual for MDETECT.IASPEI Software Library, Vol 1, SSA, EL Cerrito, 1989, – P. 89-118. 9. Осоевский С. Нейронные сети для обработки информации: перевод с польского. – М.: Финансы и статистика, 2004. – С. 334. 10. Hykin S., Neural Networks. A comprehensive foundation, New York, N.Y., Macmillan, 1994, – P. 696. 11. Hornik K, Stinchcomb M, H. White, Multilayer Feedforward Networks are Universal Approximators, Neural Networks, 1989, 2, – P. 359-366. 12. Finke M., K.R. Muller, Estimating A-posteriori Probabilities Using Stochastic Network Models, //Proc. of the 1993 connections models summer school, Hillsdale, N-J: Lawrence Erlbaum Associates, 1994, – P. 323-331.

УДК 550.832.5

М.С. Бондаренко, асп.,
В.В. Кулик, канд. фіз.-мат. наук, пров. н. с.,
В.В. Кармазенко, голова правління,
Г.О. Кашуба, канд. геол. наук, гол. геолог,
Ю.О. Сніжко, асп.

ВИКОРИСТАННЯ УЗГОДЖЕНОГО КОМПЛЕКСУ НЕЙТРОННИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КОЛЕКТОРІВ

На основі виконаних досліджень показана можливість одночасного визначення пористості, характеру насичення і літології порід-колекторів новим комплексним багатозондовим приладом стаціонарного нейтронного каротажу з реєстрацією повільних і надтеплових нейтронів на узгоджених зондах.

On the basis of the performed investigations a possibility to determine porosity, type of saturation and lithology of reservoir with the help of the new complex multipasing tool for fit measuring of the count rate of slow and epithermal neutrons is presented.

Вступ. Підвищення інформативності та продуктивності каротажу, збільшення точності визначення петрофізичних параметрів колекторів нафти і газу залишається актуальною задачею.

Визначення пористості є першочерговою задачею геофізичних свердловинних досліджень (ГСД) колекторів. В Україні при визначенні пористості перевагу надають акустичному каротажу (АК) [1]. Залишається актуальною задача оцінки характеру насичення колекторів в розрізі нафтогазових свердловин (особливо обсаджених, в тому числі при ревізії свердловин старого фонду). При розв'язанні цієї задачі використовують електричні методи та імпульсні модифікації нейтронного каротажу [2, 3]. Визначення літології пластів – ще одна задача, важлива при дослідженні колекторів. Для її розв'язку, в тій чи іншій мірі, користуються комплексом виконаних в свердловині методів каротажу [2, 4].

Стаціонарний нейтронний каротаж (НК) на сучасному етапі розвитку ГСД добре зарекомендував себе як метод визначення пористості (разом з гамма-каротажем (ГК)) [2, 4, 5]. При сприятливих умовах НК використовується і для виділення газонасичених колекторів. Нами показана можливість застосування узгодженого комплексу НК для визначення нафтонасиченості колекторів (в тому числі через обсадку) [6, 7]. В даній статті продемонстрована можливість узгодженого комплексу НК одночасно виділяти колектори, визначати їх пористість, розрізняти газонасні пласти в умовах глибокого проникнення фільтрату бурового розчину (БР), оцінювати літологію пластів.

Нові ідеї і підходи щодо НК [8-12] знайшли втілення на київському заводі "Геофізприлад", де разом з ІГФ НАН України ведуться розробки багатозондових приладів нейтрон-нейтронного каротажу (ННК) нового типу з покращеними геофізичними характеристиками.

ками. Одним з результатів цих робіт є комплекс СНК-89 (діаметр приладу 89 мм), який складається з двох компонентів – 2ННКп (за повільними нейтронами) і 2ННКнт (за надтепловими нейтронами), та блоку ГК. Узгодженість зондів за довжиною і системами детектування дозволяє застосовувати спосіб двоканальної інтегральної нейтронної спектрометрії (ДІНС) [9, 10]. В способі ДІНС використовується різниця між показаннями відповідних зондів повільних і надтеплових нейтронів (кадмієва різниця D_{Cd}) для меншого (МЗ) і більшого (БЗ) зондів, тобто прилад СНК-89 має третій (віртуальний) двозондовий компонент – 2ННК D_{Cd} .

При визначенні пористості застосовується спосіб компенсованого нейтронного каротажу (КНК) [2] – в нашому випадку за повільними, надтепловими нейтронами і за кадмієвою різницею (КНКп, КНКнт і КНК D_{Cd}). Спосіб КНК полягає у використанні відношення показань двох зондів. Поєднання методів ДІНС і КНК, разом з ГК, дозволяє, при певних умовах, розв'язувати єдиним приладом перераховані вище задачі.

Деякі результати перших випробувань комплексу СНК-89 та їх аналіз наведено нижче. При аналізі використані результати інших методів ГСД – акустичного, електричних (БКЗ, БК, ПС і ін.), кавернометрії. Для порівняння приладів радіоактивного каротажу (РК) використано серійний прилад СРК (діаметром 89 мм) за тепловими (фактично за повільними) нейтронами.

Геофізичні характеристики нового комплексу СНК. Своїми перевагами прилад СНК-89 завдячує можливості застосування комплексу способів каротажу, а також поліпшеним геофізичним характеристикам. Деякі результати дослідження геофізичних характеристик приладу СНК-89 представлені на рис. 1, 2 і в табл. 1.

1) Оцінка величини відносного збільшення радіусу зони дослідження (глибинності, l) СНКп (порівняно з серійним приладом СРК) показана на рис. 1. Розрахункова залежність δl від пористості, отримана з залученням експериментальних даних, показує істотний приріст l для нового приладу в реальному інтервалі значень пористості.

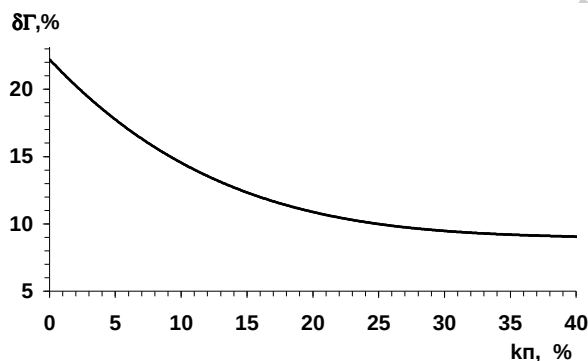


Рис. 1. Оцінка відносного збільшення глибинності дослідження δl модуля СНКп (порівняно з СРК)

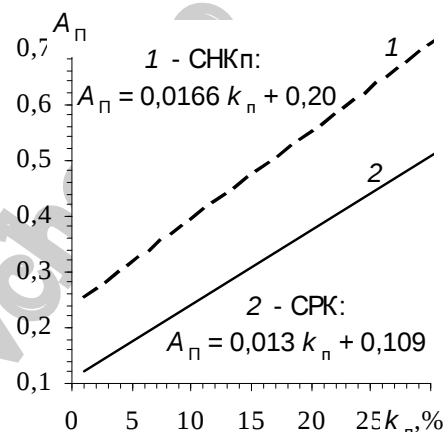


Рис. 2. Орієнтовна залежність параметра A_p від k_p в необсадженої свердловині для модуля СНКп (порівняно з СРК)

2) Швидкість лічби нейтронів (показання) на більшому зонді (БЗ) модуля СНКп значно вища, ніж у серійного приладу СРК, а статистична похибка – відповідно менша.

Це видно із табл. 1, з якої випливає, що відношення середніх по розрізу показань на БЗ СНКп до аналогічних показань СРК в необсадженої частині свердловини (НС) Пн.-Коробочкінська, №3 становить 1,8; в обсадженої частині цієї ж свердловини (ОС) – 3,2.

Таблиця 1. Середні показання [імп/хв] приладів 2ННК; потужність джерела $Q \approx 1 \times 10^7$ н/с

	СРК		СНКп		СНКнт		СНК D_{Cd}	
	МЗ	БЗ	МЗ	БЗ	МЗ	БЗ	МЗ	БЗ
Свердловина Пн.-Коробочкінська №3, НС, $d_{ном} = 190$ мм								
Середні по розрізу 2250-2460 м	47590	3719	119954	6766	13019	2610	106935	4156
Низькопористий пласт (вапняк $k_p \approx 1\%$)	73208	10506	159394	15476	19047	5630	140347	9846
Пласт-колектор (пісковик, $k_p \approx 15\%$)	52593	3901	130313	7035	13334	2504	116979	4531
Свердловина Пн.-Коробочкінська №3, ОС, $d_{ном} = 300$ мм, $d_{кол} = 219$ мм								
Середні по розрізу 1206-1300 м	25905	995	77497	3168	8937	1493	68560	1675
Свердловина Юліївська №74, ОС, $d_{ном} = 216$ мм, $d_{кол} = 168$ мм								
Середні по розрізу 2560-3640 м	—	—	76270	4255	11237	1870	65033	2385
Низькопористий пласт (вапняк $k_p \approx 1\%$)	—	—	109135	11308	18595	5032	90540	6276
Пласт-колектор (пісковик $k_p \approx 14\%$)	—	—	88473	6033	14042	2517	74431	3516

$d_{ном}$ – номінальний діаметр свердловини; $d_{кол}$ – діаметр обсадної колони; — – немає даних

Середня статистична похибка вимірювань при цьому для СНКп менша, ніж для СРК: в НС – у 1,35 раз, в ОС – у 1,78 раз.

Швидкість лічби надтеплових нейтронів на БЗ СНКп в НС і ОС і показання за кадмієвою різницею DCd порівнянні з СРК (див. табл. 1).

3) Чутливість СНКп до пористості вища порівняно з СРК.

При визначенні пористості використовується параметр інтерпретації А (спосіб КНК) – відношення показань МЗ до БЗ, виражених в "водяних" одиницях (в.о.):

$$A = K_B \frac{I_1}{I_2} \quad K_B = \frac{I_2^{вода}}{I_1^{вода}} \quad (1)$$

де K_B – метрологічна константа ("водяний" коефіцієнт)

приладу; I_1, I_2 – швидкість лічби нейтронів на МЗ і БЗ

у розрізі свердловини; $I_1^{вода}, I_2^{вода}$ – відповідні показання у баку з водою ("водяні" одиниці). Параметр А може бути визначений для повільних, надтеплових нейтронів і кадмієвої різниці.

На рис.2 показана залежність параметра АП за повільними нейтронами від водонасиченої пористості k_p . Із приведених на рис. 2 формул слідує, що чутливість АП до k_p (визначається коефіцієнтом при k_p) для модуля СНКп вища на ~25%.

4) Відхилення нового приладу від стінки свердловини ("standoff") вносить меншу, ніж для СРК, похибку в величину пористості, визначену за відповідною градуальною залежністю.

Покращення геофізичних характеристик приладу дозволяє: 1) за рахунок збільшеної глибини – зменшити вплив свердловинних факторів і більшою мірою охоплювати та досліджувати непорушену свердловиною частину пласта; 2) завдяки вищій швидкості лічби – зменшити статистичні похибки (або збільшити швидкість каротажу без збільшення похибки вимірювань); 3) в результаті підвищення чутливості до пористості та покращення всіх характеристик – збільшити точність визначення шуканих параметрів.

Оцінка літології та виділення колекторів в необсаджений свердловині. Можливості узгодженого комплексу досліджено в одній з газових свердловин ДДЗ.

В необсаджений свердловині (НС) (dсв=190 мм, інтервал 2255,0–2466,5 м) за даними стандартного комплексу ГСД було виділено ряд пластів-колекторів пісковика: газонасні пласти пористістю $k_p = 17,5 - 19\%$ з коефіцієнтом газонасиченості $0,75 - 0,82$, і водонасні з $k_p = 15 - 21\%$. Пласти пісковика характеризуються низькою глинистістю та значною зоною проникнення (діаметр $d_{3П} \approx 1,6$ м) слабкомінералізованого (~3 г/л) фільтрату бурового розчину (БР). Крім пісковика, виділено водонасичені пласти алевроліту з $k_p \approx 9 - 10\%$, а також щільні та низькопористі пласти вапняку.

Рис. 3 ілюструє результати "поточкових" (з кроком 0,2 м, швидкість каротажу $V_k = 200$ м/г) вимірювань серійним приладом СРК (рис. 3а) та новим комплексом СНК-89 (рис. 3б, 3в) у вказаному інтервалі розрізу НС.

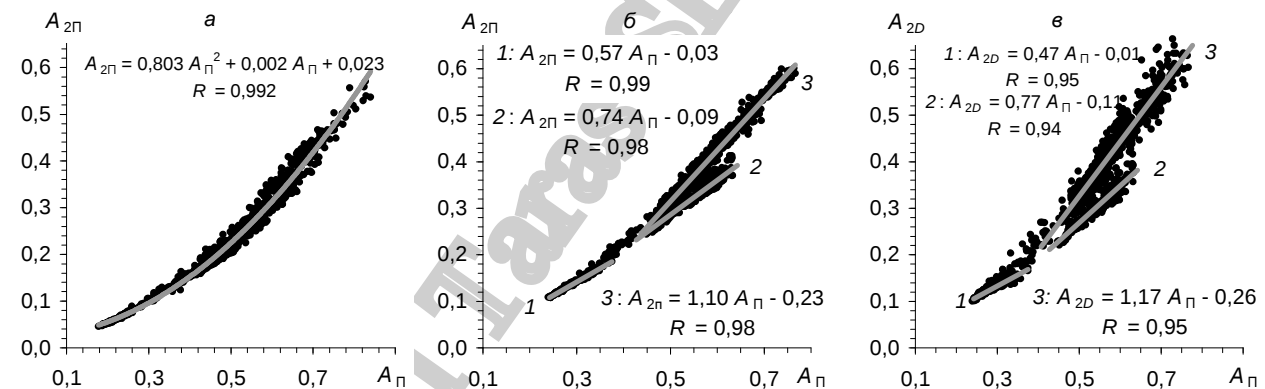


Рис. 3. Порівняння результатів свердловинних вимірювань двома приладами: а – СРК; б, в – СНК-89 1 – щільні та низькопористі породи, 2 – пісковики-колектори, 3 – глинисті породи;

Дані свердловинних вимірювань приладами СРК і СНК-89 представлено на рис. 3а, 3б у вигляді кросплоту $A_{2П} \leftrightarrow A_{П}$; і на рис. 3в у вигляді кросплоту $A_{2D} \leftrightarrow A_{П}$; де $A_{2П}$ – обернені показання на БЗ (індекс 2) за повільними нейтронами відповідного приладу:

$$A_{2П} = \frac{I_2^{вода}}{I_2} \quad (2)$$

A_{2D} – обернені показання на БЗ за кадмієвою різницею DCd [8], виражені у відповідних в.о.:

$$A_{2D} = \frac{D_{Cd2}^{вода}}{D_{Cd2}} \quad D_{Cd2} = I_2 - I_{2HT} \quad (3)$$

Тут I_2 – швидкість лічби повільних нейтронів на БЗ, яка реєструється за допомогою відкритого (тобто без фільтра, що поглинає теплові нейтрони) He3-детектора; I_{2HT} –

швидкість лічби надтеплових нейтронів на БЗ, яка реєструється за допомогою такого ж He3-детектора, але оточеного кадмієвим фільтром.

Пористість (вміст водню) на кросплотах рис. 3 збільшується зліва направо-вгору.

Зі співставлення кросплотів (а) і (б)-(в) та відповідних регресій видно, що комплекс СНК-89:

- виділяє колектори-пісковики, відділяючи їх від глинистих порід розщепленням кросплоту (див. б, в) на дві гілки (на відміну від серійного приладу, для якого весь кросплот (а) можна описати єдиною нелінійною регресією);

- більш чітко відображає щільні та низькопористі породи;

- використання параметру A_{2D} (рис. 3в) дозволяє (порівн. 3б і 3в) краще розрізняти колектори-пісковики і глинисті породи та чіткіше відображати щільні і низькопористі породи.

Відділення пластів-колекторів (пісковик) від глинистих порід можна пояснити наявністю в колекторах значної зони проникнення, в межах якої високомінералізований флюїд чи газ замістилися прісним фільтратом БР. У випадку газонасних колекторів також грає роль залишкова газонасиченість в межах зони проникнення. При цьому в колекторах (порівняно з непроникними водонасиченими глинистими породами) за рахунок зменшення поглинання зростає швидкість лічби повільних нейтронів і, ще більше, кадімєва різниця.

Оцінка коефіцієнта об'ємної глинистості в умовах обсадженої свердловини

Наявність в осадових породах глинистих мінералів, що містять хімічно зв'язану воду, веде до завищення величини пористості, визначеної нейтронними методами. Тому врахування водневмісту глинистого матеріалу є однією з основних задач при інтерпретації даних нейтронного каротажу. Для розв'язання цієї задачі використовують інтегральний ГК, від показань якого переходять до коефіцієнта об'ємної глинистості $k_{гн}$, при умові, що природна радіоактивність обумовлена наявністю K^{40} в глинах відомого мінерального складу. Для зменшення впливу на ГК більшості завод при визначенні $k_{гн}$ використовують подвійний різнице-вий параметр $\Delta I\gamma$ [4].

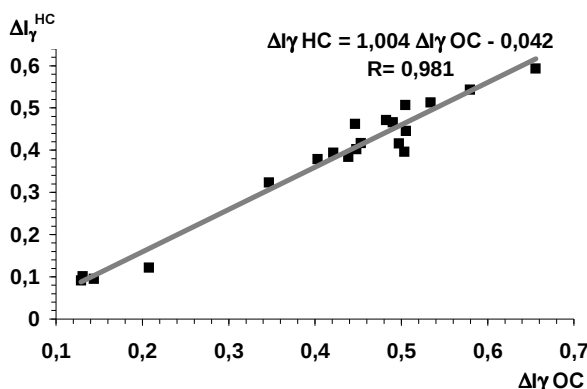


Рис. 4. Співставлення подвійного різницевого параметру гамма-каротажу в необсадженої та обсадженої свердловині

В одній з нафтогазових свердловин північно-східної частини ДДЗ було проведено ГК спочатку в НС, а потім в ОС на тому ж самому інтервалі (2539,1 – 3259,5 м). Для обох випадків, використано одні і ті ж опорні пласти глини та щільного вапняку. Значення для НС: $I_{\gamma}^{\max} = 24,5$ мкР/г, $I_{\gamma}^{\min} = 2,0$ мкР/г; для ОС: $I_{\gamma}^{\max} = 11,0$ мкР/г, $I_{\gamma}^{\min} = 1,5$ мкР/г. За комплексом ГСД виділено 20 пластів. Для виділених пластів побудовано кросплат $\Delta I\gamma^{\text{НС}} \leftrightarrow \Delta I\gamma^{\text{ОС}}$ (рис. 4). Зв'язок між $\Delta I\gamma^{\text{ОС}}$ і $\Delta I\gamma^{\text{НС}}$ описується рівнянням регресії: $\Delta I\gamma^{\text{НС}} \approx \Delta I\gamma^{\text{ОС}}$. Таким чином, практично, подвійні різницеві параметри в НС і ОС співпадають.

Отже, з приведенного прикладу видно, що подвійний різнице-вий параметр $\Delta I\gamma$ практично нівелює вплив обсадки на показання ГК, що дозволяє користуватись однією залежністю $\Delta I\gamma$ від $k_{гн}$ для НС і ОС.

Визначення пористості порід-колекторів серійним і новим приладом РК в необсадженої і обсадженої свердловинах

Потенційні можливості нового приладу РК при визначенні пористості було досліджено в умовах НС і ОС східної частини ДДЗ. Отримані за допомогою приладів РК

(2ННКп+ГК) значення $k_n^{\text{ПК}}$ співставлені (рис. 5) з результатами визначення пористості $k_n^{\text{АК}}$ за допомогою АК.

У випадку НС пористість $k_n^{\text{ПК}}$ визначена приладом СНК-89 (рис. 5а, крива 1) за допомогою залежності, представленої на рис. 2 (крива 1), з урахуванням глинистості. Для порівняння, те ж саме зроблено для приладу СРК (рис. 5а, крива 2) за допомогою стандартної градуальної залежності [5] (див. рис. 2, крива 2). З наведених рівнянь регресії видно, що для нового приладу відповідність $k_n^{\text{ПК}}$ і $k_n^{\text{АК}}$ краща. Прилад СРК (порівняно і з АК і з СНК-89) дає регулярне завищення пористості (приблизно на 3%). Це підтверджує висновок [13] про "существенное систематическое завышение водородсодержания, регистрируемого российскими приборами НК вне зависимости от их аппаратных модификаций". Автор [13] пояснює це меншою глибиною російських приладів НК і як наслідок значним впливом ближньої зони свердловини на показання цих приладів. Ці висновки цілком підтверджуються вищенаведеними результатами (див. також пункт про геофізичні характеристики приладів РК).

В ОС (рис. 5б) значення $k_n^{\text{ПК}}$ для приладу СНК-89 в більшості випадків відповідають значенням $k_n^{\text{АК}}$, також отриманим через обсадку (див. рівняння регресії). Невідповідність значень $k_n^{\text{ПК}}$ і $k_n^{\text{АК}}$ спостерігається для частини не наведених тут високоглинистих алевролітів. Пояснення цих розбіжностей для глинистих порід вимагає додаткових досліджень.

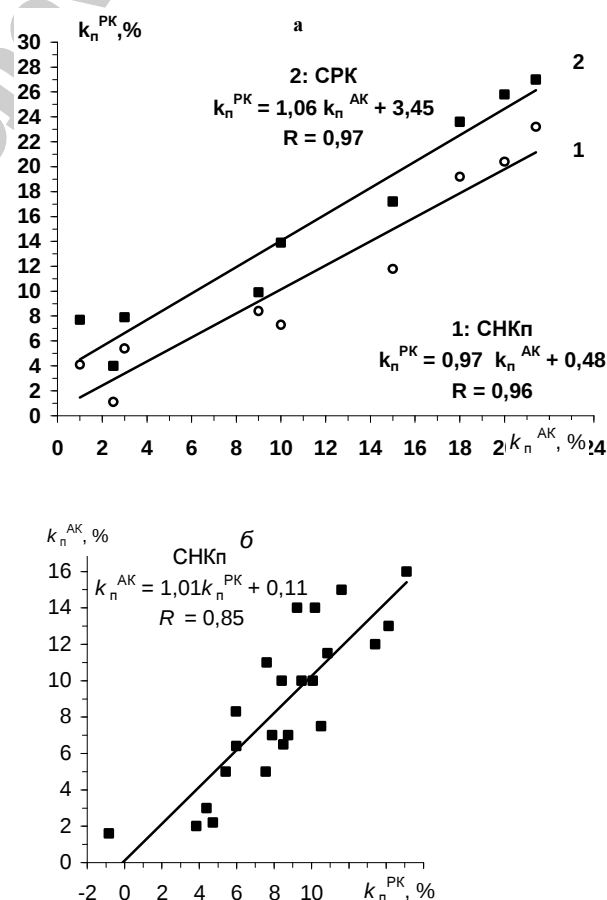


Рис. 5. Приклад співставлення пористості визначеної акустичним $k_n^{\text{АК}}$ та радіоактивним каротажем $k_n^{\text{ПК}}$ в необсадженої (а) та обсадженої (б) свердловинах при глибокому (до 8 діаметрів свердловини) проникненні фільтрату бурового розчину

Проведені дослідження з визначення пористості показали, що:

1) розроблені елементи методики інтерпретації показань нового приладу дозволяють кількісно оцінювати (з більшою ніж СРК точністю) загальну пористість колекторів в обсаджених і необсаджених свердловинах;

2) методи РК і АК визначення пористості, маючи різні фізичні основи, доповнюють один одного і в комплексі підвищують інформативність та достовірність каротажу.

Можливості узгодженого комплексу стаціонарних нейтронних методів при виділенні газонасичених колекторів в необсаджених і обсаджених свердловинах

Виділення газонасичених колекторів – ще одна задача, для якої також може бути ефективним застосування узгодженого комплексу стаціонарних нейтронних методів. В нашому випадку розв'язання задачі ускладнено наявністю в НС і ОС глибокої зони проникнення ($d_{3П} \approx 8d_{НОМ}$) слабкомінералізованого фільтрату БР як в водоносні так і газонасні пласти-колектори.

Рис. 6 побудовано за даними вимірювань в НС, рис. 7 – в ОС. На рисунках показана залежність "попластових" параметрів B_{2D} – обернена величина (3) і B_2 – обернена величина (2), відповідно, від пористості, яка визначена цим же приладом СНК-89.

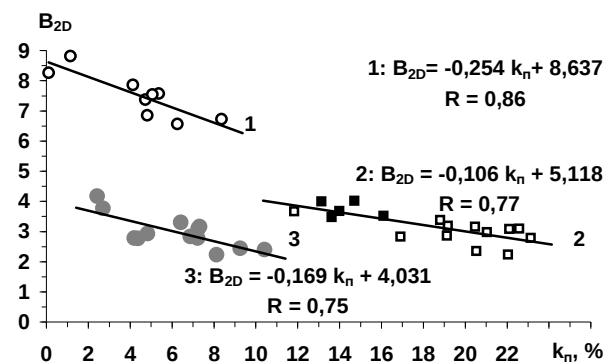


Рис. 6. Виділення газо- (■) та водоносних (□) пластів пісковику в необсадженій свердловині.
1, 2, 3 – див. рис. 3

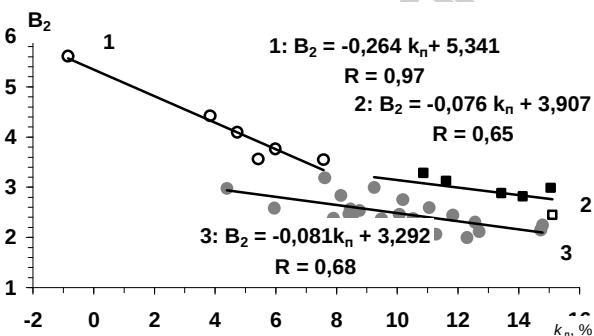


Рис. 7. Виділення газо- (■) та водоносних (□) пластів пісковику в обсадженій свердловині.
1, 2, 3 – див. рис. 3

Із рисунків видно, що пласти-колектори (пісковики) відділені від ущільнених і глинистих порід, а газонасні колектори, в свою чергу, відокремлені від водоносних колекторів.

Виділення газонасичених колекторів за наявності зони проникнення фільтрату БР можна пояснити наявністю в межах цієї зони залишкової газонасиченості (яка зазвичай становить ~ 20%). Це, з одного боку, збіль-

шує швидкість лічби повільних нейтронів і кадмієву різницю; з іншого, при використанні для газонасичених пластів у якості інтерпретаційної "водонасиченої" залежності (див. рис. 2), занижує їх істинну пористість.

Отже прилад СНК-89 дає можливість розділити пласти досліджуваного інтервалу свердловини на колектори і неколектори, а також оцінити характер насичення перших навіть за умови глибокого проникнення фільтрату БР.

Висновки. Проведені дослідження показали, що новий прилад порівняно з серійною апаратурою СРК:

1) має кращі геофізичні характеристики порівняно з серійним з такими ж геометричними параметрами (діаметр, довжина зондів);

2) дозволяє відділяти пласти-колектори від глинистих порід;

3) підвищує точність визначення пористості як у відкритому стволі так і в обсаджених свердловинах;

4) дозволяє, при певних умовах, оцінювати характер насичення колекторів як в необсаджених, так і в обсаджених свердловинах.

В цілому, єдиним приладом (з поліпшеними геофізичними характеристиками) реалізується кілька модифікацій стаціонарного нейтронного каротажу, що підвищує продуктивність і інформативність нейтронного каротажу, а також точність визначення петрофізичних параметрів колекторів.

1./ Карпенко А.Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по ΔT) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба // Геофиз. журн. – К., 2005. – №4. Т. 27, № 4. – С. 626 – 635. 2. Скважинная ядерная геофизика / Под ред. О.Л. Кузнецова и А.Л. Поляченко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1990. – 318 с. 3. Кучурин Е.С., Глухов В.Л., Огнев А.Н. и др. Состояние, эффективность применения и перспективы развития углеродно-кислородного каротажа для оценки нефтенасыщенности пластов разрабатываемых месторождений // НТВ "Каротажник". – Тверь, 2004. – №1. – С. 13-23. 4. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа // И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин, Ф.Х. Еникеева и др. Союзпромгеофизика, – Калинин, 1984. – 112 с. 5. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений / Р.Т. Хаматдинов, Ф.Х. Еникеева, Б.К. Журавлев и др. Союзпромгеофизика, – Калинин, 1989. – 82 с. 6. Кулик В.В., Бондаренко М.С. Возможность визначення коефіцієнта нафтонасиченості за допомогою узгодженого комплексу стаціонарних нейтронних методів // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2005. – Вип. 34-35. – С. 29 – 33. 7. Патент № 74972, МПК G01V5/00. Україна, ІГФ НАНУ. Спосіб багатозондового нейтронного каротажу для одночасного визначення пористості і коефіцієнта нафтонасиченості колекторів та пристрій для його здійснення. В.В. Кулик, М.С. Бондаренко, В.В. Кармазенко. 2006, Бюл. №2. 8. Кулик В.В. Показания газонаполненных детекторов нейтронов в однородных геологических средах // Геофиз. журнал – К., 1999. – №5. – Т.21. – С.19 – 28. 9. Кулик В.В., Черниговский Е.А., Звольский С.Т. и др. О возможности определения поглощающих свойств коллекторов методом двухканальной интегральной нейтронной спектрометрии. // НТВ "Каротажник". – Тверь, 2000. – № 72. – С. 113 – 125. 10. Патент №64413 А, МПК G01V5/00. Україна, ІГФ НАНУ. Спосіб багатозондового нейтронного каротажу для визначення пористості і характеру насичення колекторів та пристрій для його здійснення. В.В. Кулик, С.Т. Звольський. 2005. Бюл. № 12. 11. Патент № 66155 А, МПК G01V5/00. Україна, ІГФ НАНУ. Багатозондовий прилад нейтронного каротажу для визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів. В.В. Кулик, С.Т. Звольський, В.І. Старостенко, П.О. Загороднюк, І.П. Гафич, В.В. Кармазенко. 2006, Бюл. №1. 12. Звольский С.Т., Кулик В.В., Бондаренко М.С., Кармазенко В.В. Разработка новых модификаций ядерно-геофизических методов определения петрофизических и нейтронно-поглощающих свойств горных пород // Геофиз. журнал – К., 2005. – № 4. – Т. 27. – С. 563 – 577. 13. Гуфранов М.Г. О динамике изменения свойств породы в прискважинной зоне // НТВ "Каротажник". – Тверь, 2000. – № 77. – С. 75 – 79.