

# Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832

## ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ІННК В УМОВАХ НИЗЬКОЇ МІНЕРАЛІЗАЦІЇ ПЛАСТОВИХ ВОД НА ПРИКЛАДІ САРМАТСЬКИХ ВІДКЛАДІВ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ

Д.Д.Федоришин, Я.М.Коваль

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: geophys@nung.edu.ua

*Обеспечение энергетического комплекса сырьем – залог надежной и стабильной экономики любого государства. Такому положению способствуют постоянные новые разработки в направлении поиска, разведки и освоения месторождений полезных ископаемых. Авторы данной статьи основное внимание акцентируют на исследовании разрезов нефтегазовых месторождений ядерно-геофизическими методами, а именно: импульсным нейтрон-нейтронным методом (ИННК). На примере газовых месторождений Бильче-Волицкой зоны Карпатской нефтегазоносной провинции на основании теоретических расчетов и модельных построений показана эффективность и достоверность выделения газоносных коллекторов методом ИННК в условиях низкой минерализации пластовых вод.*

*Providing of power complex by raw material is the mortgage of reliable and stable economy of any state. New permanent developments are instrumental in such position as direction of search, sec ret services and mastering of deposits of minerals. The authors of this article accent main attention on research of cuts of oil-gas deposits by nuclear-geophysical methods, namely by an impulsive neutron-neutron method (INNM). By the example of gases deposits of Bilche-Volytka area of the Carpathians oil-and-gas-bearing province they on the basis of theoretical calculations and models constructions illustrat efficiency and authenticity of selection of gas-bearing collectors by the method of INNM in the conditions of low mineralization of bedded waters.*

Із року в рік все більше загострюється проблема пошуку та розвідки родовищ корисних копалин, що призводить до зменшення об'ємів вилучення вуглеводнів. Така обставина, в першу чергу обумовлена низькою інформативністю окремих методів геофізичних досліджень свердловин, застарілим обладнанням та недосконалістю методик оброблення і інтерпретації результатів свердловинних вимірів. Підвищення якості інформативності геофізичних методів дослідження свердловин та встановлення ступеня адекватності результатів кількісної інтерпретації є актуальною і на сьогоднішній день. Для досягнення цієї мети впроваджуються у виробництво нові ядерно-фізичні методи, які, на відміну від електричних досліджень, можна проводити як у пошукових, так і в експлуатаційних, обсаджених колоною, свердловинах. Серед таких методів провідну роль відіграє імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК). Дослідження нафтогазових свердловин за цим методом, дає змогу отримати високоточну ін-

формацію про колекторські властивості гірських порід та положення міжфлюїдних контактів в умовах, де стаціонарні нейтронні методи не завжди дають однозначний результат.

Враховуючи те, що значна кількість покладів нафти і газу [1, 2, 3] в більшості випадків взаємопов'язані із пластовими водами, виникає необхідність детального вивчення фізичних властивостей та хімічного складу останніх. Інформація про параметри пластових вод та відповідні їм геофізичні ознаки на кривих ГДС дають змогу відділити нафтогазоносні пласти від водоносних, достовірно визначити підрахункові параметри порід-колекторів та оцінити запаси нафти і газу. Найбільш правдиву інформацію при вирішенні вказаних задач можна отримати за даними методу ІННК. Науковці, які займаються цими дослідженнями, у своїх роботах [4, 5] обґрунтовують ефективність методу з врахуванням різних свердловинних умов та значних відмінностей мінералізації пластових вод.

Таблиця 1 – Результати випробування окремих свердловин газових родовищ Більче-Волицької зони

Порядковий номер свердловини	Інтервал випробування, м	Мінералізація пластових вод ( $C_v$ ), г/л		Тип води
		загальна	прийнята для розрахунків	
Сарматські відклади				
3-Нікловичі	1935-2023	73.8	125	Хлоркальцієвий
3-Нікловичі	1270-1382	84.3		--/--
10-Нікловичі	1465-1439	95		Гідрокарбонатний
2-Макунів	1590-1560	110	125	Хлоркальцієвий
4-Макунів	2223-2190	125.26		--/--
41-Летня	1255-1250	70.51	47	--/--
25-Летня	1552-1515	77.8	97	--/--
15-Летня	1474-1418	79.78		--/--
17-Північні-Меденичі	814-600	63	120	--/--
Гельвет-мезозойські відклади				
20-Летня	1587-1582	120.6	129	--/--
30-Летня	1711-1721	106.5		--/--
203-Більче-Волиця	1550-1560	207.4	150	--/--
203-Більче-Волиця	1536-1520	106.2		--/--

З аналізу гідрогеологічної характеристики пластових вод, міоценових відкладів газових родовищ Більче-Волицької зони, Карпатської нафтогазоносною провінції видно, що вона різноманітна і змінюється як за площею, так і за глибиною (табл. 1).

Із таблиці видно, що мінералізація пластових вод гельвет-мезозойських відкладів значно вища і може сягати близько 200-250 г/л, а хімічний склад – різнотипний і складний. В той же час пластові води сарматських відкладів мають значно меншу мінералізацію – в межах від 6 до 70 г/л, рідше – 88-105 г/л (св. №3-Новоселівська, св. №2-Солонівська). Збільшення мінералізації пластових вод сарматських відкладів можна простежити тільки на контакті із солоносними утвореннями Внутрішньої зони Карпатського прогину (св. №38-Хідновичі – 150 г/л).

Така мінливість мінералізації та хімічного складу пластових вод нафтогазових родовищ зумовлює спотворення результатів промислово-геофізичних досліджень розрізів пошукових свердловин, зокрема це суттєво відбивається на показах ІННК. Ряд учених і практиків [6, 7, 8] стверджують, що цей метод є дуже інформативним для визначення положення міжфлюїдних контактів та характеру насичення порового простору колекторів в умовах високої мінералізації пластових вод (>100 г/л).

Як видно із результатів проведення ІННК, у пошукових свердловинах газоконденсатних родовищах Більче-Волицької зони, зокрема №1-Грудівська (рис. 1), криві розподілу теплових нейтронів, отримані при різних затримках, дають змогу більш точно (на відміну від типових кривих електричних методів) означити границі пластів та оцінити їх характер насичення. Із рисунку видно, що форма кривих БКЗ та БМК мало інформативна, тому використовувати їх для визначення товщин пластів та харак-

теру насичення не можливо. Доповнення типового комплексу методом ІННК дає змогу впевнено виділити ГВК.

Аналіз типових методів ГДС, які проводились на газових родовищах Більче-Волицької зони засвідчив, що ІННК проводився не на всіх родовищах і не у всіх свердловинах. Так, наприклад: на Грудівському родовищі ІННК проводився тільки в 4 свердловинах із 6; на родовищі Нікловичі – в 1 із 9; на Макунівському родовищі – в 3 із 4 свердловинах; на Летнянському родовищі – в 16 свердловинах із 41; на Хідновицькому родовищі взагалі не проводився, а на Східно-Довгівському – в 5 свердловинах із 8. Причина такого низького показника застосування у комплексі ГДС методу ІННК має як суб'єктивний, так і об'єктивний характер. До суб'єктивних чинників можна віднести: відсутність сучасних свердловинних приладів ІННК, навички та вміння оператора-геофізика. Об'єктивні чинники, в основному, обумовлені літолого-стратиграфічною будовою геологічного розрізу пошукових площ, відсутністю реперних пластів з однозначними нейтронними характеристиками. Однак, не зважаючи на це результати, отримані під час дослідження окремих свердловин на пошукових площах Більче-Волицької зони, доводять його перспективність та надійність для визначення характеру насичення пластів.

Під час імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) нейтрони надсилаються неперервно потоком імпульсів, а в проміжках часу ( $t_s$ ) між кінцем генерації імпульсів і початком реєстрації ( $\Delta t$ ) спостерігається зміна їх щільності у часі. Щільність теплових нейтронів в основному залежить від сповільнюючих та поглинаючих властивостей середовища і визначається довжиною сповільнення  $L_s$ , коефіцієнтом дифузії  $D$  та часом життя  $\tau$  теплових нейтронів.

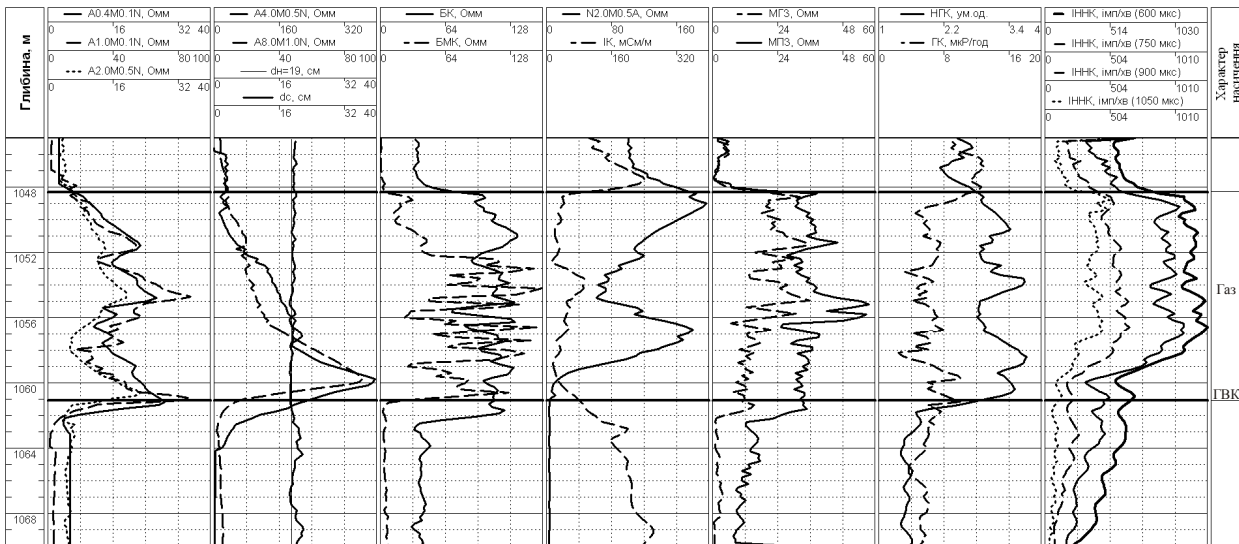


Рисунок 1 – Комплекс промислово-геофізичних досліджень гелвет-мезозойських відкладів (св. №1–Грудівська,  $C_B=135$  г/л)

Всі ці параметри безпосередньо пов'язані з іонами водню, який у різних пропорціях і стані знаходиться у нафті, воді і газі.

Таким чином, дані ІННК несуть інформацію про дві нейтронні характеристики – коефіцієнт дифузії, який залежить, головним чином, від вмісту водню в породах і середній час життя теплових нейтронів, пов'язаний тільки з поглинаючими властивостями гірських порід.

Час життя теплових нейтронів осадових гірських порід тісно пов'язаний із вмістом у них елементів із аномально високим січенням захвату теплових нейтронів. До таких елементів, в першу чергу, відносяться хлор, який міститься в пластових водах. Це дає змогу використовувати імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж для розділення нафтогазоносних пластів від водоносних та встановити місце знаходження водонафтового та водогазового контактів.

Час життя теплових нейтронів згідно з [5] дорівнює

$$\tau = \frac{1}{v \cdot \sum_3} \tag{1}$$

де:  $\sum_3$  – ефективне макроскопічне січення захоплення теплових нейтронів ядрами елементів, які входять до складу досліджуваного середовища,  $\text{см}^{-1}$ ;

$v$  – швидкість теплових нейтронів (за  $t=20^\circ\text{C}$ ) рівна  $2.2 \cdot 10^5$   $\text{см/с}$ , а загалом  $v = 2.2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t+273}{293}}$ ,  $t$  – температура пласта на заданій глибині,  $^\circ\text{C}$ .

У свою чергу, згідно з [9]

$$\sum_3 = \frac{N_A \cdot \delta \cdot \sigma_3}{M_A} \tag{2}$$

де:  $\sigma_3$  – січення захоплення теплових нейтронів ядрами досліджуваного середовища,  $\text{см}^2/\text{ядро}$ ;

$\delta$  – густина досліджуваного середовища,  $\text{г/см}^3$ ;

$M_A$  – молекулярна маса досліджуваного середовища,  $\text{г/моль}$ ;

$N_A$  – стала Авогадро, дорівнює  $6.023 \cdot 10^{23}$  моль $^{-1}$ .

Підставляючи значення формули (2) у формулу (1) та здійснивши необхідні перетворення, одержимо, що час життя теплових нейтронів для водоносного пласта становить

$$\tau = \left\{ N_A \cdot 2.2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t+273}{293}} \right\} \times \tag{3}$$

$$\times \left\{ \frac{\delta_i \cdot \eta_i \cdot \sigma_{3i}}{M_{A_i}} + \frac{K_n \cdot \delta_v \cdot \sigma_{3,v}}{M_{A,v}} + \frac{C_v \cdot K_n \cdot \sigma_{3,NaCl}}{M_{A,NaCl}} \right\}^{-1}$$

де:  $K_n$  – пористість породи, д.од.;

$C_v$  – мінералізація пластових вод (вміст NaCl, в  $\text{г/см}^3$  розчину);

$\sigma_{3,i}$ ,  $\sigma_{3,v}$  і  $\sigma_{3,NaCl}$  – січення захоплення теплових нейтронів ядрами елементів, які входять до складу гірської породи, води і солі хлористого натрію,  $\text{см}^2/\text{ядро}$ ;

$\delta_v$ ,  $\delta_i$  – густина води та складових елементів, які входять до складу скелету гірської породи,  $\text{г/см}^3$ ;

$\eta_i$  – вміст  $i$ -тої компоненти в одиниці об'єму гірської породи, д.од.;

$M_{A,i}$ ,  $M_{A,v}$  і  $M_{A,NaCl}$  – молекулярна маса елементів, які входять до складу скелета гірської породи, води і солі хлористого натрію,  $\text{г/моль}$ .

Оскільки, відповідно до [5]

$$D = \frac{v}{3 \cdot \sum_p} \tag{4}$$

де  $\sum_p$  – ефективне макроскопічне січення розсіювання теплових нейтронів ядрами елементів, що входять до складу досліджуваного середовища,  $\text{см}^{-1}$ ,

то [9]:

Таблиця 2 – Результати визначення мінералогічного складу порід сарматських відкладів рентгеноструктурним методом

Сарматські відклади												
№ п/п	№ свердловини	Глибина відбору	Кварц	Каолініт	Мусковіт	Серицит	Іліт	Біюгіт	Мамозіт	Кальцій	Кристаліт	Тальк
1	37-Л	1555.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	37-Л	1555.5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	37-Л	1560.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4	37-Л	1563.5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5	37-Л	1688.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6	37-Л	1689.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7	37-Л	1689.5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8	37-Л	1695.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
9	37-Л	1695.5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10	37-Л	1696.0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
“+” — наявність даного мінералу “—” — відсутність даного мінералу												

$$\sum p = \frac{N_A \cdot \delta \cdot \sigma_p}{M_A} \quad (5)$$

де  $\sigma_3$  – січення захоплення теплових нейтронів, см<sup>2</sup>/ядро.

Отже, коефіцієнт дифузії для водоносного пласта буде рівний:

$$D = 2.2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t + 273}{293}} \cdot \left\{ 3 \cdot N_A \times \quad (6)$$

$$\times \sum \frac{\delta_i \cdot \eta_i \cdot \sigma_{pi}}{M_{Ai}} + \frac{K_n \cdot \delta_e \cdot \sigma_{pe}}{M_{Ae}} + \frac{C_e \cdot K_n \cdot \sigma_{p.NaCl}}{M_{ANaCl}} \right\}^{-1}$$

де  $\sigma_{pi}$ ,  $\sigma_{pe}$ ,  $\sigma_{p.NaCl}$  – січення розсіювання теплових нейтронів ядрами елементів, які входять до складу гірської породи, води і хлористого натрію.

На коефіцієнт дифузії, в першу чергу, впливає кількість ядер водню у середовищі: чим більший водневміст середовища, тим більше сповільнюються нейтрони і тим менший коефіцієнт дифузії. Вихід нейтронів із свердловини в пласт буде тим інтенсивніший, чим менше ядер водню в оточуючому середовищі.

Для газонасних пластів відповідно будемо мати:

$$\tau = \left\{ N_A \cdot 2.2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t + 273}{293}} \times \quad (7)$$

$$\times \sum \frac{\delta_i \cdot \eta_i \cdot \sigma_{3i}}{M_{Ai}} + \frac{K_n(1-K_2) \cdot \delta_e \cdot \sigma_{3e}}{M_{Ae}} + \frac{K_2 \cdot K_n \cdot \delta_2 \cdot \sigma_{3e2}}{M_{Ae2}} \right\}^{-1};$$

$$D = 2.2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t + 273}{293}} \cdot \left\{ 3 \cdot N_A \times \quad (8)$$

$$\times \sum \frac{\delta_i \cdot \eta_i \cdot \sigma_{pi}}{M_{Ai}} + \frac{K_n \cdot (1-K_2) \cdot \delta_e \cdot \sigma_{pe}}{M_{Ae}} + \frac{K_2 \cdot K_n \cdot \delta_2 \cdot \sigma_{pe2}}{M_{Ae2}} \right\}^{-1}$$

де:  $K_2$  – коефіцієнт газонасичення, д. од.;  
 $\sigma_{3e}$  і  $\sigma_{pe2}$  – січення захоплення та розсіювання теплових нейтронів ядрами елементів, які входять до складу газу, см<sup>2</sup>/ядро;  
 $\delta_2$  – густина газу, г/см<sup>3</sup>;  
 $M_{Ae2}$  – молекулярна маса газу в пластових умовах, г/моль.

Використовуючи наведені вище формули (5-8) нами було розраховано час життя і коефіцієнт дифузії теплових нейтронів (табл. 3) в газонасному і водоносному пісковиках. Основними вихідними даними є результати дослідження мінералогічного складу скелету сарматських відкладів Більче-Волицької зони, густина мінералів та мінералізація пластових вод (табл. 1, 2). Значення коефіцієнта пористості ( $K_n$ ) та газонасичення ( $K_r$ ) були отримані за результатами досліджень кернавого матеріалу, відібраного із продуктивних частин розрізу свердловин. Газонасність інтервалів, з яких відбирався кернавий матеріал для лабораторних досліджень, підтверджена результатами випробування.

На основі вище проведених розрахунків побудовано модель зміни нейтронних характеристик ( $D$  і  $\tau$ ) газо- і водонасичених пластів залежно від ємнісних властивостей покладів та мінералізації пластових вод (рис. 2). Не зважаючи на те, що коефіцієнт дифузії залежить від водневмісту і не залежить від мінералізації пластових вод, відповідно до розрахунків (табл. 3), його не можна використовувати для розділення флюїдонасичених пластів на газонасні та водонасні. В той же час, як видно із рис. 2, час життя теплових нейтронів суттєво диференційований для різного типу флюїдів. Слід відмітити, що найбільш достовірно це можна зробити для порід-колекторів, частково водонасичених із мінералізацією пластових вод  $C_b < 100$  г/л, що характерно для газонасичених родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

**Таблиця 3 — Результати розрахунків часу життя та коефіцієнта дифузії теплових нейтронів по пластах залежно від їх фільтраційно-ємнісних властивостей**

Характер насичення колектора	K <sub>г</sub> , %	C <sub>г</sub> , г/л	K <sub>п</sub> , %															
			6		8		10		12		14		16		18		20	
			τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с	τ, мкс	D·10 <sup>5</sup> , см <sup>2</sup> /с
Водоносичений пісковик	-		435	1.831	412	1.662	392	1.522	373	1.403	356	1.302	340	1.214	326	1.137	313	1.069
	-	10	418	1.831	392	1.661	368	1.521	348	1.402	329	1.300	312	1.212	297	1.136	284	1.068
	-	20	402	1.830	373	1.660	348	1.519	325	1.401	306	1.299	289	1.211	274	1.134	260	1.067
	-	30	386	1.828	355	1.659	329	1.518	306	1.399	286	1.298	269	1.210	253	1.133	240	1.066
	-	40	372	1.828	340	1.658	312	1.517	289	1.398	269	1.297	251	1.209	236	1.132	222	1.065
	-	50	360	1.827	325	1.657	297	1.516	274	1.397	253	1.295	236	1.208	221	1.131	207	1.064
	-	60	347	1.825	312	1.656	283	1.515	260	1.396	240	1.294	223	1.206	207	1.130	194	1.062
	-	70	336	1.824	300	1.654	271	1.514	247	1.395	227	1.293	210	1.205	196	1.129	183	1.061
	-	80	325	1.823	289	1.653	260	1.512	236	1.393	216	1.292	199	1.204	185	1.128	173	1.060
	-	90	315	1.823	279	1.653	249	1.511	226	1.393	206	1.291	190	1.203	176	1.127	164	1.059
Газонасичений пісковик	50	-	474	2.005	462	1.857	449	1.729	437	1.618	425	1.52	414	1.433	403	1.356	393	1.286
	60	-	481	2.044	468	1.901	456	1.778	445	1.668	434	1.572	423	1.486	413	1.409	404	1.34
	70	-	486	2.084	474	1.948	463	1.828	452	1.722	443	1.628	433	1.544	424	1.468	415	1.399
	80	-	490	2.126	480	1.996	470	1.882	461	1.78	452	1.689	443	1.606	435	1.531	427	1.463
	90	-	495	2.169	485	2.048	478	1.939	470	1.842	462	1.754	454	1.674	446	1.6	439	1.533

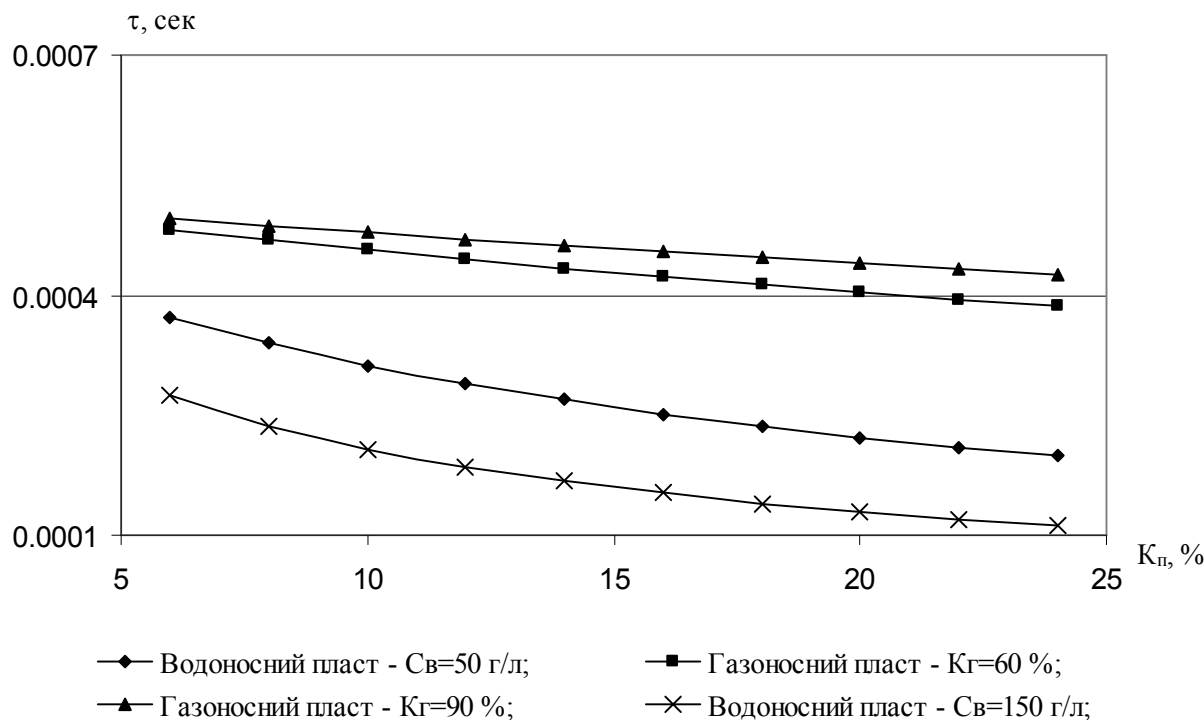


Рисунок 2 – Залежність часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта пористості

Із рисунка видно, що час життя теплових нейтронів від імпульсного джерела швидких нейтронів у більш пористому середовищі значно менший, ніж у менш пористому. Якщо порівняти час життя теплових нейтронів у водоносних і газоносних пластах, то спостерігається певна невідповідність сказаному вище, оскільки у водоносному пласті із збільшенням пористості час життя теплових нейтронів зменшується набагато інтенсивніше, ніж у газоносному. Так, якщо у водоносному пласті-колекторі із пластовою водою мінералізації С<sub>в</sub>=50 г/л і К<sub>п</sub>=6% час життя теплових нейтронів буде рівним 418 мкс, а у такому самому частково газоносному за К<sub>г</sub>=60%, τ=372 мкс. Для порідколекторів міоценових відкладів за пористості 20% у водоносному пласті τ=222 мкс, а у газоносному – 404 мкс. Звідси можна судити про те, що у разі збільшення пористості від 6% до 20% час життя у водоносному пласті буде удвічі менший, ніж у такому самому газоносному, тобто зростає однозначність поділу газоносних пластів від водоносних. З іншого боку, на такий розподіл часу життя теплових нейтронів у газоносному пласті значно впливає частка пор, заповнених газом (К<sub>г</sub>). Однак, він в одних випадках (за К<sub>г</sub>=50%) понижує, а в інших (за К<sub>г</sub>=90%) – підвищує ефективність поділу газоносних і водоносних пластів.

Як видно із рис. 3, час життя теплових нейтронів залежить як від пористості, так і характеру насичуючого флюїду. З метою розподілу пластів на газоносні та водоносні нами взято коефіцієнт F, який дорівнює відношенню показів в газоносній частині пласта до показів навпроти водоносної частини. Для продуктивних частково водоносних пластів за середньої по-

ристості – К<sub>п</sub>=14%, мінералізації пластових вод С<sub>в</sub>=50 г/л і коефіцієнті газонасичення К<sub>г</sub>=60% за часом життя теплових нейтронів коефіцієнт F розділення пластів рівний 1.61, то за коефіцієнтом дифузії – F=1.21.

Така тенденція до зміни часу життя теплових нейтронів у пластах із різним характером насичення та ємнісними характеристиками обумовлена співвідношенням кількості твердої, рідкої та газоподібних компонентів, а саме: наявністю у воді атомів хлору, який володіє значними поглинаючими властивостями.

Щільність теплових нейтронів n після припинення генерації імпульсів нейтронів описується виразом [5]:

$$n = \left[ \frac{Q_0}{(4 \cdot \pi \cdot D \cdot t_3)^2} \cdot e^{-\frac{t_3}{\tau} - \frac{r^2}{4D \cdot t_3}} \right] \cdot f_c(t_3), \quad (9)$$

де: Q<sub>0</sub> – кількість нейтронів у секунду;  
 D – коефіцієнт дифузії теплових нейтронів, см<sup>2</sup>/с;  
 τ – час життя теплових нейтронів, сек;  
 t<sub>3</sub> – час затримки (проміжок часу між припиненням генерації імпульсів і початком їх реєстрації) імпульсів, сек;  
 r – відстань від джерела нейтронів до точки спостереження (індикатора), см.

У випадку великих часів затримки щільність теплових нейтронів змінюється за експоненціальним законом (наблюдено пропорційно  $e^{-\frac{t_3}{\tau}}$ ), і не залежить від довжини сповільнення (L<sub>s</sub>) та визначається тільки параметрами D і τ.

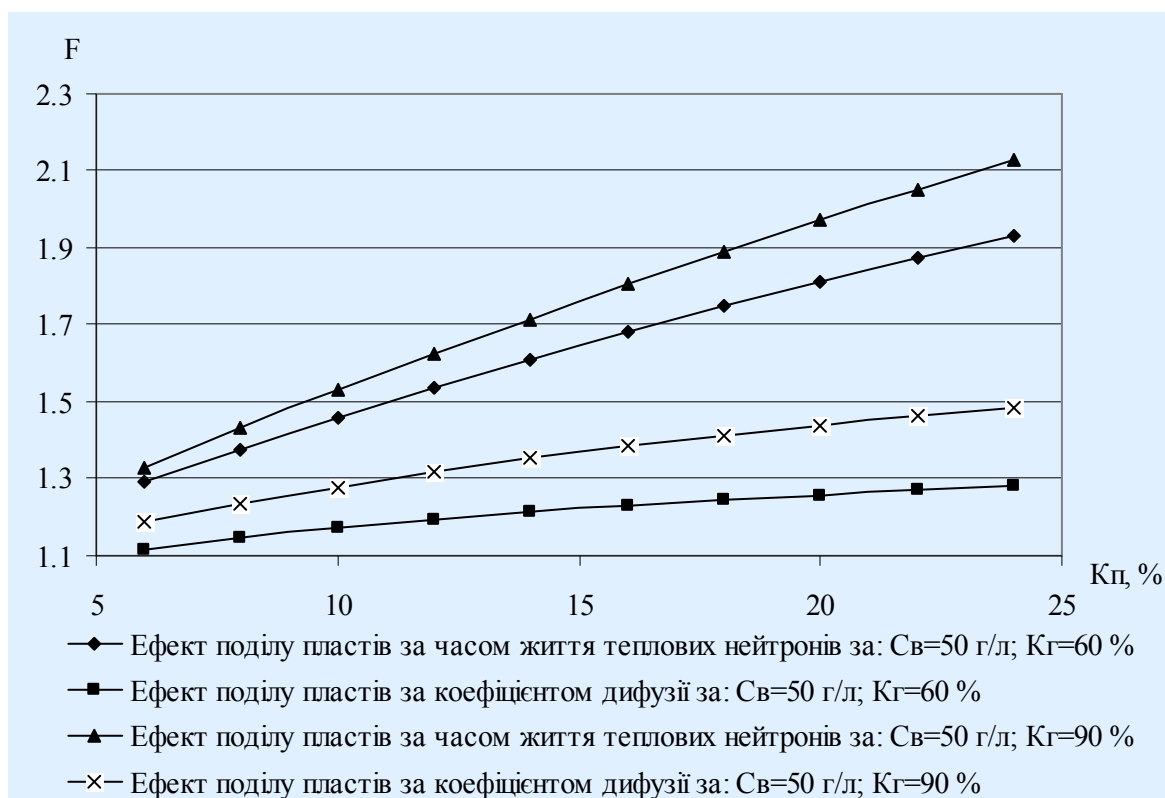


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта поділу пластів від пористості

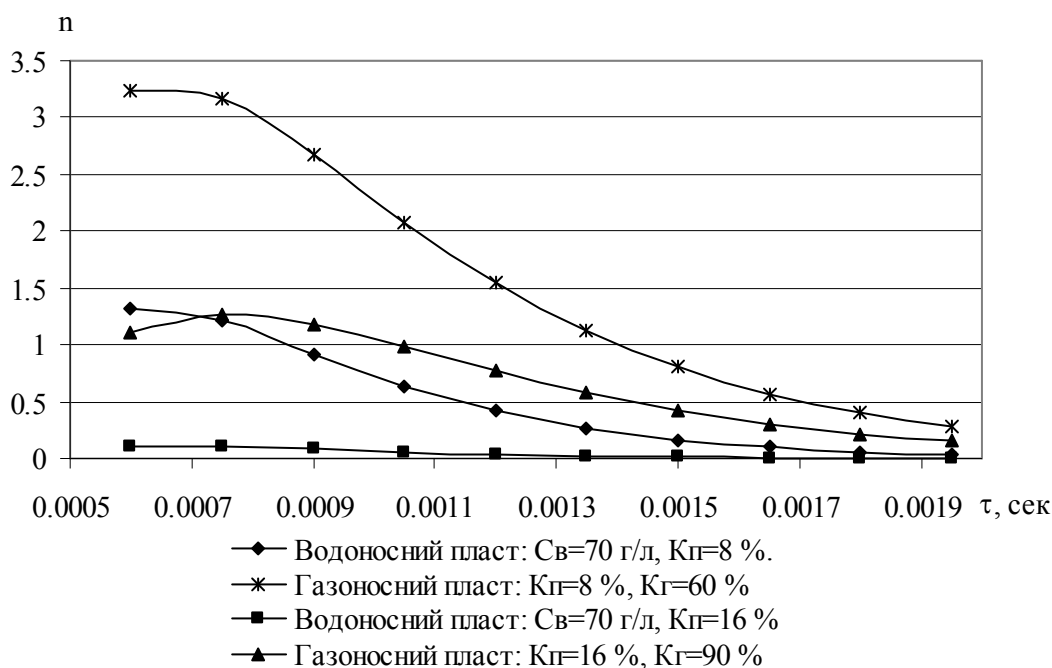


Рисунок 4 – Криві залежності щільності потоку теплових нейтронів від часу затримки

За результатами визначення  $\tau$  і  $D$  за формулою (9) було розраховано криві розподілу щільності теплових нейтронів  $n=f(t_3)$  для пісковиків міоценових відкладів із різними фільтраційно-ємнісними властивостями (рис. 4). Для максимального відтворення реальних технологічних умов реєстрації кривих ІННК, кількість нейтронів за секунду ( $Q_0$ ) та довжина зонда вибирались залежно від типу свердловинної апа-

ратури, якою проводились дослідження розрізів свердловин даного регіону (ІГН-6; ІГН-9).

В роботі [10] наведено, що водневміст газоносних пластів значно менший, ніж водоносних, в наслідок чого їх коефіцієнт дифузії значно відрізняється від коефіцієнта дифузії водоносних пластів. Суттєво відрізняються газоносні пласти і за часом життя теплових нейтронів (табл. 3). У відповідності до цього щільність

теплових нейтронів у газоносному пласті більша, ніж щільність теплових нейтронів у водоносному. Про це свідчать криві  $n=f(t_3)$  (рис. 4).

Таким чином, можливість виділення газоносних пластів від водоносних за ІННК в умовах низької мінералізації пластових вод не викликає ніяких сумнівів.

Отже, на основі проведених нами теоретичних розрахунків та графічних побудов можна зробити висновок:

– ІННК доцільно застосовувати для виділення порід-колекторів та вивчення їх фільтраційно-ємнісних властивостей в умовах незначних мінералізацій пластових вод;

– інформативність та однозначність результатів досліджень колекторів методом ІННК зростає із збільшенням пористості та газонасичення.

### Література

1 Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1972.

2 Сухарев Г.Н. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1979.

3 Карцев А.А., Вагин С.Б., Шуринов В.П. Нефтегазовая гидрогеология. – М.: Недра, 1992.

4 Поляченко А.Л., Цейтлин В.Г. Количественное исследование информативности импульсного нейтронного каротажа. // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1978. Вып. 91, 178-193.

5 Ларіонов В.В. Радіометрія скважин. – М.: Недра, 1969. – 321 с.

6 Коноплеву Ю.В. Інтерпретація діаграм ІННК в умовах низької мінералізації пластових вод при определении водо-нефтяного контакта / В кн.: Ядерно-геофизические методы. – М.: Наука (Сиб. отд.), 1972.

7 Денисин Ф.Ц., Трум А.Д. Оценка возможностей выделения газоносных пород по данным ІННК // Бюлл. НТИ, сер.: “Региональная, разведочная и промысловая геофизика”. – М.: Всесоюз. науч. исслед. ин-та экономики минер. Сырья. – 1968. – №8.

8 Денисин Ф.Ц., Сребродольский Д.М. и др. К вопросу об изучении газоносных пород методом ІННК // Бюлл. НТИ, сер.: “Региональная, разведочная и промысловая геофизика”. – М.: Изд. Всесоюз. науч. исслед. ин-та экономики минер. сырья, 1969. – №17.

9 Интенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. – М.: Недра, 1978. – 382 с.

10 Интенберг С.С. Нефтепромысловая геофизика для геологов. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 385 с.

УДК 622.24.051.55

## УТОЧНЕНИЙ АНАЛИЗ УТВОРЕНИЯ КАНАВОК НА ВИБОИ ДИСКОВИМИ ШАРОШКАМИ

*М.С.Воробйов, В.М.Воробйов*

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,  
e-mail: public@nung.edu.ua*

*В статье как альтернатива традиционным приближенным геометрическим методам описания профиля канавки, образуемой венцом дисковой шарошки на забое, предложен более точный метод преобразования координат. Он позволяет адекватно учесть форму долота, все виды движения его элементов, а также аналитически определить объём породы, разрушенной венцом за один оборот долота.*

*In clause as alternative to the traditional approached geometrical methods of the description of a structure of the flute formed by a wreath disk crusher on working face, more exact method of transformation of coordinates is offered. It allows to take into account adequately the form of a chisel, all kinds of movement of its elements, and also analytically to determine volume of the breed destroyed by a wreath for one revolution of a chisel.*

Подальше вдосконалення породоруйнівного інструменту вимагає більш ретельного вивчення його взаємодії з вибоєм. У роботі [1] показано, що під дією осьового навантаження при перекочуванні шарошки по горизонтальній рівній поверхні вибою утворюється рейка. Вона має неоднаковий характер при розбурюванні гірських порід шарошковими долотами: суцільний – гладкими, перервний – зубчастими.

Однак у такого моделювання та низки зроблених припущень не враховуються такі два важливі чинники:

1) гвинтовий рух точок ріжучого інструменту;

2) наявність заточування в диску.

Два вказані чинники не дають змоги повною мірою використати результати, отримані в роботі [1], для вдосконалення породоруйнівного інструменту та прогнозування експлуатаційних показників проводки свердловин.

У даній статті будемо аналізувати лише випадки буріння, не пов'язані з наявністю рівної форми вибою та формування  $\delta$  від нульового значення. Хоч закономірності руху точок розповсюджуються на всі типи доліт, надалі