

УДК 553.98.061.4

Д. Федоришин, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри НГГ  
E-mail: geophys@nung.edu.ua  
О. Трубенко, канд. геол. наук, доц.  
E-mail: geotom@nung.edu.ua

С. Федоришин, канд. геол. наук, доц.  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

## СПОСОБИ ВИМІРЮВАННЯ ПОПЕРЕЧНОГО ЧАСУ РЕЛАКСАЦІЇ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НЕОГЕНОВИХ ТА КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ ГАЗОВИХ І НАФТОВИХ РОДОВИЩ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНІТНОГО РЕЗОНАНСУ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижевою)

Розглядаються результати вивчення ядерно-магнітних параметрів продуктивних газонасичених порід-колекторів неогенових відкладів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Наведено взаємозв'язки фізичних та петрофізичних параметрів між ядерно-магнітними характеристиками порід-колекторів неогенових відкладів Більче-Волицької зони. Встановлено залежність зміни індексу вільного флюїду від глинистості. Виявлено та обґрунтовано вплив поверхневої активності порід на їх релаксаційні характеристики неогенових та кам'яновугільних відкладів. Встановлений зв'язок, отриманий шляхом зіставлення приведеної смності катіонного обміну  $g_n$  і гігроскопічної вологості  $W_e$  із швидкістю поєздовжньої релаксації ( $1/T_1$ ).

Ключові слова: порода-колектор, індекс вільного флюїду, ядерно-магнітні параметри, релаксаційні характеристики, час релаксації.

**Актуальність.** Геологічна будова розрізів нафтогазоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони досить складна, що позначається на результатах геолого-пошукових робіт. Основні труднощі, які виникають у процесі дослідження таких розрізів геофізичними методами, незважаючи на суттєві зміни у технічному забезпеченні геофізичного комплексу досліджень, що відбулися за останні роки, пов'язані з тонкопрошарковою будовою розрізу, недосконалістю методик інтерпретації, а також недостатньою чутливістю окремих свердловинних методів. Значною мірою це зумовлено й тим, що породи-колектори виділяються здебільшого за результатами дослідження свердловин непрямыми геофізичними методами. У той же час прямою ознакою колектора є наявність у порожнині просторі породи вільного флюїду. Більшість геофізичних методів безпосередньо не визначають вільний флюїд у пластах-колекторах. Для виділення і вивчення насиченості колекторів у розрізах свердловин за прямими ознаками розроблено метод, який дозволяє виявити вільний флюїд. Базується він на ядерно-магнітних процесах, які відбуваються під дією високочастотного електромагнітного поля.

**Аналіз опублікованих праць.** Основний внесок у розвиток методу зробили Б.Є. Векслер, В.І. Даневич, Д.М. Садихов, Ю.С. Чернишов та ін. Також значний вклад у розвиток ядерно-магнітного каротажу внесли В.Д. Чухвічов, Г.М. Донов, (трест Татнафтогеофізика) В.Н. Соколов, В.С. Асмалов, Н.І. Ваганов (трест Мангшлакнафтогеофізика) та ін. У роботах [1, 4] обґрунтовуються фізичні основи ядерно-магнітних методів і описуються геологічні задачі, які вирішуються за їхньою допомогою. Значна частина досліджень, присвячених розвитку ядерно-магнітних методів, висвітлена в працях зарубіжних учених [11, 12]. У роботах Р. Брауна, О. Геклі, Дж. Робінсона [13] приведено переваги ядерно-магнітних методів над електричними та акустичними методами при визначенні таких петрофізичних параметрів, як залишкова водонафтонасиченість, коефіцієнт пористості та структура порового простору колекторів, а також при літологічному розчленуванні геологічних розрізів. Фізична суть методів ядерно-магнітного резонансу базується на властивостях атомних ядер мінералів гірських порід намагнічуватися під дією магнітного та електричного поля, яке призводить до енергетичного обміну ядерних моментів між собою або з навколишнім середовищем. Процес встановлення першочергового стану вектора ядерної намагніченості називають ядерно-магнітною релаксацією.

**Мета статті.** Встановити основні чинники, які зумовлюють особливості геологічної будови міоценових відкладів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину за результатами вимірювання параметрів поперечного та поєздовжнього часу релаксації порід-колекторів методом ядерно-магнітного резонансу.

**Методи дослідження.** Поперечний час релаксації (ПЧР)  $T_2$  характеризує зменшення величини намагніченості, яка виражена вектором намагніченості  $\vec{M}$  в напрямку дії прикладеного поля напруженістю  $H_0$ . У гірських породах поперечний час релаксації характеризується часом взаємодії між собою магнітних спінів. Отримати таку ситуацію можна двома способами, суть яких полягає в тому, що на зразок гірської породи діють двома прямокутними високочастотними електромагнітними імпульсами в послідовності  $90^\circ - t - 180^\circ$  ( $p/2$  і  $p$ ). За величиною амплітуди сигналу вільної прецесії ( $A_{свп}$ ), яка є функцією часу поляризації між високочастотними імпульсами, можна вирахувати  $T_2$ . У момент часу  $2t$  на екрані осцилографа можна спостерігати сигнал "спінового-еха". Змінюючи час  $t$  між двома імпульсами, можна отримати релаксаційну криву, зумовлену часом поперечної релаксації  $T_2$ . Однак при цьому слід врахувати те, що часовий інтервал між приходом імпульсів  $Dt$  повинен задовільняти умову  $Dt^3 \leq T_1$  [7]. Окрім цього, в процесі вимірювання  $T_2$  суттєву роль відіграє самодифузія іонів, про що свідчать дослідження Д. Кордо, Парсе. Вони у своїх роботах [3] показали, що вплив дифузії на вимірювану величину поперечного часу  $T_2$  можна звести до мінімуму, якщо використати імпульсну послідовність  $90^\circ - t - 180^\circ - 2t - 180^\circ$ . За такої послідовності на зразок гірської породи замість одного діє декілька  $p$ -імпульсів. Таким чином, після дії кожного  $p$ -імпульса спостерігається спад сигналу спінового-еха. Проведені вимірювання амплітуди сигналу спінового-еха на зразках гірських порід, дозволили отримати криву спаду, або затухання сигналу вільної прецесії внаслідок поперечної релаксації для конкретних порід нафтогазових родовищ. Враховуючи те, що величина напруженості збуджувального електромагнітного поля  $H_1$  точно не відома, то для зведення до мінімуму впливу самодифузії іонів нами використовували  $p$ -імпульси, в яких регулювалася тривалість часу проходження збуджувального імпульсу  $t_p$  і вибиралося таке значення, за якого величина амплітуди вільної прецесії і спінового-еха була максимальна як після  $p/2$ -імпульсу.

льсу, так і після р-імпульсу. Такий підхід до вивчення поперечного часу релаксації дозволяє суттєво зменшити похибку у визначенні поперечного часу релаксації гірських порід  $T_2$ , які насичені тим чи іншим флюїдом. Перевага використання зразків порід як еталонів для визначення поздовжнього і поперечного часу релаксації  $T_1$  і  $T_2$  над використанням стандартних еталонів полягає в тому, що крива спаду амплітудного сигналу вільної прецесії і спінового-еха гірських порід спричинена однаковими факторами, які зумовлює як структура порового простору, так і мінералогічний склад порід, чого немає у стандартних еталонах. У цьому випадку необхідно врахувати те, що стандартні еталони приготовлені з водного розчину мідного купоросу максимальної концентрації (2 моль/л), якому відповідає час поздовжньої релаксації  $T_1=0,75$  мс, дають тільки однокомпонентну складову релаксації. Час поздовжньої релаксації в цьому випадку розраховується із співвідношення:

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (1)$$

де  $C_1$ ,  $C_2$  і  $T_1$ ,  $T_2$  – відповідно концентрації водних розчинів мідного купоросу та їхні часи релаксації.

Щоб з'ясувати, як впливає густина та мінералізація розчину на величину часу релаксації гірських порід, насичених багатозафазовим флюїдом, проведено дослідження керну без попереднього його донасичення аналогом пластової води, донасичених, але не екстрагованих та насичених після екстрагування зразків.

Зразки порід, які виносились із продуктивних нафтонасичених відкладів геологічного розрізу без донасичення, досліджувалися на апараті ядерно-магнітного резонансу АОКС-1 при кімнатній температурі. Після цих вимірів зразки висушувалися в сушильній шафі при температурі 105°C. Висушені зразки знову поміщалися в датчик релаксометра, вимірювалась величина СВП. Залишкова нафта, яка була в поровому просторі, в першому та в другому випадках сигналу вільної процесії не давала. Звідси випливає, що густа окиснена залишкова нафта не робить свого внеску в загальний сигнал вільної процесії, який отримується при ядерно-магнітному каротажі в розрізі свердловин.

Дослідження не екстрагованого керну, але донасиченого розчином NaCl концентрації 75 г/л показав, що релаксаційні характеристики більшості зразків описуються двома компонентами. Компонента, яка має більший час поздовжньої релаксації, називається першою компонентою, або довгою. Компонента, яка має менше значення величини  $T_1$ , називається другою, або короткою компонентою. Поперечний час релаксації таких зразків здебільшого описується одною компонентою. Величина  $T_2$  значно менша, ніж  $T_1$ . Зв'язок між поздовжнім і поперечним часом релаксації лінійний і виражений формулою

$$T_2 = 0,776T_1, r = 0,96. \quad (2)$$

Внаслідок достатньо тісного кореляційного зв'язку між  $T_1$  і  $T_2$ , з'являється можливість графічного визначення поперечного часу релаксації за визначеною величиною повздовжнього часу  $T_1$ .

Одним з основних фізичних параметрів, які реєструються ядерно-магнітним методом, є індекс вільного флюїду (ІВФ). Цей параметр визначається тільки часткою флюїду, що насичує породи і здатний переміщатися в пустотному просторі під дією перепадів тиску. Характеризується ІВФ відношенням початкової амплітуди сигналу вільної прецесії в певному об'ємі породи до амплітуди  $A_{\text{СВП}}$  в рівному їй об'ємі дистильованої води. Іншими словами, ІВФ відповідає відношенню чисел протонів вільного флюїду, що вміщується в однакових об'ємах породи і дистильованої води [1, 2]. Враховуючи те, що час поздовжньої релаксації  $T_1$ , та індекс вільного флюїду тісно пов'язані з колекторськими властивостями гірських порід, проведено

дослідження з метою встановлення кореляційних зв'язків ІВФ із коефіцієнтами водонасичення  $K_e$ , залишкового водонасичення  $K_{e,з}$ , пористістю  $K_p$  та глинистістю  $C_{gl}$ . Коефіцієнт залишкового водонасичення визначався методом центрофугування та гравітермометрії. Оскільки в експерименті були задіяні зразки керну різної пористості від 4 % до 28 %, а також різної глинистості від 1,5 % до 18 %, то нами проаналізовано вищевказані петрофізичні зв'язки параметрів для конкретних умов вимірювань. Таким чином, були виділені три типи зв'язку:

- для порід пористістю 20 %; глинистістю 1,5 %; залишковою водонасиченістю  $K_{e,з}=8$  %;
- для порід пористістю 9 %; глинистістю 10 %; залишковою водонасиченістю  $K_{e,з}=14,5$  %;
- для порід пористістю 4 %; глинистістю 18,5 %; залишковою водонасиченістю  $K_{e,з}=22$  %.

Амплітуда сигналу вільної прецесії  $A_{\text{СВП}}$  для зразків першого типу характеризується більш пологою кривою спаду загального водонасичення, що пояснюється як самою структурою порового простору, так і наявністю незначної глинистості в породі. У другому і третьому випадках крива спаду має більш лінійний характер і характеризується незначним часом висушування зразка (рис. 1). У ряді робіт [5, 6, 8–10] дослідниками встановлено, що зв'язок індексу вільного флюїду з водонасиченістю має лінійний характер. Для неогенових відкладів газоконденсатних родовищ проводилися аналогічні дослідження. За результатами яких встановлено кореляційну залежність, що характеризується рівнянням

$$r e^{\Phi} = 1,2ж_{\%} - 9,26, \quad r = 0,90. \quad (3)$$

Як видно з рис. 1, продовження осереднювальної прямої до перетину з абсцисою графіка залежності  $ІВФ=f(K_e)$  дасть значення залишкової об'ємної насиченості, при якій  $ІВФ=0$ .

Після аналізу результатів вимірювання індексу вільного флюїду зразків керну до і після екстрагування встановлено, що значення ІВФ екстрагованих зразків вище від значень ІВФ неекстрагованих зразків. Пояснюється це тим, що в результаті екстрагування збільшилась частина порожот, які були зайняті густою окисненою нафтою, яка не давала сигналу вільної прецесії. Зв'язок індексу вільного флюїду з пористістю вивчався на зразках порід-колекторів, відібраних із кам'яновугільних відкладів Дніпрово-Донецької западини та неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (табл. 1). Встановлено, що для однорідних і достатньо значної потужності пластів можна користуватися формулою

$$r e^{\Phi} = 0,93ж_{\%} - 0,7 \quad r = 0,9. \quad (4)$$

Для тонкопрошаркового розрізу використати встановлений кореляційний зв'язок неможливо у зв'язку з неоднорідністю складу прошарків, а також їхньої незначної товщини.

Дослідження зразків керну, відібраного з водоносних порід, проводилось аналогічно дослідженням релаксаційних характеристик проекстрагованих зразків. У результаті експериментальних робіт встановлено, що релаксаційна характеристика зразків порід-колекторів здебільшого однокомпонентна, за формою різна для тих же порід тільки різної пористості. Низькопористі зразки, величина коефіцієнта пористості ( $K_p$ ) яких змінюється в межах від 3 % до 6 %, характеризуються низькими значеннями  $T_1$  (від 25 мс до 75 мс), середнє значенні  $T_1=36$  мс. Індекс вільного флюїду в таких породах змінюється від 0 до 5 %. Коефіцієнт залишкового водонасичення всіх зразків змінюється від 28 % до 83 %, для них характерна досить низька проникність  $0,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Як правило, породи з такими характеристиками є неколекторами і не становлять пошукового інтересу.

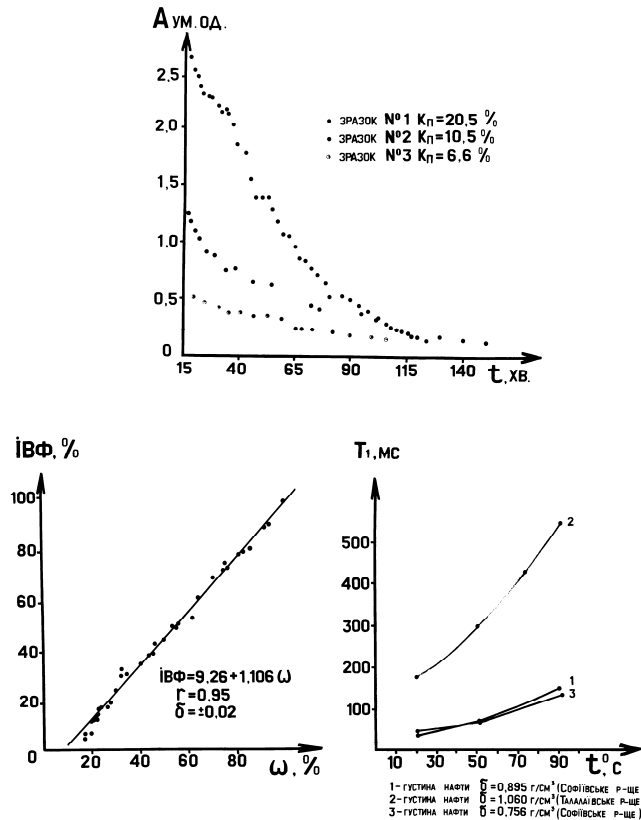


Рис. 1. Взаємозв'язки між ядерно-магнітними параметрами та фізичними властивостями порід і флюїдів

Таблиця 1

Результати дослідження індексу зниження амплітуди і поздовжнього часу релаксації нафти із продуктивних горизонтів родовищ ДДЗ

№ п/п	Родовище	Свердловина	Інтервал припливу, м	t°С	Характеристика флюїду	ІЗА	Повздовжній час релаксації	
							T <sub>1</sub> , мс	%
1	Талалаєвська	9	3708-3709	20	Нафта	95	1766	100
2	Талалаєвська	19	3375-3385	20	Нафта	100	264	72
3	Софіївська	1	3863-3866	20	Нафта	64	45	100
4	Софіївська	1	3863-3866	20	Нафта	72	73	100
5	Софіївська	1	3863-3866	50	Нафта	76	79	100
6	Софіївська	1	3863-3866	50	Нафта	74	76	100
7	Софіївська	1	3863-3866	50	Нафта	69	72	100
8	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	83	140	100
9	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	87	151	100
10	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	86	147	100
11	Софіївська	1	3863-3866	50	Нафта	85	140	100
12	Софіївська	1	3863-3866	50	Нафта	84	150	100
13	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	80	139	100
14	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	81	144	100
15	Софіївська	1	3863-3866	90	Нафта	85	145	100

Друга група зразків, які досліджувалися, була представлена породами, релаксаційні характеристики яких близькі до релаксаційних характеристик зразків, відібраних із нафтонасичених порід після екстрагування. Величина часу поздовжньої релаксації  $T_1$  змінюється від 90 мс до 400 мс і в середньому дорівнює 337 мс. Величина поперечного часу релаксації  $T_2$  для зразків, відібраних із водоносних пластів менша від  $T_1$  і в середньому дорівнює 220 мс. Треба відзначити, що з підвищенням у зразках вмісту глинистої фракції (від 2,7 % до 18,3 %) зменшувалось значення поздовжнього часу релаксації  $T_1$ , а також величина індексу вільного флюїду (ІВФ). На наш погляд, це можна пояснити зростанням частки об'єму порожнеч, заповнених зв'язаною водою.

Вивчення впливу густини нафти, температури родовища на величину індексу вільного флюїду та поздовжнього часу релаксації проводилось із використанням

нафти, відібраної із кам'яновугільних відкладів Талалаєвського та Софіївського родовищ Дніпрово-Донецької западини. Замість ІВФ вивчався параметр – індекс зниження амплітуди (ІЗА) сигналу вільної прецесії. Цей параметр характеризує процентне відношення початкової амплітуди сигналу вільної прецесії флюїду, що досліджується, до початкової амплітуди сигналу вільної прецесії дистильованої води того ж об'єму і температури. Як видно з табл. 1, нафта, відібрана із свердловин Талалаєвського родовища, характеризується високими значеннями індексу зниження амплітуди та значеннями поздовжнього часу релаксації  $T_1$ , порівняно з такими ж параметрами для нафти, відібраної із Софіївського родовища. Виміри релаксаційних параметрів для обох типів нафти проводились як при кімнатній температурі, так і при нагріванні. Нафта, відібрана з продуктивних горизонтів Талалаєвського родовища, характеризується низь-

кою густиною ( $\sigma_{кр} = 756,4 \text{ кг/м}^3$ ) і світло-коричневим кольором. У той же час нафта, відібрана із продуктивних горизонтів Софіївського родовища, на відміну від попередньої, характеризується низьким значенням індексу зниження амплітуди, яке коливається в межах 47,5 – 66,8 % і значно більшим значенням в'язкості. При нагріванні цієї нафти до температури 90°C зростає значення індексу зниження амплітуди до 83 %, а величина поздовжнього часу релаксації до 150 мс (рис. 2). Виходячи з цього, можна вважати, що сигнал, який ми отримуємо в свердловинних умовах за наявності такого флюїду, буде достатньо великим і впевнено зареєструється.

Аналізуючи вищенаведені результати ядерно-магнітних досліджень, вдалося встановити, що має місце збільшення часу поздовжньої релаксації проектрагованих зразків при незмінному співвідношенні частки довгої і короткої компоненти. Очевидно, у результаті екстрагування зразків керну об'єм великих пор, які звільнились від окисненої нафти, значно більший, ніж об'єм дрібних пор. Збільшення величини короткої компоненти  $T_1$  можна пояснити вимиванням солей із дрібних пор при екстрагуванні.

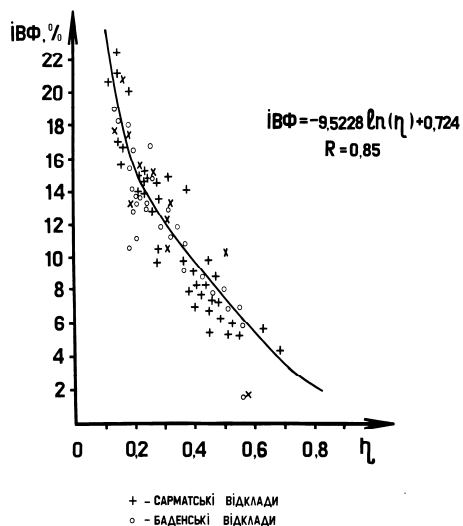


Рис. 2. Залежність зміни індексу вільного флюїду від глинистості

**Висновки та завдання подальших досліджень.** Таким чином, як видно з результатів проведених досліджень, індекс вільного флюїду, час поздовжньої релаксації та її швидкість значною мірою зумовлені мінералогічним складом гірської породи, структурою порового простору, глинистістю і характером насичення.

Завданням подальших досліджень є встановлення зв'язків ядерно-фізичних параметрів із показниками та результатами ядерно-магнітного каротажу при оцінці характеру насичення порід-колекторів складної будови Карпатської нафтогазоносною провінції та Дніпровсько-Донецької западини.

#### Список використаних джерел

- Аксельрод С.М. Некоторые вопросы теории ядерно-магнитного каротажа / С. М. Аксельрод, В. И. Даневич // Прикладная геофизика. – М. : Недра, 1969. – Вып. 56. – С. 182–189.
- Аксельрод С.М. Ядерные и магнитные методы исследования скважин / С. М. Аксельрод, В. И. Даневич, В. М. Запорожец и др. – М. : Недра, 1976. – 127 с.
- Вог Д.С. Когерентные средние эффекты в магнитном резонансе / Дж. С. Вог // Физикревю. – 1968. – С. 453–467.
- Запорожец В.М. Магнитно-резонансные методы каротажа / В. М. Запорожец. – М. : ВНИИОЭНГ, 1968. – 35 с.

Враховуючи те, що ядерно-магнітні властивості порід залежать від їх поверхневої активності, нами проводились дослідження впливу відносної глинистості  $\eta$  на величину індексу вільного флюїду. У результаті проведених досліджень нами побудовано графік  $iФФ=f(\eta)$  (рис. 3). Як видно із графіка, між параметрами, що порівнюються, існує достатньо тісний зв'язок (коефіцієнт кореляції дорівнює 0,85), диференціація порід за типами при цьому не спостерігається.

Для з'ясування впливу поверхневої активності порід на релаксаційні характеристики порід проводились зіставлення приведених ємності катіонного обміну  $g_n$  і гігроскопічної вологості  $W_r$  із швидкістю релаксації, яка характеризується параметром  $R=1/T_1-1/T_{13B}$  (рис. 3). Із побудови видно, що між названими параметрами немає чіткої залежності. Пояснюється це тим, що вміст глинистого матеріалу в більшості зразків, які досліджувалися, незначний. В основному в породах присутній слабоактивний каолінит.

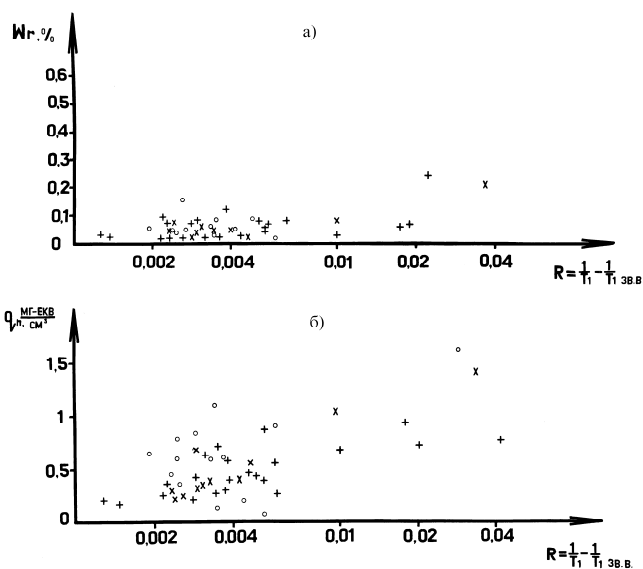


Рис. 3. а) Графік залежності швидкості спин-решткової релаксації  $R$  від гігроскопічної вологості  $W_r$ ; б) Графік залежності швидкості спин-решткової релаксації  $R$  від приведеної ємності катіонного обміну  $q_n$

5. Рудзень Р.В. Зависимость амплитуды сигнала свободной прецессии протонов и глубинности ЯМК от величины остаточного поля поляризации / Р. В. Рудзень, Э. В. Былина, В. Д. Неретин // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1967. – № 4. – С. 49.

6. Федоришин Д.Д. Вивчення складнобудованих колекторів методом ядерно-магнітного резонансу / Д. Д. Федоришин // ІФДТУНГ. Тези доп. наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту. – Івано-Франківськ, 1995. – Ч. 1. – С. 82–83.

7. Федоришин Д.Д. Вивчення тонкопорошкових розрізів міоцену Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину методами ГДС / Д. Д. Федоришин // Тези доп. і повідомлень наук.-прикл. конф., присвяченої 50-річчю ЗУГРЕ, Львів, 20-21 травня 1998 р. – С. 70–71.

8. Федоришин Д.Д. Використання радіоактивних та ядерно-магнітних методів для літологічного розчленування тонкопорошкових розрізів / Д. Д. Федоришин. // ІФДТУНГ. Тези доп. наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту. – Івано-Франківськ, 1995. – Ч. 1. – С. 47.

9. Федоришин Д.Д. Особливості геологічної будови розрізу газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, як перспектива пошуку енергетичних джерел / Д. Д. Федоришин // Нетрадиційні енергоресурси та екологія України : Зб. наук. праць. – К. : Манускрипт, 1996. – С. 85–87.

10. Федоришин Д.Д. Розподіл радіоактивних ізотопів урану, торію і калію в породах міоценових відкладів та їх вклад в загальну радіоактивність / Д. Д. Федоришин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ : Зб. наук. праць ІФДТУНГ. – Івано-Франківськ, 1998. – № 35. – С. 124–126.

11. Brown R.I.S. Proton Relaxation in Grude Oils / R. I. S. Brown // Nature. – 1961. – Vol. 189, № 4. – P. 387–388.

12. Brown R.I.S. Proton spin relaxation in pore water / R. I. S. Brown // Bull. Am Phys. Soc., Ser. 11. – 1958. – Vol 3. – P. 166.

13. Robinson I.D.. Determining residual oil with the Nuclear Magnetism Log / I. D. Robinson, I. D. Loren, D. E. Hartman // J of Petrol. Techn. – 1974. – № 2. – P. 226–236.

#### References

1. Aksel'rod, S.M., Danevich, V.I. (1969). Nekotorye voprosy teorii jaderno-magnitnogo karotazha. Prikladnaja geofizika. Moscow: Nedra. [in Russian].

2. Akselrod, S.M. Danevich, V.I., Zaporozhetc, V.M. et al. (1976). Iadernye i magnitnye metody issledovaniia skvazhin. Moscow: Nedra. [in Russian].

3. Vog, D.S. (1968). Kogerentnye srednie jeffekty v magnitnom rezonanse. Fizikrev. 453-467.

4. Zaporozhec, V.M. (1968). Magnitno-rezonansnye metody karotazha. Moscow. [in Russian].

5. Rudzenja R.V. (1967) Zavisimost' amplitudy signala svobodnoj precesii protonov i glubinnosti JaMK ot velichiny ostatochnogo polja poljarizacii. Neftegazovaja geologija i geofizika, 4, 49.

6. Fedoryshyn, D.D. (1995). Vyvchennya skladnopobudovanykh kolektoriv metodom yaderno-magnitnogo rezonansu. IFDTUNH. Tezy dop. nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu un-tu. P. 1. Ivano-Frankivsk, 82 – 83. [in Ukrainian].

7. Fedoryshyn, D.D. (1998). Vyvchennya tonkoprosarkovykh rozriziv miotsenu Bil'che-Volyts'koyi zony Peredkarpat-s'koho prohynu metodamy. Tezy dop. i povidomlen' nauk.-prykl. konf., prysvyachenoyi 50-richchyu ZUHRE. Lviv, 70 – 71. [in Ukrainian].

8. Fedoryshyn, D.D. (1995). Vykorystannya radioaktyvnykh ta yadernomagnitnykh metodiv dlya litolohichnoho rozchlenuvannya tonkoprosarkovykh rozriziv. IFDTUNH. Tezy dop. nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu un-tu. P. 1. Ivano-Frankivsk, 47. [in Ukrainian].

9. Fedoryshyn, D.D. (1996). Osoblyvosti heolohichnoyi budovy rozrizu hazovykh rodovyschch Bil'che-Volyts'koyi zony Peredkarpat-s'koho prohynu, yak perspektyva poshuku enerhetychnykh dzherel. Zbirnyk naukovykh prats'. Kyiv: Manuskrypt, 85 – 87. [in Ukrainian].

10. Fedoryshyn, D.D. (1998). Rozpodil radioaktyvnykh izotopiv uranu, toriyu i kaliyu v porodakh miotsenovykh vidkladiv ta yikh vklad v zahal'nu radioaktyvnist'. Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyschch. Zbirnyk naukovykh prats', 35. 124 – 126. [in Ukrainian].

11. Brown, R.I.S. (1961). Proton Relaxation in Grude Oils. Nature, 4, 387 – 388.

12. Brown, R.I.S. (1958). Proton spin relaxation in pore water. Am Phys Soc, 3, 166.

13. Robinson, I.D., Loren, I.D., Hartman, D.E. (1974). Determining residual oil with the Nuclear Magnetism Log. J of Petrol. Techn., 2. 226 – 236.

Надійшла до редколегії 21.10.17

D. Fedoryshyn, Dr. Sci. (Geol.), Prof.

E-mail: geophys@nung.edu.ua

A. Trubenko, Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof.

E-mail: geotom@nung.edu.ua

S. Fedoryshyn, Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof.

E-mail: geophys@nung.edu.ua

Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas

15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

## METHODS OF MEASURING THE TIME OF RELAXATION OF NEOGENE AND CARBONIFEROUS RESERVOIR ROCKS GAS AND OIL FIELDS BY NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE METHOD

*The results of study of nuclear-magnetic parameters for productive gas-saturated reservoir rock of the Neogene deposits at gas and gas condensate fields of the Bilche-Volytska zone Precarpathian Foredeep are considered in the paper. The correlation of physical and petrophysical parameters between the nuclear-magnetic parameters for reservoirs of the Neogene deposits Bilche-Volytska zone Precarpathian foredeep is shown. The dependence of the change of free fluid index on shaliness is established. The influence of rocks surface activity on their relaxation characteristics of Neogene and Carboniferous deposits is revealed and grounded. The established connection is obtained by comparing the reduced capacity of the cation exchange  $g_n$  and the hygroscopic moisture  $W_2$  with the velocity of longitudinal relaxation ( $1/T_1$ ).*

**Keywords:** rock-collector, free fluid index, nuclear-magnetic parameters, relaxation characteristics, relaxation time.

Д. Федоришин, д-р геол. наук, проф., зав. каф. НГГ

E-mail: geophys@nung.edu.ua

А. Трубенко, канд. геол. наук, доц.

E-mail: geotom@nung.edu.ua

С. Федоришин, канд. геол. наук, доц.

E-mail: geophys@nung.edu.ua

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина

## СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПОПЕРЕЧНОГО ВРЕМЕНИ РЕЛАКСАЦИИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕОГЕНОВЫХ И КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

*Рассматриваются результаты изучения ядерно-магнитных параметров продуктивных газонасыщенных пород-коллекторов неогеновых отложений газовых и газоконденсатных месторождений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба. Приведены взаимосвязи физических и петрофизических параметров между ядерно-магнитными характеристиками пород-коллекторов неогеновых отложений Бильче-Волицкой зоны. Установлено зависимость изменения индекса свободного флюида от глинистости. Выявлено и обосновано влияние поверхностной активности пород на их релаксационные характеристики неогеновых и каменноугольных отложений. Установлена связь, которая найдена путем сопоставления приведенной емкости катионного обмена  $g_n$  и гигроскопической влажности  $W_2$  со скоростью продольной релаксации ( $1/T_1$ ).*

**Ключевые слова:** порода-коллектор, индекс профильного флюида, ядерно-магнитные параметры, релаксационные характеристики, время релаксации.