

УДК 550.832.5

М. Бондаренко, канд. геол. наук, докторант;
В. Кулик, канд. фіз.-мат. наук, пров. наук. співроб.
E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua
Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України,
пр. Акад. Палладіна, 32, м. Київ-142, 03680, Україна

ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТА КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ КОЛЕКТОРІВ ЗАЛЕЖНО ВІД ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ (P-T-УМОВ) ЗАЛЯГАННЯ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром фіз.-мат. наук І.М. Корчагіним)

Пористість колекторів газу може бути визначена за допомогою комплексу методів радіоактивного каротажу (РК) як середнє арифметичне зважене значення позірних пористостей за густинним гамма-гамма каротажем (ГГК) і за нейтрон-нейтронним каротажем (ННК). Показано, що вагові множники усереднення залежать від термобаричних умов залягання пластів (у першу чергу, від пластового тиску) через густину та водневий індекс газу, а також від літотипу колектора.

Запропоновано спосіб визначення коефіцієнта газонасиченості як величини, пропорційної відношенню різниці позірних пористостей за ГГК і ННК до істинної пористості за комплексом РК з фактором пропорційності, розрахованим аналогічно вказаним ваговим множникам. Виконано оцінку залежності досліджуваних параметрів від термобаричних умов залягання пластів до глибин ~8 км; наведено приклади впливу аномально високих пластових тисків для газових покладів Дніпровсько-Донецької западини.

Ефективність та інформативність розроблених підходів продемонстровано на прикладі метановугільної обсадженої свердловини (Донбас). Виконано оцінку літотипу пластів, виділено газонасичені колектори, визначено їхню істинну пористість і коефіцієнт газонасиченості.

Ключові слова: газовий колектор, комплекс нейтрон-нейтронного й гамма-гамма каротажу, пористість і вагові множники усереднення, коефіцієнт газонасиченості та фактор пропорційності, термобаричні умови.

Загальна постановка проблеми. Пористість, характер насичення, коефіцієнт газонасиченості відносяться до основних петрофізичних параметрів газових колекторів. Універсальними методами визначення параметрів нетрадиційних і традиційних газових колекторів як у необсаджених, так і в обсаджених свердловинах, є методи радіоактивного каротажу (РК). Достатньо розвинутими та ефективними методами РК є нейтрон-нейтронний каротаж (ННК), густинний гамма-гамма каротаж (ГГК), гамма-каротаж (ГК) [3]. Особливості застосування цих методів РК для визначення параметрів газових колекторів розглянуто в [3, 6, 10-11].

Дослідження газонасичених гірських порід у обсаджених свердловинах набуває все більшого значення. Це пов'язано із завданнями ревізії свердловин старого фонду, контролю газонасичення в процесі розробки, моніторингу свердловин підземних сховищ газу, а також з необхідністю термінової обсадки свердловин при бурінні в ускладнених геологічних умовах. Останнє має місце, зокрема, при дослідженні метановугільних розрізів Донбасу та Львівсько-Волинського басейну, при пошуку вуглеводнів на великих глибинах (6-8 км), до освоєння яких приступили в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ).

У необсаджених свердловинах важливе значення має отримання пористості газових колекторів при наявності зони проникнення фільтрату промивальної рідини; цю задачу можна розв'язати, як показано в [11], ком-

плексом ННК+ГГК. На основі комплексу РК при певних умовах можлива також кількісна оцінка коефіцієнта залишкового газонасичення в ближній зоні [6].

Дана робота присвячена визначенню на основі комплексу РК коефіцієнтів пористості й газонасиченості колекторів з урахуванням впливу термобаричних умов залягання (P-T-умов). У зв'язку зі збільшенням глибини промислового видобування газу, дослідження впливу P-T-умов на визначення параметрів газових колекторів методами РК є актуальною задачею. Ще одним фактором актуальності є зв'язок газових покладів з аномально високими пластовими тисками, що спостерігається, зокрема, в ДДЗ [4-5, 8].

Традиційні й нетрадиційні газові колектори. Під газовими породами-колекторами будемо розуміти породи, що містять вільний (не зв'язаний і не адсорбований) газ у відкритих, закритих чи змішаних порах (*англ. gas reservoir rocks* [12]).

Так звані *традиційні колектори* зазвичай мають високу пористість і проникність порівняно з *нетрадиційними колекторами* (табл. 1).

У таблиці, крім даних про пористість і проникність, наведено також дані про максимальні глибини залягання газових колекторів, що є об'єктами промислової розробки чи мають перспективу для цього. На теперішній час доведено нафтогазоносність порід на надвеликих глибинах (до ~11 км) [4, 7].

Таблиця 1

Деякі параметри традиційних і нетрадиційних газових колекторів

Тип газового колектора	Пористість, %	Проникність, мД	Глибина залягання, км	
			США	Україна
Теригенні, карбонатні	~(10-25)	>~10	до ~9	~6,5 (Комишнянське родовище)
Ущільнені пісковики	<~10	<~0,1	до ~5,5	3-5 (Юзівська площа)
Глинисті сланці	<~10	<~0,01	до ~3,5	2-3 (Олеська площа)

На території України до нетрадиційних ресурсів, перспективних для видобутку, відносять газ глинистих сланців (сланцевий газ), газ ущільнених пісковиків, метан вугільних пластів, газ центральнобасейнового типу. До них слід додати тісно пов'язаний з вугільними пластами метан вуглепородних масивів [1]; тут колектори метану знаходяться як в непорушених гірських породах, так і в породах, що зазнали техногенного впливу.

Традиційні колектори містять газ здебільшого у відкритих порах і здатні віддавати його після розкриття пласта за рахунок природного пластового тиску. Пористість нетрадиційних колекторів, значною мірою, є закритою й тому для видобування газу з глинистих сланців і щільних пісковиків необхідне застосування спеціальних технологій (горизонтальне буріння, гідророзрив пласта тощо).

У метановугільних масивах над старими шахтними виробками тріщинувата пористість утворюється під дією техногенних і природних факторів. Зокрема, в результаті зрушення гірських порід над шахтними виробками закритих, законсервованих і діючих шахт Донбасу утворюються так звані техногенні колектори метану. Крім того, міграційні потоки вільного метану з вугленосних відкладів та, можливо, інших джерел можуть акумулюватися й у непорушених колекторах, за своїми властивостями близьких до традиційних [1].

Петрофізична модель. Для дослідження принципів аспектів визначення пористості й коефіцієнта газонасиченості нами прийнято таку найпростішу петрофізичну модель породи-колектора.

Порода складається з твердої фази і пор. Тверда фаза мономінеральна (кварц, кальцит, доломіт), без глинистої компоненти. Пори породи заповнені прісною водою та газом (CH₄) у різних пропорціях. Відносний об'єм газу в порах характеризується коефіцієнтом газонасиченості, який може змінюватись від 0 (вода) до 1 (повне газонасичення). Загальна пористість може бути відкритою, закритою, змішаною.

Пористість газових колекторів за ННК. Пористість за ННК тісно пов'язана зі вмістом водню в гірській породі. Для отримання пористості за ННК (нейтронної пористості), k_{Π}^{nn} , будують градувальну залежність показань приладу ННК від водонасиченої пористості чистої породи (наприклад, неглинистого вапняку) при заданих свердловинних і технічних умовах вимірювань.

У газових колекторах кількість ядер водню в одиниці об'єму зменшується, й при інтерпретації показань приладу ННК за "водонасиченою" градувальною залежністю отримують позірне значення пористості k_{Π}^{nn} , яке є заниженим, порівняно з істинною пористістю.

Відносний водневміст (водневий індекс (ВІ), ω) пористої газоводонасиченої неглинистої породи виражається через водневі індекси води ω_w і газу ω_g :

$$\omega = \omega_w k_{\Pi} (1 - S_g) + \omega_g k_{\Pi} S_g, \quad (1)$$

де k_{Π} – істинна пористість газового колектора; S_g – коефіцієнт газонасиченості; ВІ прісної води $\omega_w = 1$; ВІ газу (метану) $\omega_g = 2,25 \delta_g / \delta_w$ (δ_g – густина газу в порах, δ_w – густина води).

Водневий індекс газонасиченої породи можна наближено розглядати як позірну пористість за ННК, тобто $\omega \approx k_{\Pi}^{nn}$. Тоді з виразу (1) випливає, що

$$k_{\Pi}^{nn} = k_{\Pi} - \Delta k_{\Pi}^{nn}, \quad \Delta k_{\Pi}^{nn} = (\omega_w - \omega_g) k_{\Pi} S_g. \quad (2)$$

Згідно з (2), для газових колекторів позірна пористість за ННК менша за істинну пористість на величину Δk_{Π}^{nn} . У випадку повністю водонасиченої породи ($S_g = 0$) позірна пористість за ННК стає істинною: $k_{\Pi}^{nn} = k_{\Pi}$. При повному газонасиченні ($S_g = 1$), позірна пористість за ННК приймає мінімальне значення: $k_{\Pi}^{nn} = \omega_g k_{\Pi}$.

Пористість газових колекторів за ГГК. Результати густинного ГГК визначаються електронною густиною породи, яка, в свою чергу, тісно пов'язана з об'ємною густиною δ . Загальна пористість за ГГК для водонасиченого колектора виражається через параметри густини:

$$k_{\Pi}^{yy} = (\delta_s - \delta^{yy}) / (\delta_s - \delta_w), \quad (3)$$

де δ_s – густина твердої фази породи; δ^{yy} – густина породи-колектора за ГГК, яку отримують із градувальної залежності приладу ГГК або за відповідними палетками.

Для газоводонасиченої породи об'ємна густина δ дорівнює:

$$\delta = \delta_s (1 - k_{\Pi}) + \delta_w k_{\Pi} (1 - S_g) + \delta_g k_{\Pi} S_g. \quad (4)$$

Враховуючи, що $\delta^{yy} \approx \delta$, і підставляючи (4) у (3), отримаємо вираз для позірної пористості за ГГК для газоводонасичених колекторів:

$$k_{\Pi}^{yy} = k_{\Pi} + \Delta k_{\Pi}^{yy}, \quad \Delta k_{\Pi}^{yy} = (\Delta_g - 1) k_{\Pi} S_g, \quad (5)$$

$$\Delta_g = (\delta_s - \delta_g) / (\delta_s - \delta_w).$$

Згідно з виразами (5), для газових колекторів позірна пористість за ГГК більша за істинну пористість на величину Δk_{Π}^{yy} . У випадку повністю водонасиченої породи позірна пористість за ГГК стає істинною: $k_{\Pi}^{yy} = k_{\Pi}$. При повному газонасиченні позірна пористість за ННК приймає максимальне значення: $k_{\Pi}^{yy} = \Delta_g k_{\Pi}$.

Істинна пористість газових колекторів за комплексом РК. Оскільки в газових колекторах пористість за ННК занижена, порівняно з істинною, за рахунок меншого вмісту водню, а за ГГК – завищена за рахунок зменшення загальної густини породи, то визначити істинну пористість газового колектора індивідуальними методами РК неможливо. Для отримання істинної пористості необхідне застосування комплексу РК.

Істинну пористість k_{Π} газонасичених пластів можна визначити як середнє арифметичне зважене значення позірних пористостей за ГГК і ННК з відповідними ваговими множниками α_i ($i = 1, 2$), які є дійсними невід'ємними числами, меншими за 1, і нормовані так, що їх сума дорівнює 1:

$$k_{\Pi} = \alpha_1 k_{\Pi}^{yy} + \alpha_2 k_{\Pi}^{nn}, \quad \alpha_1 + \alpha_2 = 1. \quad (6)$$

Формула (6) при $\alpha_1 \approx 0,65$, $\alpha_2 \approx 0,35$ була отримана нами емпіричним шляхом на прикладі приповерхневої зони аерації (див. [6]) і використана для визначення сукупності параметрів газонасичених колекторів. Пізніше виявилось, що в патентах [10-11] запропоновано той самий спосіб (6) визначення пористості газових колекторів, при цьому в патенті [10] конкретні значення вагових множників α_i ($\alpha_1 \approx 0,55$, $\alpha_2 \approx 0,45$) отримано за даними експериментальних вимірювань, а в патенті [11] конкретні значення α_i ($\alpha_1 \approx 0,70$, $\alpha_2 \approx 0,30$) оцінено за допомогою процедури підгонки з використанням методу найменших квадратів.

Таким чином, отримані емпірично вагові множники α_i в усіх трьох патентах помітно розрізняються між собою й приймаються як константи для всього досліджуваного інтервалу глибин свердловинного розрізу. Виникає задача виконати теоретичну оцінку справжнього значення вагових множників α_i у формулі (6) і їх можливу зміну залежно від термобаричних умов проведення каротажу та літо типу колектора.

Шляхом нескладних викладок з рівнянь (2), (5) і (6) можна встановити, що

$$\alpha_1 = \Delta k_{\Pi}^{nn} / \Delta k_{\Pi}, \quad \alpha_2 = \Delta k_{\Pi}^{yy} / \Delta k_{\Pi};$$

$$\Delta k_{\Pi} = k_{\Pi}^{yy} - k_{\Pi}^{nn} = \Delta k_{\Pi}^{yy} + \Delta k_{\Pi}^{nn}. \quad (7)$$

Використовуючи співвідношення (2), (5) і (7), легко отримати такі значення вагових множників α_i :

$$\alpha_1 = (1 - \omega_g) / (\Delta_g - \omega_g), \quad \alpha_2 = (\Delta_g - 1) / (\Delta_g - \omega_g). \quad (8)$$

Отже, вагові множники, що використовуються при отриманні істинної пористості за формулою (6), залежать від густин твердої фази, води та газу в порах колектора, а також від водневого індексу газу.

Коефіцієнт газонасиченості за комплексом РК. Коефіцієнт газонасиченості, S_g , визначається як відношення об'єму пор, заповнених газом, до повного об'єму пор. Згідно із запропонованим нами способом [6], параметр S_g можна отримати як величину, пропорційну відношенню різниці позірних пористостей за ГГК і за ННК до визначеної за формулою (6) істинної пористості:

$$S_g = \beta \Delta k_n / k_n, \quad \beta = 1 / (\Delta \delta - \omega_g). \quad (9)$$

У виразі (9) фактор пропорційності β , що залежить від параметрів густини (див. (5)) і водневого індексу газу, отримано аналогічно (8).

Вплив термобаричних умов на параметри пористості й газонасиченості. Зі збільшенням глибини залягання газових пластів-колекторів кількість водню в одиниці об'єму газу зростає (іншими словами, зростання пластового тиску веде до збільшення водневого індексу газу), збільшується також густина газу. Відповідно, *PT*-умови впливають на вимірювані позірні пористості за ННК і ГГК, а також на обчислювані значення вагових множників α_i при визначенні істинної пористості газових колекторів за формулою (6) і на фактор β при визначенні коефіцієнту газонасиченості за формулою (9).

Пластовий тиск – це тиск рідини або газу в порах водоносних чи нафтогазоносних пластів. Нормальним пластовим тиском вважається гідростатичний тиск, який утворюється стовпом води певної густини й висотою від устя свердловини до досліджуваного пласта. Умовний гідростатичний тиск створюється стовпом води густиною 1 г/см^3 . Геобаричний градієнт (ГБГ), що відповідає умовному гідростатичному тиску, складає 10 МПа/км [5].

У більшості покладів вуглеводнів пластовий тиск близький до умовного гідростатичного тиску. Однак, практично в усіх регіонах світу, особливо з освоєнням

глибинних газових покладів, фіксуються прояви аномально високих пластових тисків (АВПТ). Нижня межа АВПТ визначається густиною пластових вод, яка при максимальній мінералізації досягає $\sim 1,3 \text{ г/см}^3$. Верхньою межею АВПТ вважають гірський тиск, що чинить порода середньої густини $\sim 2,3\text{-}2,4 \text{ г/см}^3$. Таким чином, геобаричний градієнт, що відповідає АВПТ, лежить у межах $\sim 13\text{-}24 \text{ МПа/км}$ [4-5, 7-9].

Для геологічних розрізів, що представлені різномісними осадовими породами, характерний середній геотермічний градієнт (ГТГ) $\sim 30^\circ\text{C/км}$.

Густину газу у виразах (5), (8) і (9) розраховано на основі узагальненого рівняння Клапейрона з коефіцієнтом стисливості, що враховує відмінність реального газу від ідеального. Слід також відмітити, що для метану критична температура складає мінус $82,5^\circ\text{C}$ [2]; вище цієї температури газ не зріджується за будь-якого тиску. Таким чином, метан у надрах може бути присутній лише в газовій фазі.

На рис. 1 наведено залежності вагових множників α_i і фактора пропорційності β від глибини залягання пластів основних літотипів. Розрахунок виконано для умовного гідростатичного тиску й середнього геотермічного градієнта.

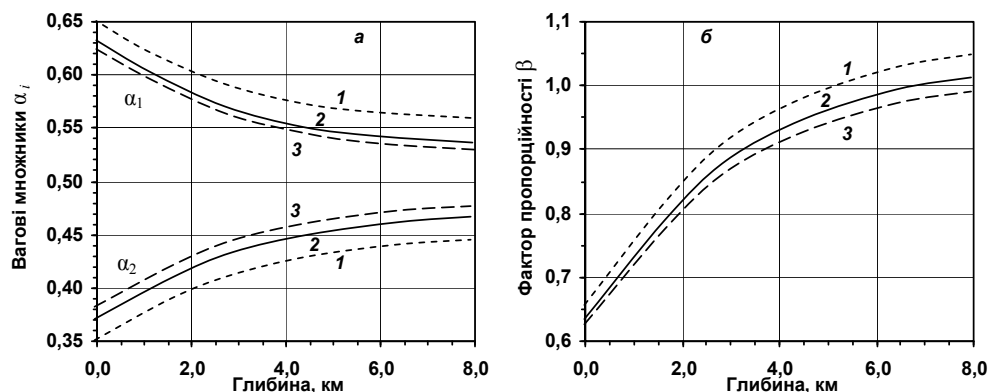


Рис. 1. Залежність від глибини залягання газових колекторів:

а – вагових множників α_i для визначення пористості; б – фактора β для визначення коефіцієнта газонасиченості. Шифр кривих: 1 – доломіт, 2 – вапняк, 3 – пісковик

Із рис. 1 видно, що параметри α_i і β найбільш істотно змінюються до глибини $\sim 4 \text{ км}$, а далі залежність від *PT*-умов значно послаблюється.

На рис. 2 для пісковика порівняно вплив умовного гідростатичного тиску та гірського тиску (при максима-

льному ГБГ – 24 МПа/км) на ваговий множник α_1 і фактор пропорційності β . Також тут наведено розрахунок величин α_1 і β для прикладів АВПТ у газових родовищах ДДЗ і світу.

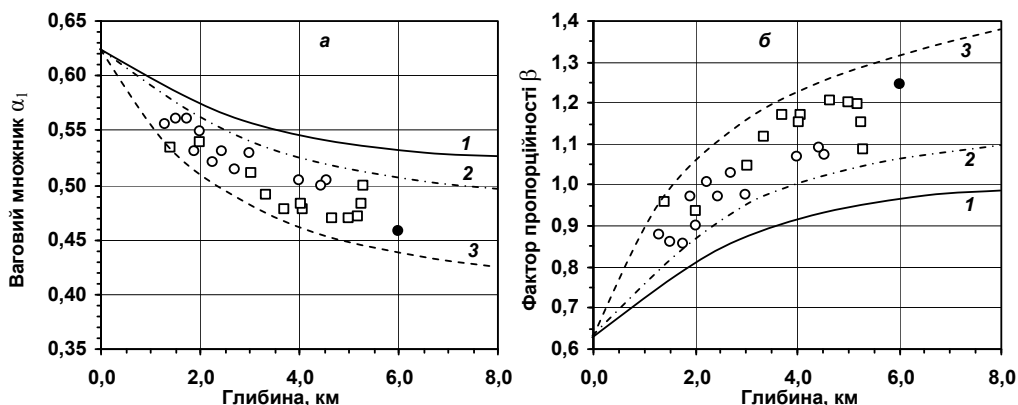


Рис. 2. Залежність від глибини залягання пластів газонасиченого пісковика:

а – вагового множника α_1 ; б – фактора пропорційності β для середнього геотермічного градієнта (30°C/км). Шифр кривих: 1 – гідростатичний тиск (ГБГ – 10 МПа/км), 2 – нижня межа АВПТ (ГБГ – 13 МПа/км), 3 – гірський тиск (ГБГ – 24 МПа/км). Приклади АВПТ: ДДЗ • [4], ○ [5]; інші □ [7]

Як видно з рис. 1 і 2, вагові множники α_i і фактор пропорційності β , що використовуються при визначенні істинної пористості газових пластів і їх коефіцієнта газонасиченості за комплексом ГГК+ННК, істотно залежать від термобаричних умов через зміну з глибиною густини та водневого індексу газу, а також від літотипу колектора. При гідростатичному тиску вагові множники α_i зі збільшенням глибини наближаються до величини 0,5 (рис. 1). З рис. 2 видно, що збільшення ГБГ веде до більш різкої зміни вагових множників α_i і коефіцієнта пропорційності β .

Таким чином, як видно з формул (8) і (9) та рис. 1 і 2, у розглянутому наближенні вагові множники α_i і фактор пропорційності β мають такі властивості:

- істотно залежать від термобаричних умов залягання пласта (в основному, від пластового тиску) через зміну густини газу δ_g і водневого індексу газу ω_g ;
- залежать від літології (через густину твердої фази δ_s);
- не залежать від пористості та коефіцієнта газонасиченості породи;
- не залежать від технічних і метрологічних характеристик конкретних приладів ГГК і ННК, а також від характеристик свердловини (діаметр, обсадка тощо).

Приклад визначення параметрів газових колекторів. На рис. 3 наведено результати радіоактивного каротажу в обсаджений метановугільній свердловині (Донбас, 2013 р). Вимірювання виконані співробітниками Інституту геофізики НАН України (ІГФ) разом з каротажниками Луганської експедиції з використанням приладів ГГК і ННК, створеними в ІГФ.

За комплексом РК, з урахуванням апріорних даних, виконано оцінку літологічних особливостей досліджуваного розрізу. На основі каротажних даних і відповідних градувальних залежностей було визначено пористість за ГГК і ННК (з урахуванням глинистості за ГК). Критерієм газонасичення порід є розходження Δk_n (7) між значеннями пористості за ГГК і пористості за ННК вздовж свердловинного розрізу: в газонасичених інтервалах виміряні значення $k_{II}^{ГГ}$ і $k_{II}^{НН}$ є позірними й розходяться, а в інтервалах повного водонасичення практично співпадають. З використанням підходу (6) розраховано істинну пористість газонасичених пластів (діаграма 6). Згідно з формулами (9) оцінено коефіцієнт газонасиченості колекторів (діаграма 7).

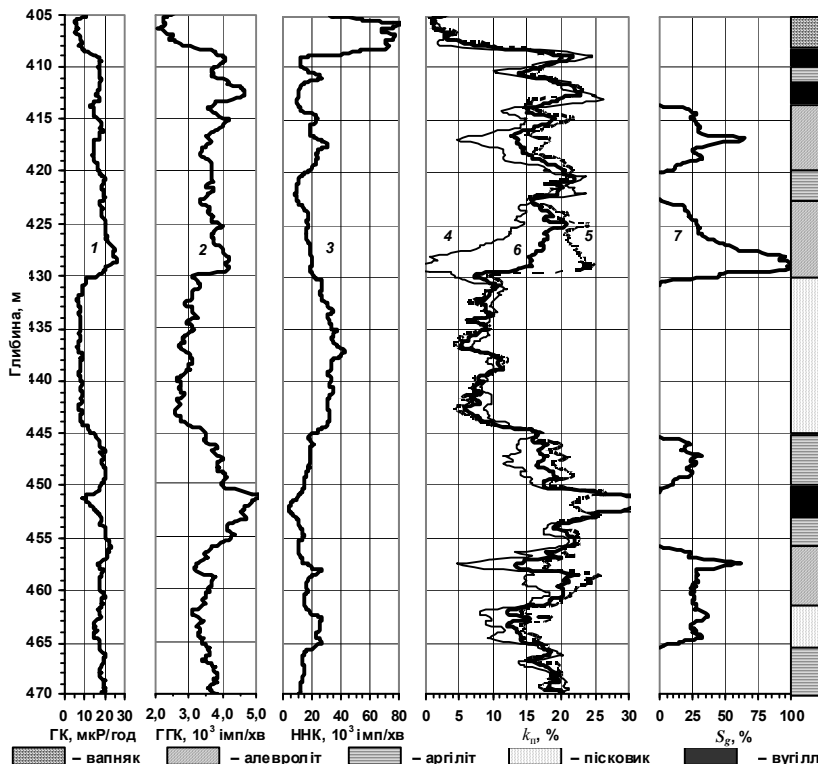


Рис. 3. Метановугільна свердловина Самсонівська ($d_{св} = 132$ мм, $d_{кол} = 108$ мм):

1 – гамма-каротаж (ГК), 2 – гамма-гамма каротаж (ГГК), 3 – нейтрон-нейтронний каротаж (ННК); пористість: 4 – за ННК+ГК, 5 – за ГГК, 6 – за комплексом РК; 7 – газонасиченість за комплексом РК

Як видно з рис. 3, газонасиченими виявились пласти алевроліту, аргіліту й пісковіку. Наприклад, істинна пористість пласта в інтервалі 423-429 м складає ~17%, а коефіцієнт газонасиченості доходить до 100%.

Висновки. Проблема визначення параметрів традиційних і нетрадиційних колекторів газу принципово не може бути вирішена окремими (індивідуальними) методами каротажу й потребує комплексних підходів. Одним з таких підходів є використання комплексу методів радіоактивного каротажу (ГГК, ННК, ГК).

Вказаний комплекс РК дозволяє, зокрема, визначити істинну пористість газових колекторів як середнє арифметичне зважене значення виміряних позірних

пористостей за ГГК і ННК з ваговими множниками, отриманими теоретично. Останні залежать від термобаричних умов залягання пластів (у першу чергу, від пластового тиску) через зміну густини та водневого індексу газу, а також від літотипу колектора.

Інший важливий параметр, коефіцієнт газонасиченості, можна отримати як величину, пропорційну відношенню різниці виміряних позірних пористостей за ГГК і ННК до визначеної істинної пористості з фактором пропорційності, розрахованим аналогічно ваговим множникам.

У розглянутому наближенні вказані вагові множники та фактор пропорційності не залежать від конкретних значень пористості й коефіцієнта газонасиченості, а

також від технічних і метрологічних характеристик приладів ГГК і ННК та свердловинних умов вимірювань. Показано істотну залежність досліджуваних параметрів від гідростатичного й гірського тиску, наведено розрахунок впливу аномально високих пластових тисків для газових родовищ ДДЗ.

Ефективність розроблених підходів продемонстровано на прикладі метановугільної обсадженої свердловини (без зони проникнення фільтрату промивальної рідини).

У цілому, дослідження газових колекторів комплексним методом РК є, в принциповому плані, перспективним напрямком з огляду на універсальність і високу інформативність та заслуговує на подальший розвиток.

Список використаних джерел

1. Анциферов А.В., Голубев А.А., Канин В.А. и др., (2010). Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: Монография в 3 т. – Донецк: Вебер.
2. Antsiferov A.V., Golubev A.A., Kanin V.A. et al., (2010). Gas-bearing capacity and methane resources of coal basins of Ukraine [Gazonosnost i resursy metana ugolnykh basseynov Ukrainy]. Monograph in 3 vols. – Donetsk, Veber Publ. (In Russian).
3. Гиматудинов Ш.К., (1971). Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра. – 312 с.
4. Gimatudinov Sh.K., (1971). Physics of oil and gas reservoir [Fizika nefyanogo i gazovogo plasta]. – Moscow, Nedra Publ. – 312 p. (In Russian).
5. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник. Под ред. В.М. Добрынина, (1988). – М.: Недра. – 476 с.
6. Interpretation of results of logging of oil and gas wells [Interpretatsiya rezultatov geofizicheskikh issledovaniy nefyanykh i gazovukh skvazhin]. Handbook. Edited by V.M. Dobrynin, (1988). – Moscow, Nedra Publ. – 476 p. (In Russian).
7. Лукин А.Е., (2014). Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. – Геофизический журнал, 36, 4. – С. 3–21.
8. Lukin A.E., (2014). Hydrocarbon potential of large depths and the prospects of its development in Ukraine [Uglevodorodnyy potencial bolshikh glubin i perspektivy ego osvoeniya v Ukraine]. Geophysical journal – Geofizicheskii zhurnal, 36(4). – P. 3-21. (In Russian).
9. Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н., (1983). Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. – М.: Недра. – 181 с.

M. Bondarenko, Cand. Sci. (Geol.), Postdoctoral Student;

V. Kulyk, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Research Associate

E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua

Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine

32 Palladin ave., Kyiv-142, 03680 Ukraine

DETERMINATION OF POROSITY AND GAS SATURATION FACTOR OF RESERVOIRS IN ACCORDANCE WITH PT-CONDITIONS OF OCCURRENCE

The porosity of the gas reservoir can be determined using a complex of radioactivity logging (RL) as the weighted arithmetic average of the apparent porosities from density log (DL) and neutron-neutron log (NNL). It is shown that the weight factors of averaging depend on the thermobarometric conditions of beds occurrence (primarily from the formation pressure). Weight factors depend on the density and the hydrogen index of gas, and also depend on lithological properties.

A method for determination of gas saturation factor is proposed. Gas saturation factor is proportional to the ratio of the difference between apparent porosities of DL and NNL to the true porosity of the RL, with proportionality factor calculated similarly to weight factors of averaging. The parameters under investigation were estimated depending on the temperature and pressure conditions of beds occurrence to a depth of 8 km. Examples of the effect of abnormally high formation pressures for gas deposits of the Dnieper-Donets Depression are given.

The effectiveness and informativeness of the developed approaches are demonstrated on an example of methane-cased well (Donets basin). Formation lithology is estimated, gas-saturated reservoirs are resolved, true porosity and gas saturation factor of reservoirs are determined.

Keywords: gas reservoir, complex of neutron logging and density logging, porosity and weight factors of averaging, gas saturation factor and proportionality factor, thermobarometric conditions.

M. Bondarenko, cand. geol. наук, докторант;

V. Kulyk, cand. физ.-мат. наук, вед. науч. сотр.

E-mail: vkulyk@igph.kiev.ua,

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,

пр. Палладина, 32, Киев-142, 03680, Украина

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (РТ-УСЛОВИЙ) ЗАЛЕГАНИЯ

Пористость коллекторов газа может быть определена с помощью комплекса методов радиоактивного каротажа (РК) как среднее арифметическое взвешенное значение кажущихся пористостей по плотностному гамма-гамма каротажу (ГГК) и по нейтрон-нейтронному каротажу (ННК). Показано, что весовые множители усреднения зависят от термобарических условий залегания пластов (в первую очередь, от пластового давления) через плотность и водородный индекс газа, а также от литологии коллектора.

Предложен способ определения коэффициента газонасыщенности как величины, пропорциональной отношению разницы кажущихся пористостей по ГГК и ННК к истинной пористости по комплексу РК с фактором пропорциональности, рассчитанным аналогично указанным весовым множителям. Выполнена оценка зависимости исследуемых параметров от термобарических условий залегания пластов (РТ-условий) до глубин ~8 км; приведены примеры влияния аномально высоких пластовых давлений для газовых залежей ДДВ.

Эффективность и информативность разработанных подходов продемонстрированы на примере метановугильной обсаженной скважины (Донбасс). Выполнена оценка литологии пластов, выделены газонасыщенные коллекторы, определены их истинная пористость и коэффициент газонасыщенности.

Ключевые слова: газовый коллектор, комплекс нейтрон-нейтронного и гамма-гамма каротажа, пористость и весовые множители усреднения, коэффициент газонасыщенности и фактор пропорциональности, термобарические условия.

Melik-Pashaev V.S., Khalimov E.M., Seregina V.N., (1983). Abnormal formation pressures in oil and gas deposits [Anomalno vysokie plastovye davleniya na nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh]. – Moscow, Nedra Publ. – 181 p. (In Russian).

6. Пат. на винахід 106560 Україна. Спосіб визначення параметрів газонасних колекторів / Кулик В.В., Бондаренко М.С., Кривоноз О.М.; заявник і патентовласник ІГФ НАНУ, (2014). № а201308901; заявл. 16.07.13.; опубл. 10.09.14. Бюл. № 17.

Kulyk V.V., Bondarenko M.S., Kryvonos O.M., (2014). Method of determination of gas-bearing reservoirs parameters [Sposib vyznachennya parametriv gazonosnykh kolektoriv]. Patent UA, no. 106560. (In Ukrainian).

7. Петренко В.И., Хорошилова Л.В., Сaitов Р.Ф., (2004). Термобарические параметры залежей углеводородов и их влияние на газофазный массоперенос. Сб. науч. трудов Сев.-Кавк. гос. техн. ун-та. Серия "Естествознание", 1, 7.

Petrenko V.I., Khoroshilova L.V., Saitov R.F., (2004). Thermobaric parameters of hydrocarbon deposits and their effect on the gas-phase mass transfer [Termobaricheskie parametry zalezhey uglevodorodov i ikh vliyaniya na gazofaznyy masso-perenos]. Proc. of the North Caucasus State Technical University. A series of "Natural science" – Sbornik nauchnykh trudov Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya "Estestvoznaniye", 1(7). (In Russian).

8. Современное состояние исследований газа центральнобассейнового типа в Днепроовско-Донецкой впадине / Кабышев Ю., Вакарчук С., Стрыжак В. и др., (2011). – Геолог Украины, 2. – С. 120–124.

Kabyshev Yu., Vakarchuk S., Stryzhak V. et al., (2011). The current state of research of basin-center gas in the Dnieper-Donets depression [Sovremennoe sostoyaniye issledovaniy gaza tsentralnobasseynovogo tipa v Dneprovsko-Donetskoj vpadine]. Geologist of Ukraine – Geology Ukrainy, 2. – P. 120-124. (In Russian).

9. Фенин Г.И., (2010). Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 5, 4.

Fenin G.I., (2010). Abnormal formation pressures in zones of hydrocarbon accumulation of oil and gas basins [Anomalnye plastovye davleniya v zonakh uglevodorodonakopleniya neftegazonosnykh basseynov]. Oil and gas geology. Theory and practice. – Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 5(4). (In Russian).

10. Alger R.P., Dewal J.T., (1969). Combined sidewall neutron porosity gamma-gamma tool. Patent US, no. 3453433.

11. DasGupta U., (1997). Method for determining porosity in an invaded gas reservoir. Patent US, no. 5684299.

12. Gas Reservoir. Encyclopedia Britannica. Available at: www.britannica.com/EBchecked/topic/226468/gas-reservoir.

Надійшла до редколегії 15.06.15