

В.В. Кулик, М.С. Бондаренко

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, м. Київ

ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАТИВНОСТІ РАДІОАКТИВНОГО КАРОТАЖУ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ПАРАМЕТРІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ КОЛЕКТОРІВ ГАЗУ

До нетрадиційних ресурсів газу в Україні, перспективних для видобування, належать сланцевий газ, газ ущільнених пісковиків, а також метан вуглепородних масивів, де в результаті зрушення порід над шахтними виробками утворилися техногенні колектори метану. Розглянуто можливість кількісної оцінки параметрів нетрадиційних колекторів газу за допомогою комплексу радіоактивного каротажу (ГК, ГГК, ННК). Результати продемонстровано на прикладі приповерхневих природних і техногенних порід як натурних моделей.

Ключові слова: нетрадиційні колектори газу, радіоактивний каротаж, петрофізичні параметри.

Нетрадиційні колектори газу. До нетрадиційних ресурсів газу, перспективних для видобування, відносять газ глинистих сланців (сланцевий газ), газ ущільнених пісковиків, метан вугільних пластів та ін. [10]. В умовах України до цих ресурсів слід додати метан вуглепородних масивів закритих шахт Донецького басейну, де в результаті зміщення порід над шахтними виробками утворилися так звані техногенні колектори метану [4].

Специфічною особливістю глинистих сланців і ущільнених пісковиків, є низька пористість ($\leq 10\%$) і слабка проникність ($\leq 0,01$ мД), тобто пористість указаних колекторів є фактично закритою. Для порівняння звичайні колектори газу здебільшого мають відкриту пористість $\sim (10-25)\%$, проникність ~ 100 мД і більше. До останніх показників іноді наближаються параметри техногенних колекторів метану в порушених вуглепородних масивах.

Видобування газу з глинистих сланців і ущільнених пісковиків передбачає застосування спеціальної технології гідророзриву пластів, тоді як в метановугільних масивах над старими шахтами тріщинувата пористість утворюється під дією техногенних і природних чинників.

Для кожного типу геологічних об'єктів, що містять нетрадиційний газ, з урахуванням їх особливостей розроблені і вдосконалюються відповідні комплекси геофізичних досліджень [1, 10, 11]. Такі роботи розпочалися і в

Україні, де найперспективніші для видобування ресурси нетрадиційного газу містяться у глинистих сланцях, ущільнених пісковиках і метановугільних породах. Зокрема, проводять роботи, спрямовані на створення оптимальних каротажних комплексів (залежно від типу досліджуваних розривів) з метою виділення та кількісної оцінки параметрів газоносних пластів.

У статті розглянуто можливість підвищення інформативності радіоактивного каротажу (РК) за комплексного використання інтегрального гамма-каротажу (ГК), густинного гамма-гамма каротажу (ГГК) і нейтрон-нейтронного каротажу (ННК). Такий комплекс РК, разом з апріорними даними, має бути ефективним для визначення розширеної сукупності петрофізичних параметрів гірських порід, пов'язаних з нетрадиційним газом. В першу чергу це стосується техногенних колекторів метану та ущільнених газоносних пісковиків [14], в яких практично відсутня органіка.

Розроблені підходи до визначення розширеної сукупності параметрів за допомогою вказаного комплексу РК продемонстровано на прикладі приповерхневих техногенних і природних гірських порід як натурних моделей.

Параметри глинистості. Глинистість є однією з важливих літологічних властивостей глинистих сланців, ущільнених пісковиків, техногенних колекторів метану. Глинистість також істотно впливає на показання практично всіх методів геофізичних свердловинних досліджень, і її тою чи іншою мірою слід враховувати під час визначення петрофізичних параметрів колекторів.

Відносно параметрів глинистості дотримуватимемось такої термінології.

Глинистий матеріал (shale) – суміш дрібних частинок, менших певного розміру, що складається із сукупності глинистих мінералів (clay) і кварцу та можливих домішок інших мінералів (silt) [9, 13]. Глинистий матеріал є складовою частиною твердої фази породи.

Загальну масову глинистість C_{sh} визначають за даними гранулометричного аналізу зерна як відношення маси частинок, розмір яких менший за 0,01 мм ($m_{<0,01}$), до маси твердої фази породи m_s [3].

Для аналізу та інтерпретації каротажних даних використовують загальну об'ємну глинистість K_{sh} , яка характеризує відносний об'єм породи, зайнятий глинистим матеріалом. Зв'язок між загальною об'ємною і масовою глинистістю має вигляд

$$K_{sh} = \frac{\delta_s}{\delta_{sh}} C_{sh} (1 - k_n), \quad (1)$$

де δ_s , і δ_{sh} – густина твердої фази і глинистого матеріалу відповідно; k_n – коефіцієнт загальної пористості; величина $(1 - k_n)$ характеризує відносний об’єм твердої фази породи.

Поряд з параметрами загальної глинистості C_{sh} і K_{sh} необхідно знати масовий і об’ємний вміст глинистих мінералів у породі (C_{cl} і K_{cl} відповідно). Зокрема, використання загальної об’ємної глинистості K_{sh} замість об’ємного вмісту глинистих мінералів K_{cl} призводить до систематичних похибок під час визначення пористості нейтронними методами, які потребують внесення поправки за хімічно зв’язану воду.

Масовий вміст глинистих мінералів у керні C_{cl} може бути визначений традиційними лабораторними методами або за допомогою сучасних фізичних методів (напр.: [9]). Проте визначення C_{cl} у будь-якому варіанті значно складніше і дорожче порівняно з визначенням C_{sh} , і тому використання параметрів глинистості, які належать безпосередньо до глинистих мінералів, не набуло необхідного розвитку. Разом з тим під час дослідження нетрадиційних колекторів урахування впливу глинистих мінералів на петрофізичні властивості стає необхідним у зв’язку з їх специфікою.

Аналогічно (1), між об’ємним (K_{cl}) і масовим (C_{cl}) вмістом глинистих мінералів існує співвідношення

$$K_{cl} = \frac{\delta_s}{\delta_{cl}} C_{cl} (1 - k_n), \quad (2)$$

де δ_{cl} – середня густина суміші глинистих мінералів.

У разі отримання параметрів об’ємної глинистості (1) і (2) за каротажними даними параметри δ_s , δ_{sh} і δ_{cl} можна визначити [8], використавши загальну густина породи δ_r за даними ГГК і густину сухої породи δ_d за даними комплексу РК з урахуванням зв’язку між густиною породи і її складових та із залученням апріорних даних.

Визначення параметрів глинистості на основі ГГК. Для визначення загальної масової глинистості C_{sh} і масового вмісту глинистих мінералів C_{cl} використовують інтерпретаційний параметр ГГК $\Delta I_\gamma = (I_\gamma - I_{\gamma min}) / (I_{\gamma max} - I_{\gamma min})$ (відносний різницевий параметр) [6], де I_γ – показання ГГК уздовж свердловинного розрізу, $I_{\gamma min}$ і $I_{\gamma max}$ – показання ГГК проти опорних пластів з мінімальною і максимальною глинистістю.

Зіставивши загальну масову глинистість C_{sh} , визначену за керном лабораторним гранулометричним методом, з відповідними показаннями гамма-каротажу у вигляді відносного різницевого параметра ΔI_γ , буду-

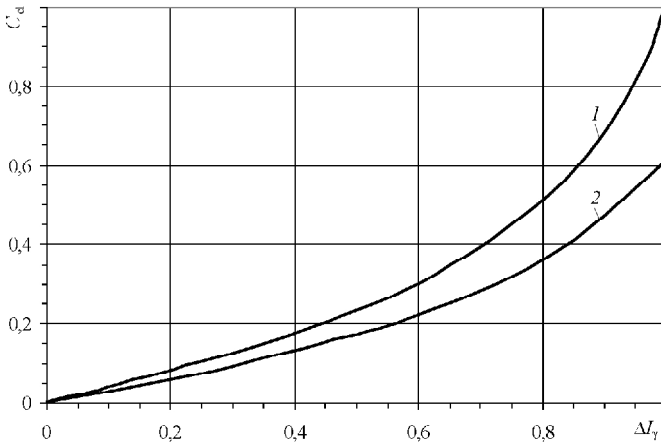


Рис. 1. Інтерпретаційні залежності гамма-каротажу для визначення загальної масової глинистості (1) і масового вмісту глинистих мінералів (2)

ють градувальну залежність $\Delta I_\gamma = f(C_{sh})$ [6], яку в певному сенсі можна вважати універсальною у зв'язку з наближеною інваріантністю ΔI_γ [2]. Використавши обернену (інтерпретаційну) залежність (рис. 1, крива 1), за результатами ГК отримують загальну масову глинистість уздовж досліджуваного свердловинного розрізу.

За даними лабораторних досліджень керн міоценових порід (шт. Техас і Луїзіана) з використанням рентгенівського дифракційного аналізу [9], відносна маса глинистих мінералів C_{cl} становить 50–70 % загальної масової глинистості C_{sh} ; частинки кварцу – 25–45 %, інші мінерали (включно польовий шпат і карбонати) – 5 %. Експериментально на обмеженому інтервалі було встановлено залежність між параметрами C_{cl} і ΔI_γ .

З урахуванням результатів [9] ми побудували узагальнену інтерпретаційну залежність $C_{cl} = \varphi(\Delta I_\gamma)$ (рис. 1, крива 2).

Для розв'язання практичних задач, якщо апіорі конкретне значення C_{cl} відоме тільки орієнтовно, достатньо взяти деяке середнє значення C_{cl} щодо загальної маси глинистого матеріалу. Наприклад, за переважного вмісту частинок глинистих мінералів можна прийняти $C_{cl} \approx 0,6C_{sh}$ (тобто вміст глинистих мінералів щодо загальної масової глинистості становить 60 %).

Визначення параметрів пористості на основі РК. Пористість водонасичених гірських порід за допомогою ГТК визначають за формулою [6]

$$k_n^{(r)} = (\delta_s - \delta_r) / (\delta_s - \delta_w), \quad (3)$$

де δ_s – густина твердої фази породи; δ_w – густина води; δ_r – густина породи, яку отримують за градувальною залежністю ГГК.

Визначення пористості за ГГК має ту перевагу, що вона не залежить від вмісту хімічно зв’язаної води в глинистих мінералах і слабо залежить від різниці у густині між глинистими мінералами і скелетною частиною твердої фази. Густина мінералізованої води можна оцінити за апіорними даними, а загальну густина твердої фази – також апіорно за вибраною петрофізичною моделлю породи [8].

Пористість за комплексом ННК + ГК можна кількісно оцінити на основі формули:

$$k_n^{(n+\gamma)} = k_n^{(n)} - \omega_{cl} K_{cl}, \quad (4)$$

де $k_n^{(n+\gamma)}$ – загальна пористість за ННК + ГК; $k_n^{(n)}$ – нейтронна пористість; ω_{cl} – водневий індекс суміші глинистих мінералів [6, 12], значення якого оцінюють апіорі.

Нейтронну пористість визначають як пористість “чистої” породи (наприклад вапняка), насиченої прісною водою, за певних технічних умов вимірювань. Отримують $k_n^{(n)}$ за градувальною залежністю.

Загальну пористість глинистої породи за комплексом ННК + ГК визначають із системи рівнянь (4) і (2) або за допомогою методу послідовних наближень. В останньому випадку в рівнянні (2) в першому наближенні приймають $k_n = k_n^{(n)}$ (достатньо взяти 2 ітерації).

Параметр $C_{x.з.в} = \omega_{cl} K_{cl}$ має зміст позірної пористості за рахунок хімічно зв’язаної води в глинистих мінералах. За повного водонасичення цей параметр можна визначити як різницю $\Delta k_n = k_n^{(n)} - k_n^{(\gamma)}$ між нейтронною пористістю і “істинною” пористістю за ГГК. У свою чергу, знаючи Δk_n і K_{cl} , можна отримати значення водневого індексу ω_{cl} .

На рис. 2 показано достатньо тісний зв’язок між фактичним вмістом глинистих мінералів і відносним різницевим параметром ГГК.

На рис. 3 представлено діаграми петрофізичних параметрів піщано-глинистої породи, в тому числі параметрів глинистості, в зоні повного водонасичення. Незалежні лабораторні визначення параметрів в цілому підтверджують розроблену методику і можливості комплексу РК разом з деякими апіорними даними отримувати сукупність параметрів колекторів.

Оцінка пористості газоносних порід. Пористість газоносних порід, визначена за допомогою ГГК (3), стає завищеною, тоді як пористість (4) за (ННК + ГК) – заниженою. Розходження між значеннями порис-

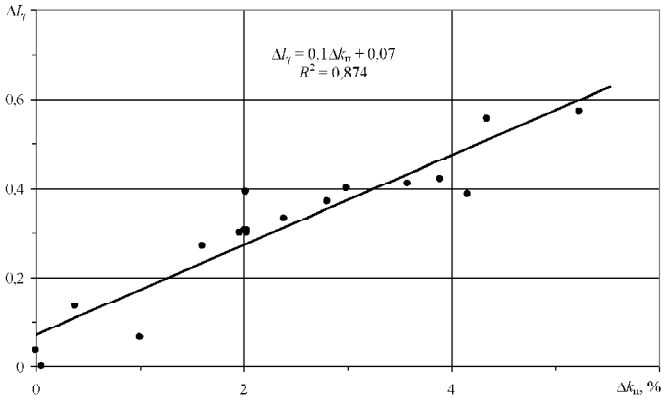


Рис. 2. Кросплот позірної пористості за рахунок хімічно зв’язаної води в глинистих мінералах і відносного різницевого параметра гамма-каротажу, за матеріалами вимірювань у модельних свердловинах

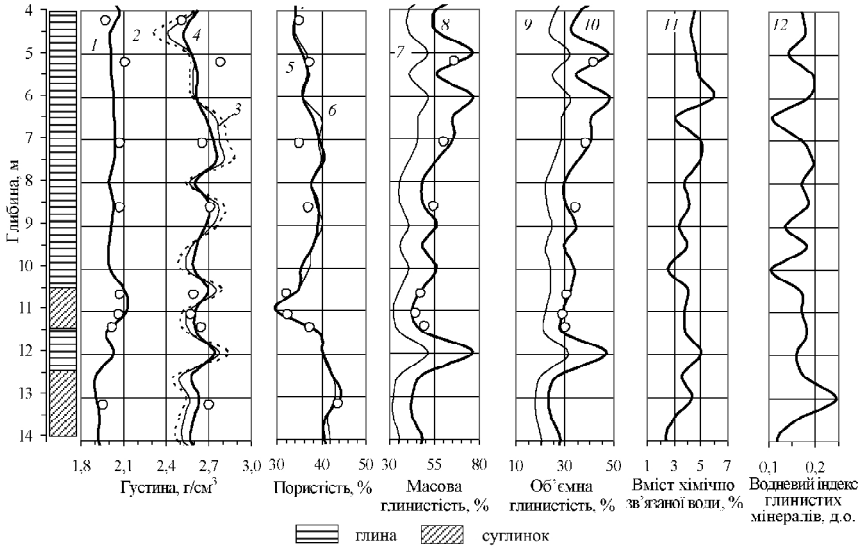


Рис. 3. Діаграми параметрів піщано-глинистих гірських порід нижче рівня води. Густина: 1 – породи, 2 – clay-компонента твердої фази, 3 – shale-компонента твердої фази, 4 – твердої фази породи; пористість: 5 – за ННК + ГК, 6 – за ГК; масова глинистість: 7 – clay, 8 – shale; об’ємна глинистість: 9 – clay, 10 – shale; 11 – вміст хімічно зв’язаної води за ННК + ГК; 12 – водневий індекс глинистих мінералів, д.о. кружки – лабораторні значення

тості вздовж розрізу є якісним критерієм газоносності. Усереднення пористостей за ГГК і за (ННК + ГК), виконане за певним принципом, дає змогу кількісно оцінити пористість газоносних порід:

$$k_{\text{п}} = \alpha_1 k_{\text{п}}^{(\text{н}\gamma)} + \alpha_2 k_{\text{п}}^{(\gamma\gamma)}, \quad \alpha_1 + \alpha_2 = 1. \quad (5)$$

На рис. 4 продемонстровано підхід (5) до визначення пористості газоносних порід на прикладі техногенної породи (як натурної моделі) – золи теплової електростанції [8]. Частинки золи мають закрити пористість, насичену газом. Верхня частина розрізу перебуває в зоні аерації, нижня – нижче рівня води. Визначена пористість (діаграма 9) за емпіричного підбору коефіцієнтів α_i ($\alpha_1 = 0,35$; $\alpha_2 = 0,65$) практично збігається з незалежним визначенням за способом [7] і з даними, отриманими на основі лабораторних визначень вологості (точки).

Виконаний аналіз застосування підходу (5) до визначення пористості газонасичених колекторів свідчить, що параметри α_i відносно слабо залежать від термобаричних умов залягання. З ростом тиску і температури α_1 збільшується (відповідно, α_2 зменшується) (наприклад, на глибині ~ 4 км $\alpha_1 \approx 0,5$).

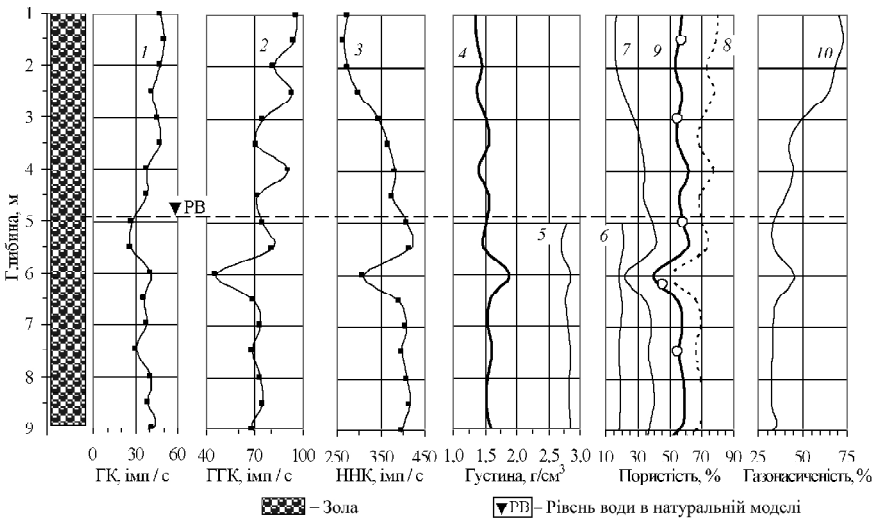


Рис. 4. Діаграми параметрів техногенної гірської породи (зола теплової електростанції): 1–3 показання РК; густина: 4 – породи, 5 – твердої фази породи; пористість: 6 – закрити газонасичена за РК, 7 – фіктивна за ННК, 8 – фіктивна за ГГК, 9 – загальна за ННК + ГГК (формула (5)); 10 – газонасиченість за РК; кружки – лабораторні значення

Висновки. Комплексне застосування методів радіоактивного каротажу для дослідження нетрадиційних колекторів газу (глинисті сланці, ущільнені пісковики, метановугільні породи над шахтними виробками) дає принципову можливість значно підвищити інформативність свердловинних вимірювань. Використання трьох методів РК (ГК, ННК, ГГК) разом з деякими апіорними даними дає змогу отримати розширену сукупність петрофізичних параметрів нетрадиційних колекторів газу. Зокрема, вперше запропоновано узгоджені положення для визначення масового і об’ємного вмісту глинистих мінералів у породі, оцінки вмісту в них хімічно зв’язаної води та водневого індексу, а також розроблено ефективний підхід до визначення пористості газонасичених порід.

Основні результати статті були представлені на III Міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси” (м. Івано-Франківськ, 20–24 травня 2013 р.) [5].

1. *Аксельрод С.М.* Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2011. – Вып. 1 (199). – С. 80–110.
2. *Бондаренко М.С.* Определение пористости глинистых пород в обсаженных нефтегазовых скважинах с помощью радиоактивного и акустического каротажа / М.С. Бондаренко, В.В. Кармазенко, Г.О. Кашуба, В.В. Кулик // Геофиз. журн. – 2010. – Т. 32, № 2. – С. 110–120.
3. *Добрынин В.М.* Петрофизика (физика горных пород). – [2-е изд., перераб. и доп.] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников – М.: Нефть и газ, 2004. – 368 с.
4. *Концепція науково-технічного проекту “Вилучення метану закритих шахт: гірничо-геологічне і технологічне обґрунтування на 2011–2015 рр.”* Розпорядження Президії НАН України № 98 від 17.02.12.
5. *Кулик В.В.* Визначення деяких параметрів нетрадиційних колекторів газу за допомогою комплексу радіоактивного каротажу / В.В. Кулик, М.С. Бондаренко // Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси. Матеріали III Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Ів.-Франківськ, 20–24 трав. 2013 р.) – Ів.-Франківськ, 2013. – С. 92–96.
6. *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.]. – Калинин, 1984. – 112 с.
7. *Пат. на корисну модель № 76747 Україна, МПК G01V5/00.* Спосіб визначення закритої газонасиченої пористості гірських порід / Кулик В.В., Бондаренко М.С., Камілова О.В. заявник і патентовласник ІГФ НАН України. – № u201208792; заявл. 17.07.12; опубл. 10.01.13, Бюл. № 1.
8. *Принципові положення нової технології дослідження природних і техногенних ґрунтів на основі комплексу радіоізотопного каротажу* / Кулик В.В., Бондаренко М.С., Кетов А.Ю. [та ін.] // Наука та інновації. – 2012. – Т. 8, № 6. – С. 26–39.
9. *Bhuyan K.* Clay estimation from GR and neutron-density porosity logs / Bhuyan K., Passey Q.R. // SPWLA 35th Ann. Logging Symp. (June 19–22, 1994). – Pap. DDD.

10. Crain E.R. Crain's petrophysical handbook [Електрон. ресурс]: On-Line Handbook / E.R. (Ross) Crain. – Режим доступу до ресурсу: spec2000.net/17-specshgas.htm; spec2000.net/17-tightgas.htm; spec2000.net/17-specbcm.htm.
11. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geological and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs / [Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., а. о.] // CPS/SPE Int. Oil & Gas Conf. (China, Beijing, 8–10 June 2010). – Paper SPE 131350.
12. Glover P. Petrophysics MSc Course Notes [Електрон. ресурс]: On-Line Handbook / Paul Glover. – Department of geology and petroleum geology, University of Aberdeen, UK. – Режим доступу до ресурсу: www2.ggl.ulaval.ca/personnel/paglover/CD%20Contents/GGL66565%20Petrophysics%20English/Chapter%2015.PDF (С. 153).
13. Software platform “Petrolog, v10.2”, Help Manual [Електрон. ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: petrolog.net/webhelp/Logging_Tools/gr/gr.html.
14. Vinay K.S. Tight gas sandstone: is it truly an unconventional reservoir? [Електрон. ресурс] / K.S. Vinay, S.K. Van Dyke. – Can. Soc. Petrol. Geol. Res. – Oct. 2010. – Режим доступу до ресурсу: slideshare.net/staffanvandyke/tight-gas-sandstone-is-it-truly-unconventional.

Повышение информативности радиоактивного каротажа при определении параметров нетрадиционных коллекторов газа В.В. Кулик, М.С. Бондаренко

К нетрадиционным ресурсам газа в Украине, перспективным для добычи, относятся сланцевый газ, газ уплотненных песчаников, а также метан углепородных массивов, где в результате нарушения пород над шахтными выработками образовались техногенные коллекторы метана. Рассмотрена возможность количественной оценки параметров нетрадиционных коллекторов газа с помощью комплекса радиоактивного каротажа (ГК, ГТК, ННК). Результаты продемонстрированы на примере приповерхностных природных и техногенных пород, которые выступают в качестве натуральных моделей.

Ключевые слова: нетрадиционные коллекторы газа, радиоактивный каротаж, петрофизические параметры.

Increase of informativity of radioactive logging in the determination of parameters of unconventional gas reservoirs V.V. Kulyk, M.S. Bondarenko

For unconventional gas resources in Ukraine, promising for production, including shale gas, tight gas sandstone, and methane of coalrock mass, where as a result of violation of rocks above the mine workings were formed technogenic reservoirs of methane. Opportunity of quantity estimation of the number of parameters of unconventional gas reservoirs with the help of complex of radioactive logging (GR, DL, NL) are considered. The results are shown by the example of the near-surface of natural and technogenic rocks, which act as full-scale natural models.

Keywords: unconventional gas reservoirs, radioactive logging, petrophysical parameters.