

УДК 550.8+553.9

DOI: <https://doi.org/10.24028/gj.v47i2.322540>

## **Визначення та основні петрофізичні параметри ущільненого колектора на прикладі Дніпровсько-Донецької западини**

***Г.О. Кашуба<sup>1</sup>, С.С. Куровець<sup>2</sup>, 2025***

<sup>1</sup>АТ «Укргазвидобування», Київ, Україна

<sup>2</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
Івано-Франківськ, Україна

---

Citation: Kashuba H.O., & Kurovets S.S. (2025). Identification and main petrophysical parameters of a compacted reservoir on the example of the Dnipro-Donets Depression. *Geofizychnyi Zhurnal*, 47(2), 230—236. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i2.322540>.

Publisher S. Subbotin Institute of Geophysics of NAS of Ukraine, 2025. This is an open access article under the CC BY-NC-SA license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

Питання енергетичної безпеки України та диверсифікації напрямів пошукових робіт на сьогодні має надзвичайно велике значення. При цьому низькопроникні, низькопористі гірські породи становлять значну частину продуктивних комплексів нафтогазоносних регіонів України. Дослідження зосереджено на відкладах Дніпровсько-Донецької западини як основного нафтогазоносного регіону України. Проведено аналіз зміни граничного значення пористості залежно від глибини залягання для практично всіх продуктивних комплексів западини. Наведено граничні значення основних петрофізичних параметрів для ущільнених колекторів.

**Ключові слова:** ущільнений колектор, продуктивні відклади, петрофізичні параметри, пористість, Дніпровсько-Донецька западина.

**Вступ.** Поняття та критерії виділення низькопористого колектора введено в монографії [Федишин, 2005]. Автором запропоновано розділяти високопористі породи від низькопористих за коефіцієнтом відкритої пористості ( $K_{\text{п}}$ ). Як граничне значення  $K_{\text{п}}^{\text{рп}}$  запропоновано пористість 10—12%. На сьогодні немає чіткого визначення загальноприйнятого терміну ущільнений колектор. Різні автори трактують його по-різному і тому має місце повна його невизначеність. Появі терміну ущільнений колектор передував термін «напівколектор». Перше вживання цього терміну відноситься до 2000-х років при дослідженнях нижнього поверху нафтогазоносності Шебелинського газоконденсатного родовища (Західношебелинська площа).

**Результати досліджень.** Після нашої публікації [Кашуба та ін., 2015] термін ущільнений колектор почали використовувати для означення низькопроникних порід, які містять сланцювато-глинисті та ущільнені карбонатні та теригенні породи [Лукин, 2014; Вакарчук, 2015]. За даними авторів нафту і газ, що видобувають з цих порід, називають в англомовній літературі «natural shale oil and gas» (нафта і газ сланців) і «tight oil and gas» (нафта і газ ущільнених порід). Важливо, автори [Кашуба та ін., 2015] звернули увагу на високу дисперсність гірських порід, віднесених до напівколекторів, і що вони «можуть бути означені і як наноклектори». Отже, згідно з проведеними нами дослідженнями до визначення ущільнений колектор можна віднести: «tight oil and gas» (нафта і газ ущільнених порід, поклади газу «центральнобасейнового» типу), низькопористі по-

роди (ущільнені різновиди у покладі), сланці, що містять газоподібні та рідкі вуглеводні.

Згідно з класичними поняттями [Sylvain, 1978], граничне значення пористості порідколекторів зменшується із збільшенням глибини через процеси ущільнення. Методологія та способи визначення граничних значень пористості досить детально описані в літературі [Методичні..., 2016] і не потребують додаткових коментарів. Проведені у цьому напрямі дослідження так і не були узагальнені, а отримані граничні значення пористостей для різних глибин залягання та різних стратотипів порід часто суперечили один одному — більші значення  $K_{\text{п}}^{\text{рп}}$  відповідали породам, що залягають значно глибше. Авторами проведено дослідження зміни граничної пористості з глибиною для колекторів, літологічно представлених пісковиками, які належать до різних стратиграфічних відкладів. Об'єктом досліджень були продуктивні комплекси Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), оскільки вони характеризуються не тільки різними стратиграфічними рівнями, а й широким діапазоном глибин залягання одновікових відкладів (від продуктивних пісковиків картамиської світи нижньої пермі до відкладів турнейського ярусу нижньокам'яновугільної системи). В аналізі брало участь понад 100 родовищ і площ, які належать до різних тектонічних елементів ДДЗ, характеризуються продуктивними відкладами різної стратиграфії, де визначені граничні значення пористості, і затверджені державною комісією запасів України. На рис. 1 приведено основні результати досліджень.

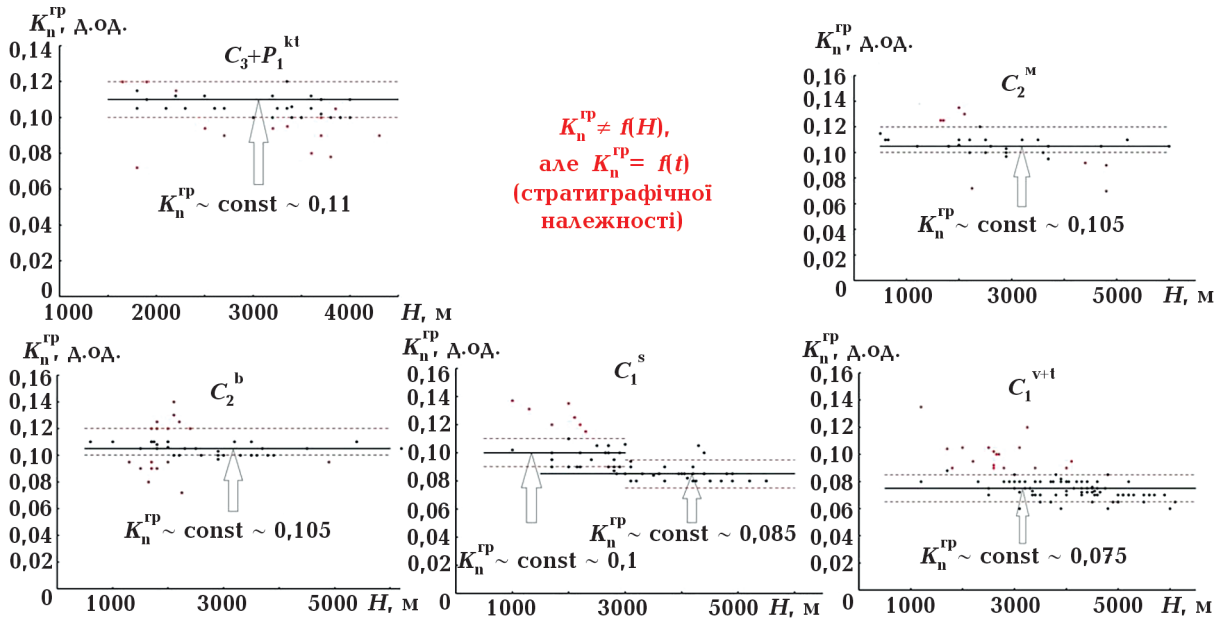


Рис. 1. Зміна граничного значення пористості залежно від глибини залягання для нижньопермсько-нижньокам'яновугільних пісковиків ДДЗ.

Fig. 1. Change in the porosity limit depending on the depth of occurrence for the Lower Permian-Lower Carboniferous sandstones of the DDD.

**Таблиця 1. Числові значення граничного коефіцієнту пористості для різних стратиграфічних відкладів ДДЗ**

Вік	$P_1^{kt} + C_3$	$C_2^m$	$C_2^b$	$C_2^{s2}$	$C_1^{s1}$	$C_1^{v+t}$
$K_n^{gp}$ , А.О.А.	0,11	0,105	0,105	0,1	0,085	0,075

Зазначимо, що на рис. 1 червоним кольором позначено точки, що відповідають за прийняті граничні значення пористості, які були зменшені при наступних перерахунках запасів вуглеводнів (наприклад, для підсолевих родовищ — Єфремівське родовище 1968, 2020 рр., Кегечівське родовище 1972, 2017 рр.). До цієї групи увійшли також дані щодо родовищ, де відклади об'єднувалися з іншими та за запасами не є основними на родовищі (Рибальське, Качанівське родовище та ін.).

Отже, для піщано-алевритових порід ДДЗ числове значення  $K_n^{gp}$  не залежить від глибини їхнього залягання (у межах доступних глибин досліджень), але зменшується в міру збільшення віку порід від  $K_n^{gp} \approx 0,11(P_1^{kt} + C_3)$  до  $K_n^{gp} \approx 0,075(C_1^{v+t})$ . Отриманий результат є доконаним фактом, що змінює класичні уявлення про

зміну граничного значення пористості з глибиною (у межах доступних глибин досліджень) та приводить до ряду основоположних висновків, які є темою окремих досліджень і будуть опубліковані нами надалі. Водночас отримані результати вказують, що для визначення ущільненої колектор використовувати якесь одне усереднене значення граничної пористості (10—12 %) для різних стратотипів порід неправильно. Для різновікових відкладів ДДЗ числові значення граничного коефіцієнту пористості наведено у табл. 1.

Для таких умов термін низькопористий колектор, для визначення якого використовується одне граничне значення  $K_n^{gp}$  на рівні 10 %, є не зовсім коректним. Якщо пласт характеризується пористістю 9 %, то для одних стратиграфічних відкладів він буде характеризуватися пористістю

вищою за їх граничне значення (для пісковиків візейського ярусу нижнього карбону ( $C_1^{v+t}$ ),  $K_p^{gp} = 0,075$ , ДДЗ) і буде досить хорошим колектором, а для інших — меншою (для пісковиків московського ярусу середнього карбону ( $C_2^m$ ),  $K_p^{gp} = 0,105$ , ДДЗ), власне буде ущільненим згідно з класичним підходом. У такому разі термін «ущільнений колектор» відповідає фізичній сутності таких геологічних різновидів (утримує, але не віддає пластовий флюїд). Отже, ущільнений колектор — це гірська порода, пористість якої менша від її кондіційного (граничного) значення  $K_p^{gp}$ , але яка здатна містити вільний флюїд (пористість якої більша від граничного абсолютного значення пористості).

Граничне абсолютне значення пористості ( $K_p^{gp,abc}$ ) визначається за наявності значень ефективної пористості ( $K_{п\text{еф}}$ ), отриманих на керовому матеріалі. Аналіз зв'язку  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$  для різних стратотипів колекторів показує, що вільний флюїд ( $K_{п\text{еф}} > 0$ ) у порак з'являється тільки за умови, якщо відкрита пористість досягає якоїсь величини, набагато меншої за її граничне значення [Кашуба, Башкіров, 2024]. Власне, вона відповідає  $K_p^{gp,abc}$ . Ця величина для різних стратиграфічних і літологічних відкладів буде різною, як і зв'язок

$K_{п\text{еф}} = f(K_p)$ . Для прикладу на рис. 2 наведено узагальнені петрофізичні зв'язки  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$ ,  $K_{зв} = f(K_p)$  типу «кern-кern» для піщано-алевритових порід нижньопермських і верхньокарбонівих відкладів підсолевих родовищ центрального грабену ДДЗ. До уваги взято всі доступні керовні дані з вищезгаданих родовищ, де є прямі визначення параметрів  $K_{п\text{еф}}$ ,  $K_{зв}$  (коефіцієнт зв'язаної води).

На рис. 2 наведено зв'язок  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$  і показано, що вільний флюїд ( $K_{п\text{еф}} > 0$ ) у порак порід-колекторів може бути тільки за умови, якщо відкрита пористість більша або дорівнює 6,0 %. Власне, вона відповідає граничному абсолютному значенню пористості для піщано-алевритових порід нижньопермських і верхньокарбонівих відкладів ДДЗ. Оскільки при побудові зв'язків  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$ ,  $K_{зв} = f(K_p)$  використано дані різних підсолевих родовищ центрального грабена ДДЗ, відклади яких залягають на різних глибинах, а отриманий узагальнений зв'язок  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$  є досить тісним (коефіцієнт кореляції  $\sim 0,95$ ), можна стверджувати, що числове значення  $K_p^{gp,abc}$ , як і граничної для одного стратиграфічного рівня, не залежить від глибини залягання відкладів.

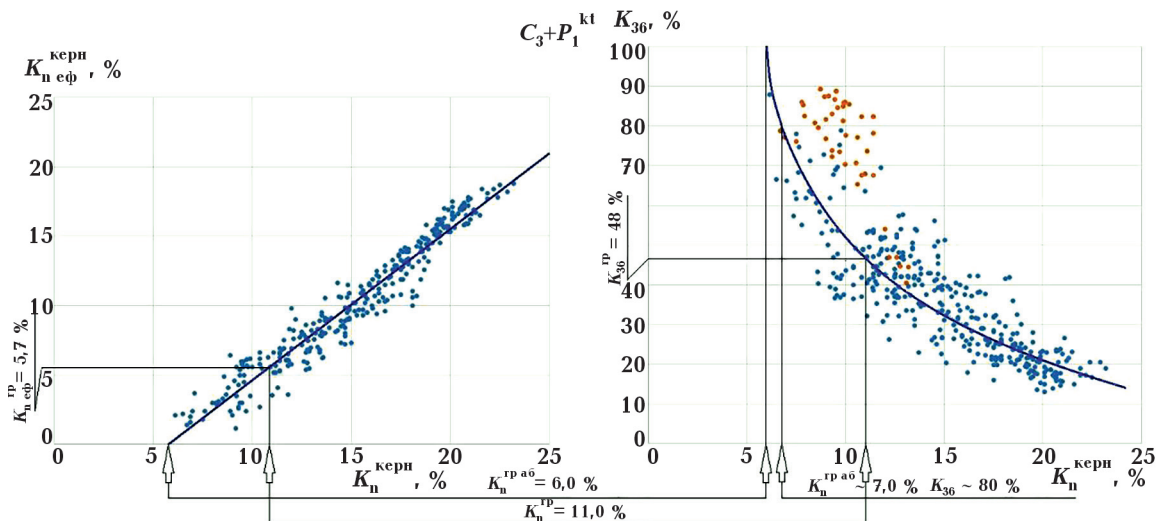


Рис. 2. Узагальнені петрофізичні зв'язки  $K_{п\text{еф}} = f(K_p)$ ,  $K_{зв} = f(K_p)$  типу «кern-кern» для піщано-алевритових порід нижньопермських і верхньокарбонівих відкладів ДДЗ.

Fig. 2. Generalized petrophysical relations  $m_{ef} = f(mK_p)$ ,  $K_{sw} = f(m)$ , of the «core-core» type for sandy-siltstone rocks of the Lower Permian and Upper Carboniferous deposits of the DDD.

Інший узагальнений зв'язок, наведений на рис. 2 ( $K_{зв} = f(K_p)$ ), показує, що зв'язана вода в порах при граничній пористості 11 % становить ~48 %, а на вільний флюїд припадає 52 % об'єму порового простору. Такі дані досить добре можна порівняти з граничними значеннями коефіцієнтів нафтогазонасиченості ( $K_{нг}^{гр}$ ), отриманими незалежно при обґрунтуванні підрахункових параметрів різними авторами цієї групи родовищ. В умовах граничного насичення:  $K_{нг}^{гр} = 1 - K_{зв}$ . Тому при граничній пористості у нашому випадку  $K_{нг}^{гр}$  дорівнюватиме 0,52. Враховуючи зв'язок  $K_{зв} = f(K_p)$  і вищенаведені міркування для ущільнених колекторів коефіцієнт нафтогазонасичення буде меншим за його граничне значення  $K_{нг}^{гр}$ , обґрунтованого для класичних колекторів. Це все логічно, оскільки при зменшенні пористості від її граничного значення (область ущільнених колекторів) збільшується відсоткове заповнення пор зв'язаною водою — зменшується об'єм порового простору, причому вміст зв'язаної води зменшується не пропорційно пористості (за рахунок капілярних сил у системі капілярів, що створюють пори). Ці висновки потребують приведення великої кількості фактичного матеріалу та аналізів розробки родовищ, особливо на їх завершальних стадіях.

Згідно з дослідженнями [Федишин, 2005], з наближенням водонасичення до 50—60 % фазова проникність для газу різко зменшується і незалежно від пористості фільтрація газу при депресії, що може бути

створена в реальних умовах свердловини, починається за умови газонасичення породи дещо більше 20 %, тобто при  $K_{зв} < 80$  %. Отже, величина нижньої межі ущільненого колектора  $K_p^{гр.abc}$  має бути скорегована з огляду на зв'язок  $K_{зв} = f(K_p)$ , наведений на рис. 2. Так, для піщано-алевритових порід нижньопермських і верхньокарбонівих відкладів ДДЗ вона становитиме ~0,07 д.од. Що ж до області коричневих точок на усередненому зв'язку  $K_{зв} = f(K_p)$ , то вони відповідають глинистим (заглинизованим) пісковикам. На цьому етапі вони не бралися до уваги, хоча чітко ілюструють, що глинистість буде однією з основних властивостей ущільнених колекторів при оцінюванні їхньої промислової цінності.

Такі дослідження проведено нами практично для всіх продуктивних комплексів ДДЗ (від продуктивних пісковиків картамиської світи нижньої пермі до відкладів турнейського ярусу нижньокам'яновугільної системи). Числові значення вищеописаних петрофізичних параметрів для різновікових відкладів ДДЗ наведено у табл. 2.

Для піщано-алевритових порід ДДЗ числове значення  $K_p^{гр.abc}$ , як і граничної, не залежить від глибини їх залягання (у межах доступних глибин досліджень), але зменшується у міру збільшення віку порід від  $K_p^{гр.abc} \approx 0,06(P_1^{kt} + C_3)$  до  $K_p^{гр} \approx 0,003(C_1^{v+t})$ .

Для означення ущільненого колектора через кількісні значення пористості нами пропонується використовувати граничну

**Таблиця 2. Граничні значення петрофізичних параметрів для ущільнених колекторів**

Вік	$P_1^{kt} + C_3$	$C_2^m$	$C_2^b$	$C_2^{s2}$	$C_1^{s1}$	$C_1^{v+t}$
$K_p^{гр}$ , д.од.	0,11	0,105	0,105	0,1	0,085	0,075
$K_p^{гр.abc}$ , д.од.	0,06	0,055	0,052	0,047	0,033	0,03
$K_{пэф}^{гр}$ , д.од.	0,057	0,053	0,054	0,55	0,52	0,053
$K_p^{гр.abc}$ при $K_{зв}=0,8$ д.од.	0,07	0,06	0,06	0,053	0,43	0,4
$K_{зв}^{гр}$ , д.од.	0,48	0,49	0,48	0,45	0,4	0,3

$K_p^{gr}$  та абсолютно граничну  $K_p^{gr.abc}$ . У такому разі ущільнений колектор — це гірська порода, пористість якої змінюється в наступних межах:  $K_p^{gr.abc} \leq K_p \leq K_p^{gr}$ .

З урахуванням вищевикладеного підсумовуємо, що за значенням коефіцієнта пористості гірські породи можна розділити так:

- $K_p \geq K_p^{gr}$  — порода — колектор;
- $K_p^{gr.abc} \leq K_p \leq K_p^{gr}$  — ущільнений колектор;
- $K_p \leq K_p^{gr.abc}$  — не колектор (щільна порода).

Отже, для різних стратиграфічних відкладів ДДЗ при розділенні гірських порід на колектор — ущільнений колектор — щільна порода слід використовувати значення граничних коефіцієнтів пористості, наведені у табл. 2.

**Висновки.** 1. Отримано числові значення петрофізичних параметрів, що описують ущільнені колектори (див. табл. 2).

2. Запропоновано використовувати конкретні значення граничних пористостей ( $K_p^{gr}, K_p^{gr.abc}$ ) для розділення гірських порід на колектор — ущільнений колектор —

щільна порода для різних стратиграфічних відкладів (див. табл. 2).

3. Числове значення граничної пористості ( $K_p^{gr}$ ) є практично постійною величиною для одновікових порід і не залежить від глибини їхнього залягання.

4. Числове значення граничної пористості ( $K_p^{gr}$ ) зменшується в міру збільшення віку порід від  $K_p^{gr} \approx 0,11(P_1^{kt} + C_3)$  до  $K_p^{gr} \approx 0,075(C_1^{v+t})$ .

5. Числове значення граничної ефективно пористості ( $K_{pef}^{gr}$ ) є практично постійною величиною для всіх продуктивних стратиграфічних комплексів та становить у середньому 0,055 (див. рис. 2).

6. Добуток граничних значень коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості є постійною величиною для різних стратиграфічних відкладів та у середньому становить  $K_p^{gr} \cdot K_{ng}^{gr} = 0,055$ .

7. Для ущільнених колекторів коефіцієнт нафтогазонасичення буде меншим за його граничне значення  $K_{ng}^{gr}$ , обґрунтованого для класичних колекторів і буде постійно зменшуватися у міру зменшення пористості.

## Список літератури

- Вакарчук С.Г. Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 5. С. 46—49.
- Кашуба Г.О., Башкіров Г.Л. До питання з визначення граничних значень петрофізичних параметрів. *Нагрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Дев'ятої між нар. наук.-практ. конф., 7—11 жовтня 2024 р., м. Львів*. Київ: ДКЗ, 2024, С. 131—138.
- Кашуба Г., Карпенко І., Колісниченко В., Лелик Б. Нижньопермські антиклінали Дніпровсько-Донецької западини — як потенційні резервуари газу ущільнених порід, *Зб. наук. праць Ін-ту геол. наук НАН України*. 2015. Т. 8. С. 181—189.
- Лукин А.Е. Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа. *Геол. журн.* 2014. № 1. С. 7—22.
- Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації*. Київ: Вид. ДКЗ України, 2016, 325 с.
- Федишин В.О. *Низькопористі породи-колектори газу промислового значення*. Київ: Вид. УкрДГРІ, 2005, 148 с.
- Sylvain, J. (1978). *Geologic Well Log Analysis by Pirson*. Gulf Pub. Co., Book Division, 377 p.

# Identification and main petrophysical parameters of a compacted reservoir on the example of the Dnipro-Donets Depression

*H.O. Kashuba<sup>1</sup>, S.S. Kurovets<sup>2</sup>, 2025*

<sup>1</sup>JSC «Ukrgezvydobuvannya», Kyiv, Ukraine

<sup>2</sup>Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The issue of Ukraine's energy security and diversification of exploration directions is of extremely great importance today. At the same time, low-permeability, low-porosity rocks make up a significant part of Ukraine's productive complexes of the oil and gas regions. The research is focused on the deposits of the Dnieper-Donets Depression as Ukraine's main oil and gas region. An analysis of the change in the threshold value of porosity depending on the depth of occurrence for almost all productive complexes of the Dnieper-Donets Depression was carried out. The threshold values of the main petrophysical parameters for compacted reservoirs are given.

**Key words:** compacted reservoir, productive deposits, petrophysical parameters, porosity, Dnieper-Donets Depression.

## References

- Vakarchuk, S.G. (2015). Resource potential of unconventional hydrocarbons of compacted carbonate rocks of the Tournei stage of the DDD. *Oil and gas industry of Ukraine*, (5), 46—49 (in Ukrainian).
- Kashuba, G.O., & Bashkirov, G.L. (2024). To the issue of determining the limit values of petrophysical parameters. *Subsoil use in Ukraine. Investment prospects. Materials of the Ninth International Scientific and Practical Conference, October 7—11, 2024, Lviv* (pp. 131—138). Kyiv: DKZ (in Ukrainian).
- Kashuba, G., Karpenko, I., Kolisnichenko, V., & Lelyk, B. (2015). Lower Permian anticlines of the Dnipro-Donets basin as potential gas reservoirs of compacted rocks. *Collection of papers of the Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine*, 8, 181—189 (in Ukrainian).
- Lukin, A.E. (2014). Geophysical methods and the problem of identifying non-traditional sources of natural gas. *Geological Journal*, (1), 7—22 (in Russian).
- Methodological recommendations for the calculation of reserves and assessment of oil and gas resources in the subsurface and classification*. (2016). Kyiv: DKZ of Ukraine, 325 p. (in Ukrainian).
- Fedyshyn, V.O. (2005). *Low-porosity rocks-collectors of gas of industrial importance*. Kyiv: Publ. UkrDGRI, 148 p. (in Ukrainian).
- Sylvain, J. (1978). *Geologic Well Log Analysis by Pirson*. Gulf Pub. Co., Book Division, 377 p.