

УДК 550.832

© В.М. Курганський, В.Г. Колісніченко, В.О. Маляр, 2011

*Київський національний університет імені Тараса Шевченка, м. Київ
Закрите акціонерне товариство “Концерн НАДРА”, м. Київ*

ВИВЧЕННЯ ТОНКОШАРУВАТИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НИЖНЬОГО САРМАТУ РУСЬКО-КОМАРІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА ДАНИМИ ПРОМИСЛОВОЇ ГЕОФІЗИКИ

Наведено методику визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та обґрунтування кількісних критеріїв виділення колекторів для відкладів нижнього сармату Русько-Комарівського родовища. Дослідження ґрунтуються на даних промислової геофізики та лабораторних досліджень керна.

Ключові слова: промислова геофізика, колектор, петрофізика, фільтраційно-ємнісні властивості, граничні значення.

Вступ. Як відомо, порода-колектор – це гірська порода, що здатна вміщувати в собі нафту, газ чи воду та віддавати їх під час розробки у будь-якій, навіть незначній, кількості. Для виділення в розрізі свердловини нафтогазонасичених колекторів використовують якісні ознаки та кількісні критерії, які називають нижніми чи абсолютними нижніми межами фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ), або геолого-геофізичними кондиціями для певного типу порід-колекторів.

В основу вирішення завдань класифікації, пов’язаних з виділенням колектору та встановлення його нафтогазонасиченості за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), покладена геофізична характеристика пласта та її зв’язок з петрофізичними властивостями, тобто виявлення зв’язків між зареєстрованими каротажними даними та колекторськими властивостями порід (пористістю, глинистістю, проникністю та ін.), визначеними за результатами лабораторних досліджень керна. Комплексна кількісна інтерпретація даних промислової геофізики, в тому числі даних дослідження, дає змогу встановити граничні значення (кількісні критерії) колекторських властивостей ($K_{п.гр}$, $K_{пр.гр}$, $K_{гл.гр}$, $K_{нг.гр}$) або відповідних геофізичних параметрів ($\Delta t_{гр}$, $\Delta I_{\gamma,гр}$, $\Delta I_{\nu,гр}$, $\alpha_{пс,гр}$, $\rho_{п.гр}$) для порід [1].

У статті розглянуто методику визначення ФЄВ та обґрунтування кількісних критеріїв виділення колекторів для відкладів нижнього сармату Русько-Комарівського родовища, оскільки саме до цих неогено-

вих товщ приурочені поклади газу в Закарпатському внутрішньому прогині.

Об’єкт досліджень. Для досліджень порід нижнього сармату вибрано Русько-Комарівське родовище, що розташоване у північно-західній частині Закарпатського внутрішнього прогину. На території родовища в період пошуково-розвідувальних робіт було пробурено 10 свердловин, у процесі їх дослідження застосовували комплекс методів ГДС, передбачений діючими на час їх проведення (1983–1987) нормативними документами. Відібрані зразки керна досліджували в лабораторії фізики пласта Тематичної партії ПГО “Запукргеологія”, лабораторіях Івано-Франківського інституту нафти і газу (ІФІНГ, з 2001 р. ІФТУНГ) та УкрДГРІ. Слід зазначити, що за загальної великої кількості кернавого матеріалу коефіцієнт його винесення із свердловини невеликий – та незначна кількість, що припадає саме на продуктивну частину нижнього сармату.

Літологічно відклади представлені прошарками пісковиків, алевролітів, аргілітів, глин і туфів. Потужність літотипів змінюється в широких межах (від декількох метрів до декількох сантиметрів). Це створює складну систему неоднорідного колектору з широким розвитком анізотропії, що ускладнює вивчення колекторських властивостей промислово-геофізичними методами.

Результати досліджень. Визначення пористості. Для визначення відкритої пористості були проаналізовані результати досліджень попередніх робіт [2–4] і випробувані методики, які ґрунтуються на використанні матеріалів ГДС і даних дослідження керна. Залежності, які найкраще відповідають значенням лабораторних досліджень кернавого матеріалу, отримані на основі даних методу акустичного каротажу, тому саме інтервальний час за кривою АК (Δt) з поправкою за глинистість ΔI_γ був вхідною величиною для визначення пористості, тобто побудовано залежність $K_n = f(\Delta t, \Delta I_\gamma)$. Після аналізу значень коефіцієнта пористості за кернам і геофізичними параметрами відібрано два рівняння: (1) – отримано фахівцями ІФІНГ [2, 3]; (2) – фахівцями концерну “НАДРА”:

$$K_n = -217,5 + 42,3(1 - 0,0456\Delta I_\gamma - 0,021\Delta I_\gamma^2) \ln \Delta t, \quad r = 0,90; \quad (1)$$

$$K_n = -186,06 + 36,43(1 - 0,05\Delta I_\gamma) \ln \Delta t, \quad r = 0,92. \quad (2)$$

Рівняння (2) розраховано на основі ув’язки даних досліджень керна ($K_{n, \text{керна}}$), проведених в лабораторіях ПГО “Запукргеологія” та ІФІНГ,

з геофізичними параметрами $(\Delta t, \Delta l_\gamma)$. До сформованої вибірки увійшли лише ті пласти, які мають коректну геофізичну характеристику та надійні значення $K_{п.кern}$.

Для вирішення питання, яке з рівнянь є найточнішим, використано методику, що ґрунтується на методах теорії похибок [5, 6]. Суть методики зводиться до встановлення наявності систематичних (Δ) і середньоквадратичних похибок – загальної ($\sigma_{заг}$) та випадкової ($\sigma_{вип}$). В цьому випадку порівнювали значення коефіцієнта пористості, отримані за даними ГДС і лабораторних досліджень керна.

Прийнято, що величину систематичної похибки можна вважати несуттєвою, якщо $|\sum d_i| \leq 0,25 \sum |d_i|$ (де d – різниця між виміряною та розрахованою величинами), тоді $\sigma_{заг} \approx \sigma_{вип}$. Середньоквадратичну похибку параметрів оцінювали, як для двійних рівноточних вимірювань:

$$\sigma_{заг} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n d_i^2}{2(n-1)}}, \quad (3)$$

$$\sigma_{вип} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (d_i - \Delta)^2}{2(n-1)}}. \quad (4)$$

Відносну середньоквадратичну похибку (δ) розраховано за формулою:

$$\delta_{K_n} = \frac{\sigma_{заг}}{(\sum_{i=1}^n K_{п.ГДС} + \sum_{i=1}^n K_{п.кern}) / 2}. \quad (5)$$

Аналіз похибок оцінок пористості показав близькість отриманих результатів за формулами (1) і (2). Відносні середньоквадратичні похибки становлять: для формули (1) – $\delta_{K_n} = 10,8$, для формули (2) – $\delta_{K_n} = 10,49$ %. При цьому формула (1) дає невелику систематичну похибку оцінки K_n , – $-0,5$ %, тобто пористість трохи більша, ніж за керовими даними. Для формули (2) отримано протилежний результат. Виходячи з цього, пористість колекторів оцінювали як середнє значення між формулами (1) та (2). Найкраще значення відносної середньоквадратичної похибки –

усього 7,1 %, що суттєво менше граничного рівня випадкової похибки окремого підрахункового параметра, який Я. Басін [7] визначив у 20 % (при цьому 20 % – жорсткіший критерій, який застосовують за наявності систематичної похибки параметра в 5 %).

Визначення газонасиченості. На основі даних аналізу керн, отриманих в лабораторіях ІФІНГ та ТП ПГО “Західургеологія” [2, 3], встановлено залежності $P_n = f(K_n)$ (рис. 1, а) і $P_n = f(K_v)$ (рис. 1, б):

$$P_n = \frac{\rho_{вн}}{\rho_v} = \frac{a}{K_n^m} = \frac{0,96}{K_n^{1,95}}, \quad (6)$$

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{вн}} = \frac{b}{K_v^n} = \frac{1}{K_v^{1,69}}, \quad (7)$$

де P_n – параметр пористості; P_n – параметр насичення; ρ_n – питомий електричний опір (ПЕО) досліджуваного пласта; $\rho_v, \rho_{вн}$ – ПЕО пластової води та досліджуваного пласта за повної водонасиченості; a, b, m, n – константи, визначені за результатами лабораторних досліджень керн.

Газонасичені пласти, за рівних умов, характеризуються вищим ПЕО, ніж водонасні. Ступінь насичення пропорційна величині відношення ПЕО

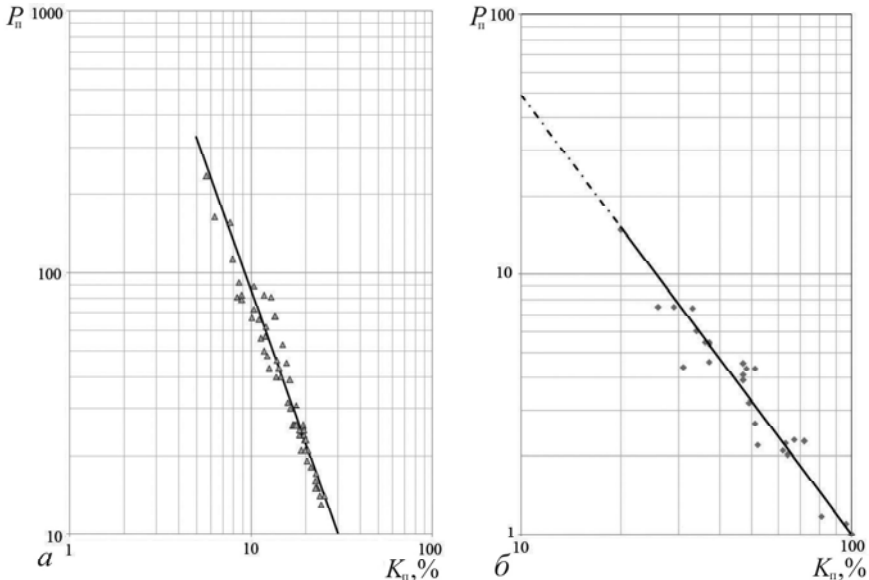


Рис. 1. Залежності $P_n = f(K_n)$ (а) і $P_n = f(K_v)$ (б)

пласта до ПЕО цього пласта, повністю насиченого пластовою водою (7). Оскільки вміст глини і глинистих прошарків понижує ρ_n досліджуваного інтервалу, розраховане за класичною методикою Арчі–Дахнова значення коефіцієнта газонасиченості K_r буде дещо занижене. Тому, для врахування впливу глинистості за визначення $K_r = (1 - K_B)$ було застосовано рівняння Доля [8]:

$$K_B = \left(\sqrt{\rho_n} \left(\frac{C_{gl}^{1-\frac{C_{gl}}{2}}}{\sqrt{\rho_{gl}}} + \sqrt{\frac{1}{\rho_B P_n}} \right) \right)^{-2/n}, \quad (8)$$

де K_B – коефіцієнт водонасиченості, частка одиниці (ч. од.); C_{gl} – масова глинистість колектору ч. од; ρ_n – питомий опір досліджуваного пласта, Ом · м; ρ_B – питомий опір пластової води, Ом · м; ρ_{gl} – питомий опір глин, Ом · м; P_n – параметр пористості; n – показник, що залежить від ступеня гідрофільності порід.

Це рівняння враховує не лише петрофізичні залежності $P_n = f(K_n)$ та $P_n = f(K_B)$, встановлені для літологічного комплексу родовища, а й вміст та ПЕО (ρ_{gl}) глин. Розрахована за ним величина газонасиченості підтверджена результатами випробувань. Отже, значення K_r орід-колекторів нижнього сармату Русько-Комарівського родовища доцільно розраховувати за рівнянням (8).

Масову глинистість колектору визначали, враховуючи встановлений лінійний зв'язок її з параметром ΔI_γ :

$$C_{gl} = 0,0908 + 0,3385 \Delta I_\gamma^2. \quad (9)$$

Розглянемо визначення K_r на прикладі пласта з інтервалу 1038–1042,4 м (рис. 2):

$$\Delta t = 325 \text{ мкс/м}; I_\gamma = 4,5 \text{ мкР/год};$$

$$\Delta I_\gamma = (I_\gamma - I_{\gamma_{\min}}) / (I_{\gamma_{\max}} - I_{\gamma_{\min}}) = (4,5 - 3) / (11,6 - 3) = 0,17;$$

$$C_{gl} = 0,0908 + 0,3385 \cdot 0,17^2 = 0,1 \text{ ч.од};$$

$$\rho_n = 6 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \rho_B = 0,067 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \rho_{gl} = 3 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$K_{n(\phi.1)} = -217,5 + 42,3(1 - 0,0456 \cdot 0,17 - 0,021 \cdot 0,17^2) \ln 325 = 25,1 \%;$$

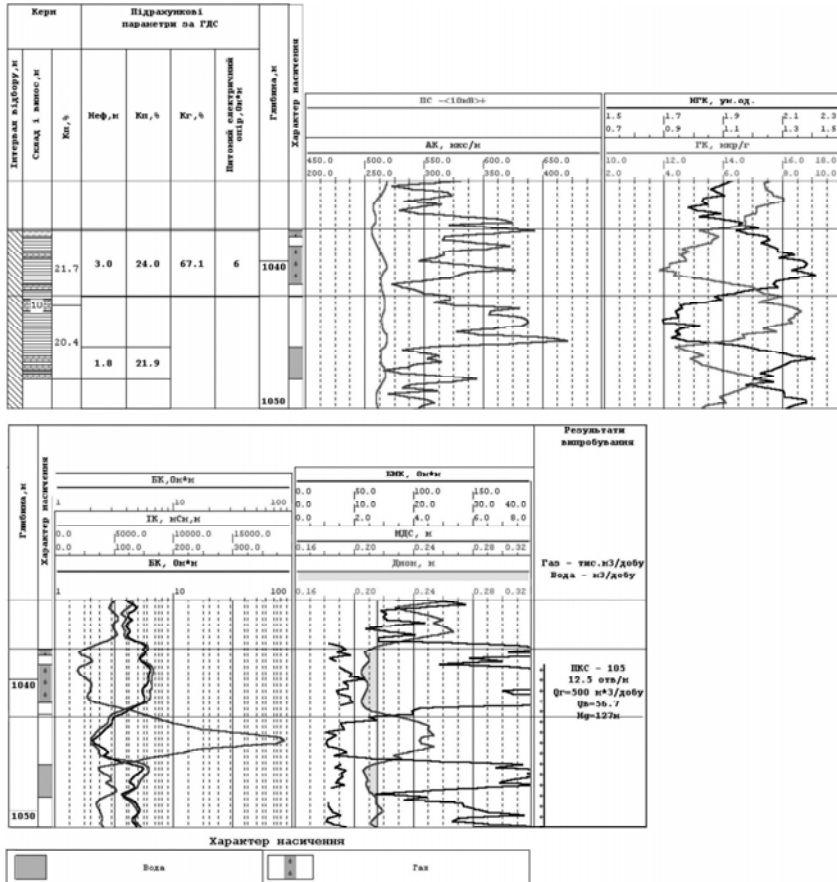


Рис. 2. Геолого-геофізична характеристика пласта 1038–1042,4 м, св. 15

$$K_{п(\phi.2)} = -186,06 + 36,43(1 - 0,05 \cdot 0,17) \ln 325 = 22,9 \%$$

$$K_{п} = (K_{п(\phi.1)} + K_{п(\phi.2)}) / 2 = (25,1 + 22,9) / 2 = 24 \%$$

$$P_{п} = 0,96 / (0,24^{1,95}) = 15,54;$$

$$K_{в} = \left(\sqrt{6} \left(\frac{0,1^{1-0,1}}{\sqrt{3}} + \sqrt{\frac{1}{0,067 \cdot 15,54}} \right) \right)^{-2/1,69} = 0,329.$$

Отже, $K_{г} = (1 - 0,33) \cdot 100 \% = 67,1 \%$.

Обґрунтування нижніх меж колекторських властивостей. Для визначення граничних значень колекторських властивостей порід сарматського ярусу використано результати випробування та дослідження свердловин і дані лабораторних досліджень керна про літолого-фізичні властивості продуктивних пластів і покришок Русько-Комарівської площі.

Для визначення граничного значення *коефіцієнта пористості* колекторів застосовували статистичні методи обробки даних [1, 9], результати яких показано на рис. 3 – $K_{п.гр} = 9,5 \%$.

Для зіставлення коефіцієнтів відкритої ($K_{п}$) та ефективної ($K_{п.еф}$) пористості за результатами лабораторних досліджень розраховані значення останньої: $K_{п.еф} = K_{п}(1 - K_{вз})$, де $K_{вз}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості. Отримана залежність

$$K_{п.еф} = -0,1016 + 1,078K_{п}, \quad r = 0,92. \quad (10)$$

З рис. 4, а видно, що значення $K_{п.еф}$ прямує до нуля при значенні відкритої пористості, близькому до 9,5 %.

Отже, з достатньою точністю за граничне значення для порід сарматського ярусу Русько-Комарівського родовища доцільно прийнято $K_{п.гр} = 9,5 \%$.

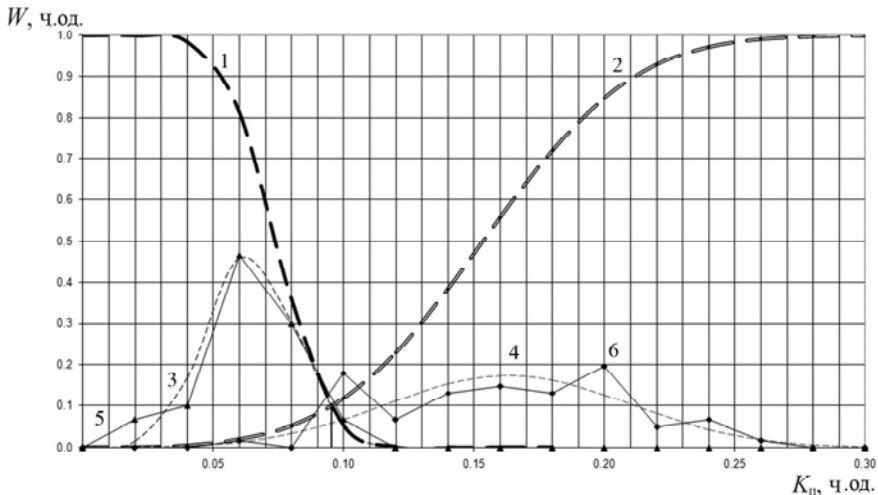


Рис. 3. Визначення граничного значення відкритої пористості, криві розподілу: 1 – некоектор, кумулянта; 2 – колектор, кумулянта; 3 – некоектор, теоретична; 4 – колектор, теоретична; 5 – некоектор, фактична; 6 – колектор, фактична.

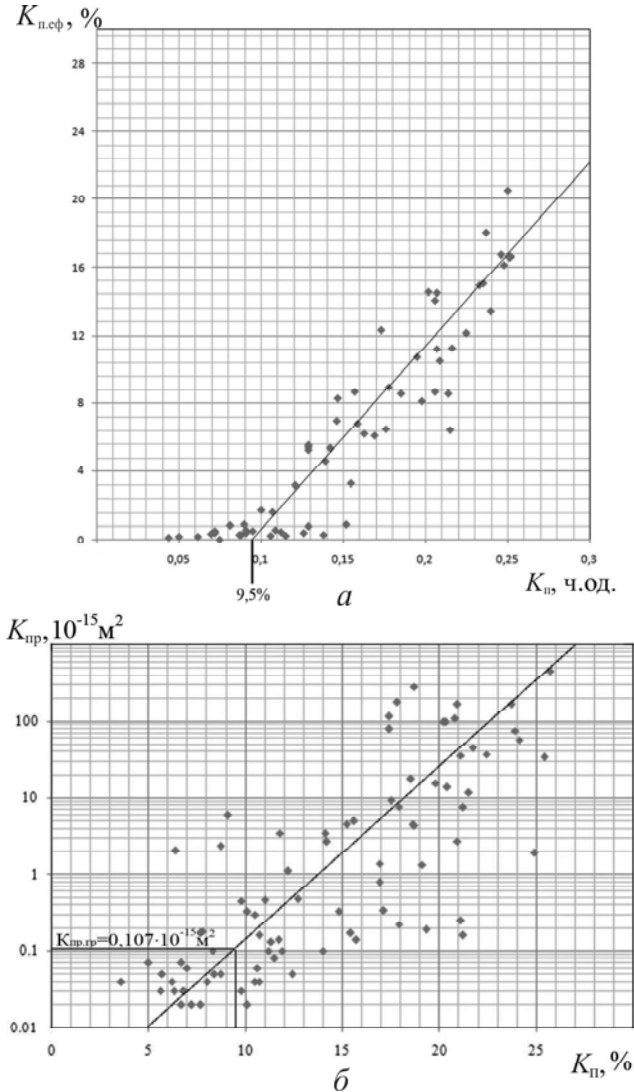


Рис. 4. Зіставлення коефіцієнта пористості з $K_{п.эф}$ (а) і $K_{пр}$ (б)

Проникність порід оцінювали за керновими даними. Для досліджуваних відкладів вона змінюється в діапазоні від сотих часток одиниці до $463 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Залежність між коефіцієнтами проникності та пористості (рис. 4, б) і описується рівнянням

$$\lg K_{\text{пр}} = 22,857 K_{\text{п}} - 3,14286, \quad r = 0,77. \quad (11)$$

Відповідно до встановленої залежності та значення $K_{\text{п.гр}} = 9,5 \%$ граничне значення абсолютної проникності становить $K_{\text{пр.гр}} = 0,107 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (рис. 4, б). Воно близьке до загальноприйнятого, притаманного сарматським відкладам Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що дорівнює $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [4].

Для розподілу колекторів на газонасичені та водоносні встановлювали граничне значення коефіцієнта газонасиченості ($K_{\text{г.гр}}$). За результатами випробувань свердловин були складені вибірки газонасичених і водоносних пластів. Кумулянти розподілу “газ–вода” (рис. 5) засвідчують, що для порід-колекторів нижнього сармату Русько-Комарівського родовища граничне значення $K_{\text{г.гр}} = 50 \%$. Ефективність розподілення пластів досить висока – сягає 92 %.

Згідно з аналізом розподілу водоносних і газонасичених пластів за питомим електричним опором, межа між ними знаходиться поблизу $\rho_{\text{п.гр}} = 5,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ але ефективність розподілу за ним не досить висока – сягає 78 %.

Дослідження зв'язку між $K_{\text{п}}$ та масовою глинистістю $C_{\text{гл}}$. Величину $C_{\text{гл}}$ визначали за даними ядра: $C_{\text{гл}} = P_{\text{гл}} / P$, де $P_{\text{гл}}$ – маса високо-

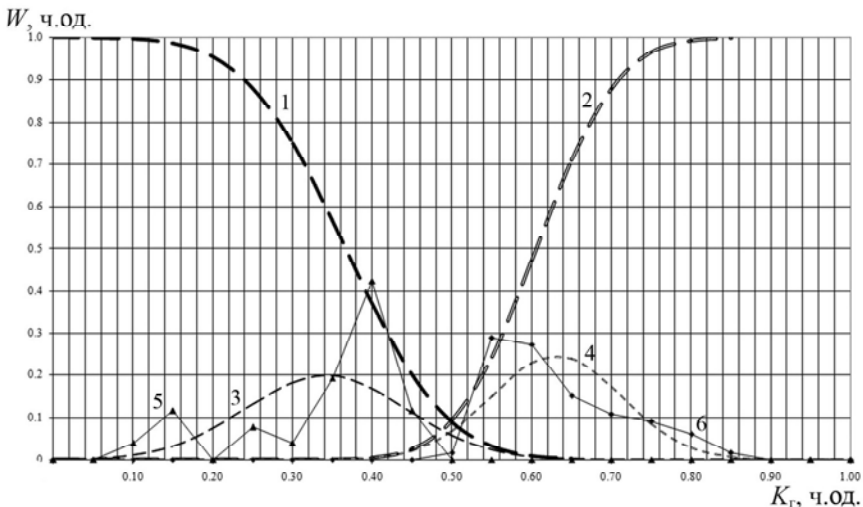


Рис. 5. Криві розподілу для газонасичених і водоносних колекторів: 1 – вода, кумулянта крива; 2 – газ, кумулянта крива; 3 – вода, теоретична крива; 4 – газ, теоретична крива; 5 – вода, фактична крива; 6 – газ, фактична крива.

персного матеріалу; P – маса жорсткого скелета породи. Кореляційний зв’язок між $K_{п}$ та $C_{гп}$ для порід нижнього сармату Русько-Комарівського родовища слабкий, коефіцієнт кореляції $r = 0,77$.

$$K_{п} = 0,827C_{гп} + 0,269; r = 0,77. \quad (12)$$

Це пов’язане з впливом пористості скелета ($K_{п,ск}$) на залежність $K_{п} = f(C_{гп})$, адже за однакової мінералогічної щільності глинистих часточок і зерен скелета цей зв’язок має такий вигляд (рис. 6) [10]:

$$K_{п} = \frac{K_{п,ск} - C_{гп}}{1 - C_{гп}}. \quad (13)$$

Крім того, нами визначена залежність між відносною глинистістю ($\eta_{гп}$) та $K_{гп}$ (рис. 7):

$$\eta_{гп} = 0,826 - 0,016K_{п} - 0,0004K_{п}^2, r = 0,963. \quad (14)$$

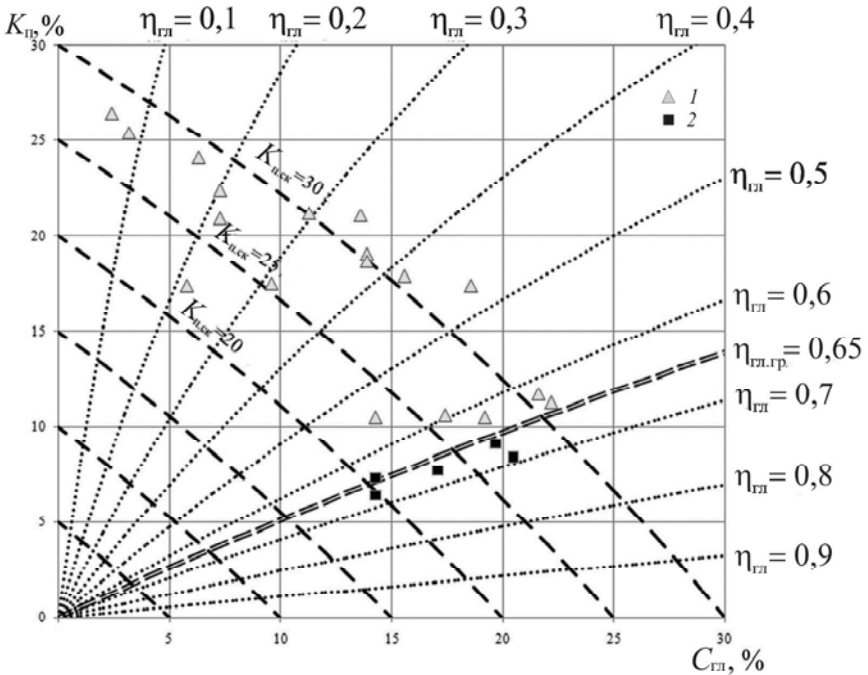


Рис. 6. Зіставлення параметрів $K_{п}$ та $C_{гп}$: 1 – колектор; 2 – неколектор

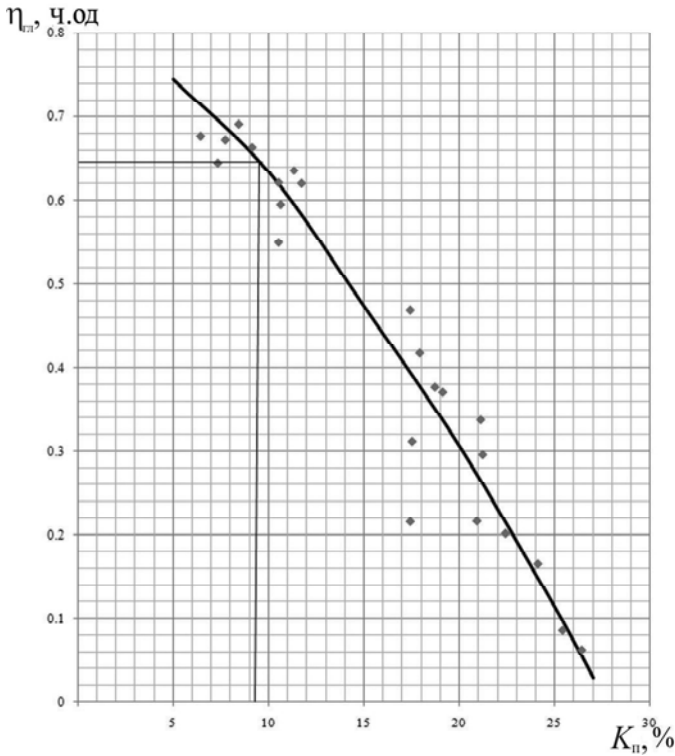


Рис. 7. Зіставлення параметрів K_n та $\eta_{гг}$

Параметр $\eta_{гг}$ розраховано за результатами лабораторних досліджень керна: $\eta_{гг} = K_{гг} / (K_{гг} + K_n)$, де $K_{гг}$ – об’ємна глинистість, за допущення, що мінералогічна щільність глинистих часток і зерен скелета однакова: $K_{гг} = C_{гг}(1 - K_n)$.

Підставивши в рівняння (14) граничне значення пористості (9,5 %) порід отримаємо $\eta_{гг,гр} = 0,65$.

Оскільки параметр $\eta_{гг}$ характеризує ступінь заповнення глинистим матеріалом пор скелета породи, а для досліджуваних відкладів значення $\eta_{гг}$ та K_n добре корелюються (коефіцієнт кореляції $r = 0,963$), вважаємо за доцільніше використовувати граничне значення $\eta_{гг,гр}$, ніж вишукувати $C_{гг,гр}$. Це видно з рис.6, на якому крім зіставлення K_n та $C_{гг}$ нанесені теоретичні криві $K_n = f(C_{гг})$ при $K_{п,ск} = \text{const}$ та $\eta_{гг} = \text{const}$, розраховані за даними [10]. Лінія, що відповідає $\eta_{гг,гр} = 0,65$ чіткіше розмежовує поро-

ди-колектори та породи-неколектори, ніж будь-яке встановлене значення $C_{г.гр}$.

Отже, для практичного використання з метою розподілу порід нижнього сармату Русько-Комарівського родовища на колектори та неколектори найціннішими є граничні значення пористості та відносної глинистості: $K_{п.гр} = 9,5 \%$, $\eta_{г.гр} = 0,65$, а насиченості колектору – $K_{н.гр} = 50 \%$ за наведеною в статті методикою.

Висновки. Методика встановлення ФЄВ та кількісні критерії, отримані на основі статистичних розрахунків і виявлених кореляційних зв'язків для порід нижнього сармату Русько-Комарівського родовища, дають змогу досить надійно виділити колекторські різновиди в тонкошаруватому розрізі, розкритому свердловиною, та визначити їх колекторські властивості (пористість, газонасиченість, глинистість). Ці результати були використані з метою підготовки підрахункових параметрів для геолого-економічної оцінки родовища і пройшли успішну апробацію під час захисту на засіданні ДКЗ України.

1. *Петерсильє В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г.* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.; Тверь: Тверь-геофизика, 2003. – 257 с.
2. *Грицышин В.И. и др.* Комплексное изучение коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1989.
3. *Мыцько С.Ф.* Подчет запасов газа Русско-Комаровского месторождения Закарпатской области (по состоянию на 1.08.1989 г.). – Львов, 1989. – 76 с.
4. *Бублык В.С., Филипчук В.А. и др.* Изучение физических свойств нефтегазоносных комплексов на территории западных областей УССР (1985–1988 гг.). – ТП ПГО ЗУГ, 1988.
5. *Кемниц Ю.В.* Математическая обработка зависимых результатов измерений. – М.: Недра, 1970.
6. *Чаадаев П.А., Большаков В.Д.* Теория математической обработки геофизических измерений. – М.: Недра, 1969.
7. *Басин Я.Н., Новгородов В.А., Петерсильє В.И.* Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. – М.: Недра, 1987. – 160 с.
8. *Колисниченко В.Г., Бас Р.Г., Тищенко И.Н., Бандуристий Л.П.* Отчет об опытно-методических работах по совершенствованию способов обработки материалов ГИС. – К.: Укргеофизика, 1985.
9. *Дементьев Л.Ф.* Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966.
10. *Вендельштейн Б.Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

Изучение тонкослоистых пород-коллекторов нижнего сармата Русско-Комаровского месторождения по данным промысловой геофизики В.Н. Курганский, В.Г. Колисниченко, В.А. Маляр

РЕЗЮМЕ. Представлена методика определения фильтрационно-емкостных свойств и обоснования количественных критериев выделения коллекторов для отложений нижнего сармата Русско-Комаровского месторождения. Исследования базируются на данных промысловой геофизики и лабораторных исследований керна.

Ключевые слова: промысловая геофизика, коллектор, петрофизика, фильтрационно-емкостные свойства, граничные значения.

Investigation of thin-layer rocks-reservoirs of lower-sarmat Rusko-Komarivskogo deposits to well logging data V.M. Kurgansky, V.G. Kolisnichenko, V.O. Malyar

SUMMARY. Quantitative criterions for determination of rock-reservoir of lower sarmat Rusko-Komarivskogo deposits is considered. Well logging and laboratory researches of core are base for investigation.

Keywords: well logging, rock-reservoir, petrophysics, lauter-capacity properties, quantitative criteria.