

ЗІСТАВЛЕННЯ РІЗНИХ СПОСОБІВ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ З ВРАХУВАННЯМ ГЛИНИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

Розглянуто різні способи визначення коефіцієнта відкритої пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу. Визначені коефіцієнти пористості за цими способами та за петрофізичними зв'язками зіставляли з результатами досліджень кернового матеріалу. Для порівняння величин коефіцієнта пористості використано апарат математичної статистики з метою систематизації отриманої інформації та оцінки характеристик розподілу цієї величини.

Ключові слова: коефіцієнт пористості; глинистість; акустичний каротаж; статистичний аналіз; кореляційний зв'язок.

Вступ

Для вивчення деяких питань геодинаміки необхідно є апріорна інформація про пружні властивості гірських порід. Властивості геологічного розрізу залежать від цілої низки чинників, що змінюються не тільки по площі, а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів. Тому актуальним завданням є врахування цих чинників, одним з яких є пористість порід. Цей чинник є також дуже важливим і для нафтогазопошукових робіт.

На фільтраційно-ємнісні характеристики теригенних порід істотно впливають умови седиментації та подальші геодинамічні процеси. Наприклад, практично для всіх літолого-стратиграфічних комплексів ДДЗ закономірним є те, що при їхньому зануренні спостерігається погіршення колекторських властивостей піщано-алевритових утворень. Чим менший в них вміст глинистих частинок, тим краще зберігаються функції колектора на великих глибинах. Тому під час вивчення ємнісних властивостей теригенних порід особливу увагу приділяють вмісту та кількісному співвідношенню у пласті глинистих мінералів, оскільки одним із важливих факторів, які вносять похибку в результаті визначення пористості за даними акустичного каротажу, є глинистість.

Теригенні колектори різного ступеня глинистості є широким полем досліджень для фахівців-геофізиків. В останні роки велика увага приділялась вивченню піщано-глинистих відкладів тонкошаруватої будови (наприклад, неогенові відклади Зовнішньої зони Передкарпатського передового прогину, теригенно-туфові відклади Закарпатського внутрішнього прогину, картамиська світа Дніпровсько-Донецької западини, майкопські відклади керченського шельфу Чорного моря) [Федоришин, 1999; Карпенко, 2005; Ізотова та ін., 2006; Локтев, 2004; Minh, Sundaraman, 2006; Свихнушин и др., 2002; Вакарчук та ін., 2009].

Постановка завдання

У своїй роботі ми зосередили увагу на дослідженні теригенних колекторів (переважно мономіктових пісковиків) з дисперсною глинистістю з метою її врахування для визначення коефіцієнта

відкритої пористості за даними акустичного каротажу.

Способи визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу

Для знаходження оптимального оперативного способу врахування глинистості для визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу (АК) проаналізуємо вже існуючі підходи до вирішення цього питання.

Як відомо, для оперативної інтерпретації застосовують комплекс методів акустичного каротажу і самочинної поляризації (ПС) для оцінки глинистості порід-колекторів за відомим способом фірми Schlumberger [Патент..., 1975]

$$k_n = k_n^{AK} \cdot \frac{1}{(2 - \alpha_{ПС})} \quad (1)$$

де k_n^{AK} – пористість, визначена за АК; $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда методу самочинної поляризації.

На рис. 1 для родовищ північно-східної частини ДДЗ наведені порівняння пористостей, визначених на керновому матеріалі та за результатами оперативної інтерпретації на основі даних методів АК і ПС. Тіснота зв'язку є доволі високою та прийнятною навіть у випадках підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Слід констатувати, що підходи до врахування глинистості за даними ПС практично універсалізують рівняння середнього часу для теригенних порід-колекторів північно-східної частини ДДЗ. Складніша ситуація при визначенні пористості колекторів для підсолевих відкладів центральної частини ДДЗ. У цьому випадку наявний високопровідний буровий розчин (за рахунок проходження свердловинами солей) та як результат – практична відсутність диференціації за методом ПС.

Спосіб оцінки пористості колекторів з врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК) за рівнянням (1) передбачає введення поправки за параметром ГК [Патент..., 2009]:

$$k_n = k_n^{AK} \frac{1}{1 + \frac{\varphi(\Delta J_\gamma)}{\varphi(\Delta J_\gamma) + k_n^{AK}}}, \quad (2)$$

де ΔJ_γ – подвійний різницевий параметр ГК.

Визначення коефіцієнта у цій поправці потребує додаткових досліджень керну, що значно ускладнює її застосування на етапі оперативної інтерпретації. У разі можливості оцінки залежності подвійного різницевого параметра ГК від коефіцієнта глинистості використання зазначеної поправки дає прийнятний результат визначення пористості теригенних порід-колекторів за даними АК, яка тісно ув'язується з пористістю, визначеною на керновому матеріалі, що встановлено нами і продемонстровано на рис. 2.

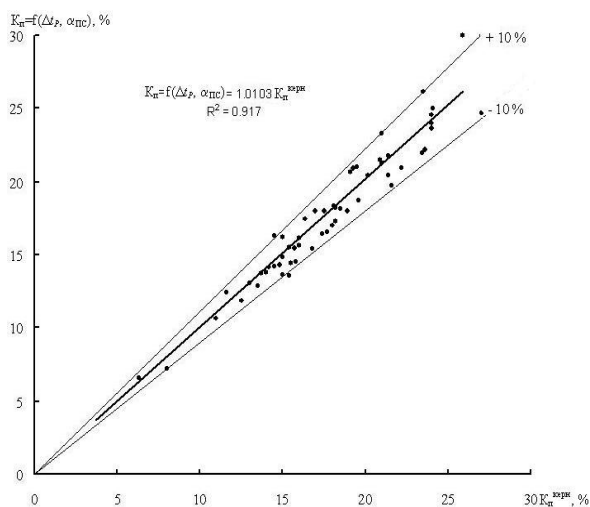


Рис. 1. Порівняння пористості, визначеної на керновому матеріалі, та за даними комплексу методів АК+ПС для порід-колекторів північно-східної частини ДДЗ

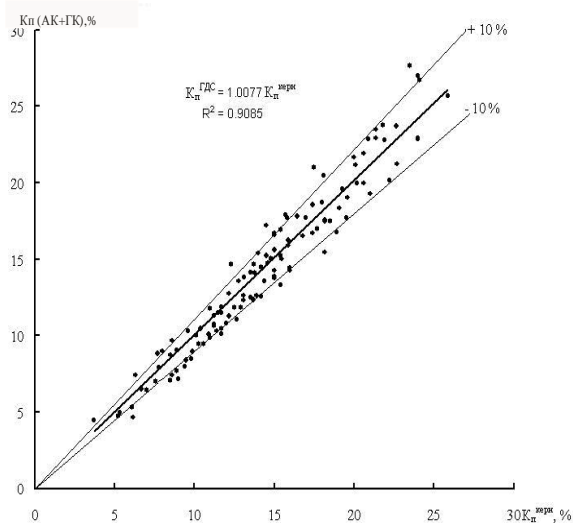


Рис. 2. Порівняння пористості, визначеної на керновому матеріалі, та за даними комплексу методів АК+ГК для порід-колекторів ДДЗ

Для спрощення поправки за глинистість за даними ГК проаналізовано петрофізичні засади врахування глинистості за методами ПС і ГК та отримано доволі просте розширення рівняння середнього часу для врахування глинистості колекторів [Муц, 2010]:

$$k_n = k_n^{AK} \cdot \frac{1}{1 + \Delta J_\gamma}. \quad (3)$$

Ефективність спрощеного алгоритму введення поправки за глинистість на основі використання даних ГК ми перевірили на результатах дослідження свердловин родовищ північно-східної частини ДДЗ.

Аналіз отриманих результатів

Коефіцієнти пористості для відкладів серпучівського та візейського ярусів нижнього карбону, московського та башкирського ярусів середнього карбону цих родовищ визначалися на керновому матеріалі, за петрофізичними зв'язками, за рівнянням середнього часу з врахуванням поправки за методом ПС, з врахуванням поправки за методом ГК та із запропонованою поправкою (K_n АК+ГК оперативна інтерпретація). Коефіцієнти пористості, визначені в лабораторних умовах на зразках керну, приймали як істинні, з якими слід порівнювати значення K_n , отримані іншими способами.

Для порівняння визначених величин коефіцієнта пористості насамперед використано апарат математичної статистики з метою систематизації отриманої інформації про K_n та оцінки характеристик розподілу цієї величини. Для формування статистичного ряду було згруповано вибіркові сукупності K_n та визначено кількість класів (за формулою Стерджеса [Крамер, 1975]), величини інтервалів групування та відносні частоти для кожного з класів. Для вивчення характеру статистичних розподілів кожен ряд оформлявся у вигляді гістограм і кумулятивних кривих фактичних розподілів (рис. 3). Вигляд гістограм на перший погляд підтверджує прийняте уявлення про те, що пористість є величиною, закон розподілу якої близький до нормального [Математичні..., 2008].

Для перевірки нульової гіпотези про закон розподілу випадкової величини коефіцієнта пористості ми застосовували критерій згоди χ^2 , односторонній критерій згоди Колмогорова та критерій нормальності закону розподілу. За критерієм нормальності закону розподілу абсолютні значення коефіцієнтів асиметрії та ексцесу для усіх вибірок K_n виявилися меншими від критичних значень, тому за цим критерієм немає підстав відхилити гіпотезу про відповідність випадкової величини нормальному закону розподілу (табл. 1). За жорсткішими статистичними критеріями χ^2 та Колмогорова тільки вибірки K_n , визначені за комплексами методів АК+ПС і АК+ГК, підтвердили відповідність нормальному закону розподілу, а для усіх інших вибірок нульову гіпотезу слід відхилити.

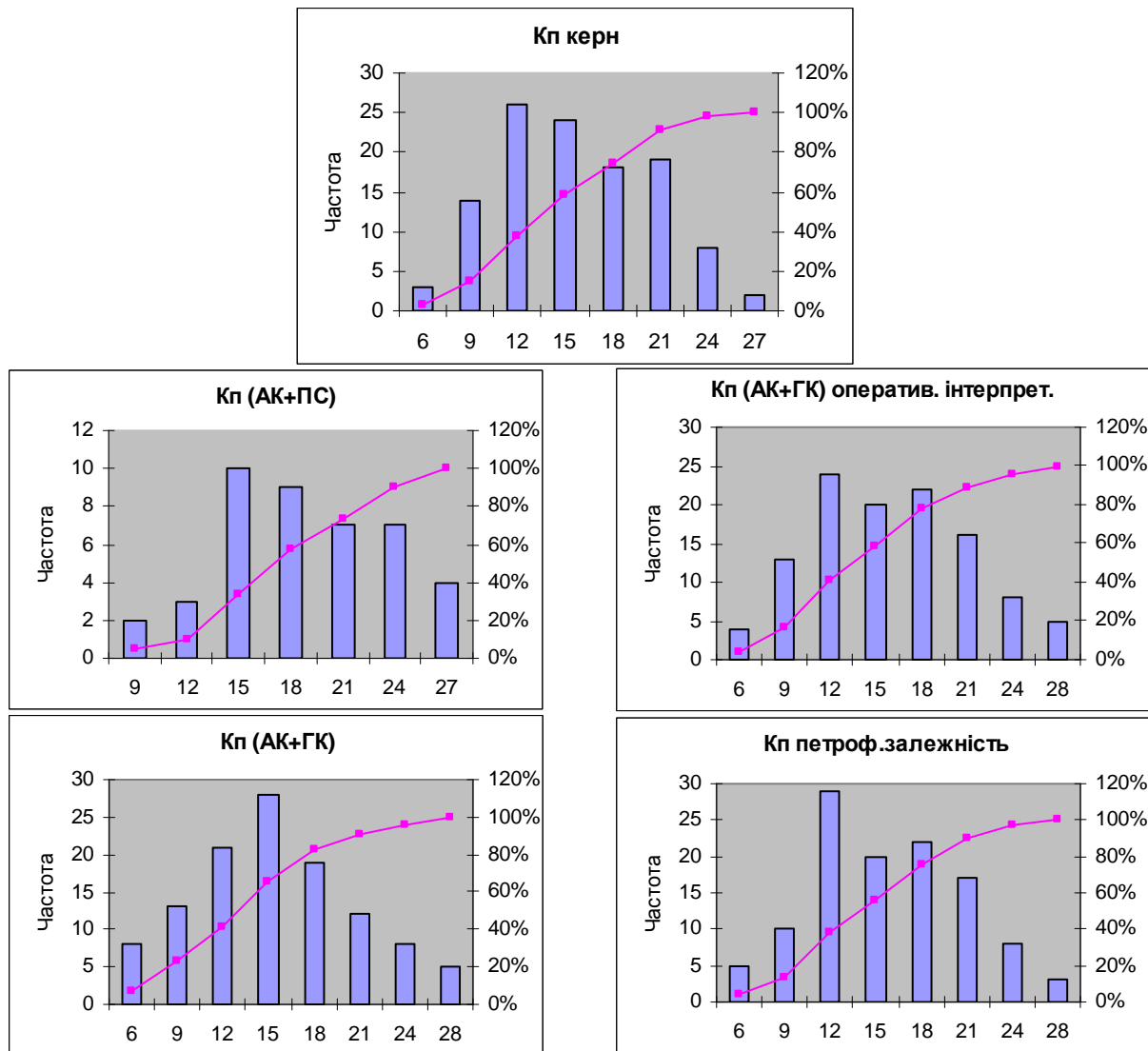


Рис. 3. Гістограми та кумулятивні криві розподілу коефіцієнта пористості

Таблиця 1

Статистики критеріїв для перевірки гіпотез про нормальний закон розподілу коефіцієнта пористості, визначеного різними способами

Спосіб визначення Кп	Критерій згоди χ^2			Односторонній критерій згоди Колмогорова			Критерій нормальності закону розподілу				
	Обчислена статистика	Критичне значення	Рішення щодо прийняття гіпотези	Обчислена статистика	Критичне значення	Рішення щодо прийняття гіпотези	Коефіцієнт асиметрії		Коефіцієнт ексцесу		Рішення щодо прийняття гіпотези
							Обчислена статистика	Критичне значення	Обчислена статистика	Критичне значення	
Кп ядр	15,97	7,81	-	0,15	0,12	-	-0,18	0,38	-0,62	0,77	+
Кп (АК+ПС)	4,27	3,84	-/+	0,14	0,19	+	-0,04	0,53	-0,27	1,01	+
Кп (АК+ГК) опер. інтерпр.	14,56	9,49	-	0,15	0,12	-	-0,33	0,38	-0,08	0,77	+
Кп (АК+ГК)	5,81	9,49	+	0,10	0,12	+	0,38	0,38	0,04	0,77	+
Кп петроф. залежність	12,37	7,81	-	0,14	0,12	-	-0,27	0,38	-0,29	0,77	+

Така розбіжність результатів пояснюється тим, що для коректної перевірки гіпотези обсяг вибірки повинен становити не менше ніж 200, а в нашому випадку обсяг вибірки K_n (АК+ПС) становив 42, а всіх інших – 114.

Для оцінки подібності результатів визначення K_n різними способами визначали числові характеристики розподілу, а саме: середнє значення, мода, медіана, дисперсія та середньоквадратичне відхилення (стандарт) (табл. 2).

Середні значення K_n є закономірною характеристикою кожної з вибірок. Цей показник усуває індивідуальні відмінності елементів сукупності, зумов-

лені мінливістю величини та випадковими обставинами. Проте у зв'язку з тим, що точкова оцінка не містить інформації про точність і надійність отриманого результату, використаємо інтервальну оцінку середнього значення [Математичні..., 2008]. Для визначення надійного інтервалу середнього значення з надійністю 0,95 розрахуємо напівдовжину інтервалу та знайдемо надійні межі (табл. 3). Як видно, напівдовжина надійного інтервалу середнього значення K_n практично однакова для всіх способів його визначення, окрім комплексу методів АК і ПС, і коливається в межах 0,80–0,82, що підтверджує високу надійність одержаної оцінки середнього.

Таблиця 2

Числові характеристики розподілу коефіцієнта пористості, визначеного різними способами

Спосіб визначення K_p	Числові характеристики				
	Середнє	Медіана	Мода	Дисперсія	Стандарт
Кп kern	14,34	14,35	15,00	26,26	5,12
Кп (АК+ПС)	17,43	16,71	15,47	32,12	5,67
Кп (АК+ГК) опер.інтерпр.	14,10	13,69	15,26	27,12	5,21
Кп (АК+ГК)	13,40	13,49	13,60	27,37	5,23
Кп петроф. залежність	14,40	14,15	15,60	26,82	5,18

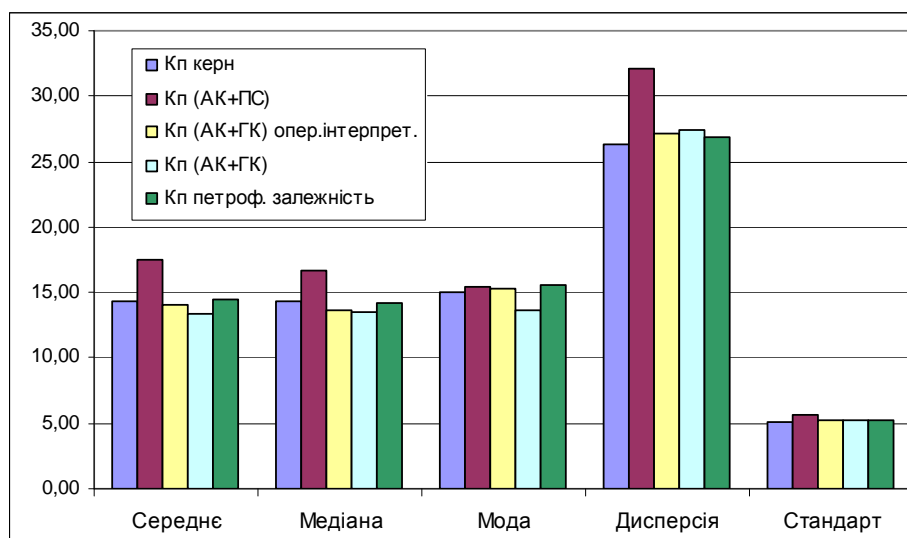


Рис. 4. Діаграма числових характеристик розподілу K_n , визначеного різними способами

Таблиця 3

Оцінка надійного інтервалу середнього значення K_n , визначеного різними способами

Спосіб	Оцінка	Середнє	Надійний інтервал з надійністю 0,95		
			Межі інтервалу	Інтервал	
Кп kern		14,34	13,55	15,14	14,34±0,80
Кп (АК+ПС)		17,43	15,96	18,90	17,43±1,47
Кп (АК+ГК) опер.інтерпрет.		14,10	13,29	14,91	14,10±0,81
Кп (АК+ГК)		13,40	12,57	14,22	13,40±0,82
Кп петроф.залежність		14,40	13,60	15,21	14,40±0,80

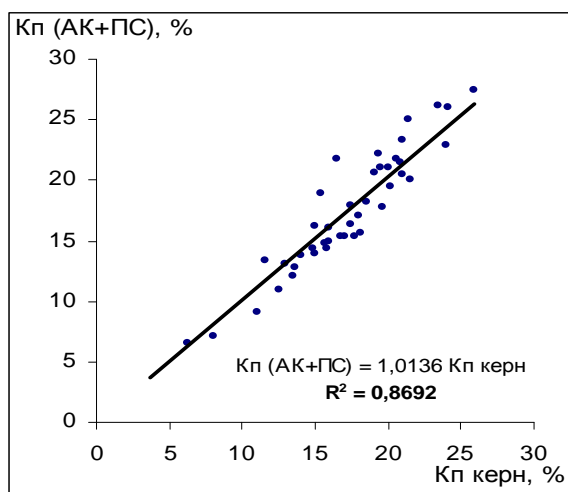
На рис. 5 подано результат порівняння величин пористості, визначеної за керовим матеріалом, та пористості, визначеної за усіма переліченими поправками, і петрофізичних зв'язків, отриманих для конкретних стратиграфічних відкладів нижнього і середнього карбону родовищ північно-східної частини ДДЗ [Кашуба, Муц, 2009].

Висновки

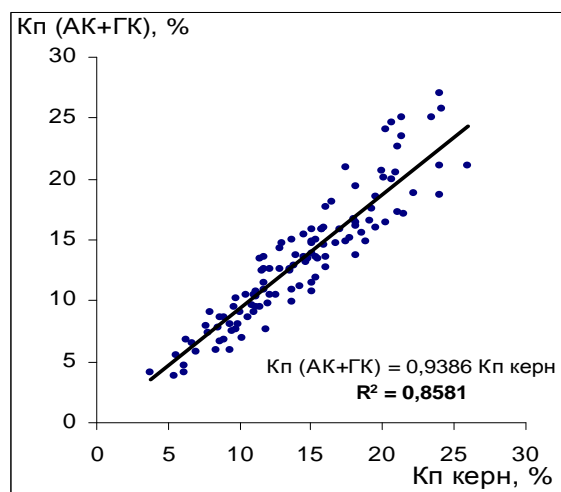
Безперечно, що отримані під час підрахунку запасів петрофізичні зв'язки дають можливість точніше визначити коефіцієнт пористості порід-колекторів, але при непередставницькій вибірці керових даних можуть призводити до істотних похибок у визначенні цього параметра.

Натомість проаналізовані алгоритми визначення пористості на основі обробки даних ГДС та керну для родовищ північно-східної частини ДДЗ дають підставу стверджувати, що вони є достатньо точними і їх використання необхідне при непередставницькій вибірці керового матеріалу.

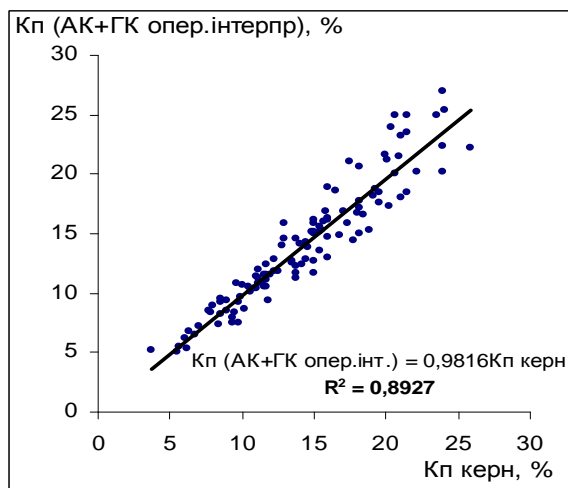
Високі коефіцієнти детермінації рівняння регресії свідчать про тісні кореляційні зв'язки і дають підставу рекомендувати описані вище алгоритми для визначення пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості. А запропонований спрощений алгоритм введення поправки за глинистість за даними ГК є достатньо надійним підходом для визначення пористості колекторів у ході оперативної інтерпретації геофізичних даних і його слід рекомендувати для використання на практиці.



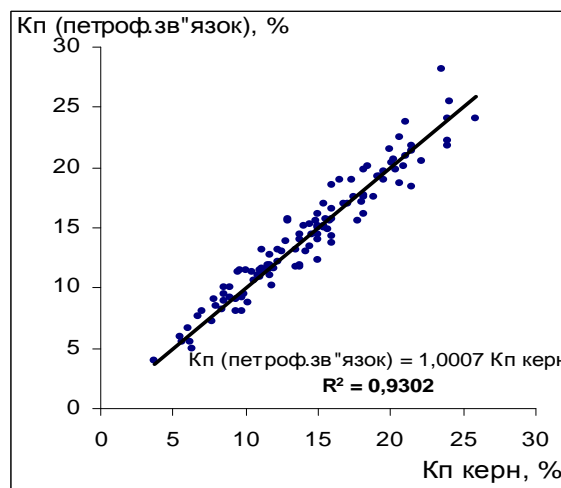
а



б



в



д

Рис. 5. Зіставлення пористості, визначеної на керовому матеріалі та за комплексами методів АК+ПС (а), АК+ГК (б), АК+ГК оперативна інтерпретація (в) і петрофізичних зв'язків (д), отриманих для родовищ північно-східної частини ДДЗ

Література

Вакарчук С.Г., Шевченко О.А., Довжок Т.Є., Чепіль П.М., Марченко М.В., Каравасва Ю.А. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності верхньо-майкопських, се-

редньо-майкопських і тортонських відкладів на родовищі Субботіна // Нафтогазова геофізика – стан та перспективи: Міжнар. конф., Івано-Франківськ, 25–29 травня, 2009 р. (тези доп.) – Івано-Франківськ, 2009. – С. 43–47.

- Изотова Т.С., Пуш А.О., Бондаренко О.В., Вертепний Т.В., Кушта Г.Й. Інтерпретація даних ГДС тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпатського прогину на основі комп'ютерних технологій // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – 2006. – С. 74–79.
- Карпенко О.М. Науково-методичні засади оцінки емнісно-фільтраційних властивостей гірських порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень. Автореф. дис... д-ра геол. наук. – Київ. КНУ ім. Т. Шевченка. – 2005. – 24 с.
- Кашуба Г.О., Муц С.Є. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14–17 жовтня 2009 р. – Київ. – 2009. – С. 178–180.
- Крамер Г. Математические методы статистики. – М.: Мир, 1975. – 648 с.
- Локтев А.В. Особливості розвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Дис... к-та геол. наук. – Івано-Франківськ. ІФНТУНГ. – 2004. – 173 с.
- Математичні методи у нафтогазовій геології / Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Маєвський Б.Й. та ін.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 276 с.
- Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союз-промгеофизика”, 1990. – 261 с.
- Муц С.Є. Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2010. – № 1(34). – С. 132–137.
- Патент кл. 340 – 15.5 ВН, (G01V1/40), № 3909775 США/ Lavigne J.C. Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.]. Опубл. 30.09.75.
- Патент України на винахід № 86678, МПК G01V 1/28, G01V 5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід у нафтогазових свердловинах / Кашуба Г.О., Кулик В.В., Бондаренко М.С.; заявник і патентовласник Інститут геофізики НАН України. Опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.
- Свихнушин Н., Тухраев Р., Шмыгин К. Исследование тонкослоистых коллекторов нефти и газа. Новые технологии ГИС // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – С. 46–51.
- Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкошаруватих порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції). Дис... д-ра геол. наук – Львів, 1999. – 288 с.
- Minh C.C., Sundaraman P. NMR Petrophysics in Thin Sand/Shale Laminations // SPE 102-435-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio. September 24–27. – 2006. – P. 322–328.

СОПОСТАВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ ГЛИНИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

С.Е. Розловская, Н.С. Ганженко, Е.И. Муц

Рассмотрены различные способы определения коэффициента открытой пористости терригенных коллекторов с учетом глинистости по данным акустического каротажа. Коэффициенты пористости, определенные этими способами и по петрофизическим связями, сопоставлялись с результатами исследования керна материала. Для сравнения величин коэффициента пористости использован аппарат математической статистики с целью систематизации полученной информации и оценки характеристик распределения этой величины.

Ключевые слова: коэффициент пористости; глинистость; акустический каротаж; статистический анализ; корреляционная связь.

COMPARISON OF DIFFERENT WAYS OF DETERMINATION OF POROSITY COEFFICIENT OF TERRIGENOUS COLLECTORS WITH REGARD TO CLAYNESS ACCORDING TO ACOUSTIC LOGGING DATA

S.E. Rozlovskaya, N.S. Ganzhenko, K.I. Muts

The different ways of determination of coefficient of open porosity of terrigenous collectors with regard clayness according to acoustic logging. Coefficients of porosity in these ways and petrophysical relationships were compared with the results of study of core material. For comparison of determined values of porosity coefficient the apparatus of mathematical statistics was used in order to systematize the information received and to estimate the distributions characteristics of this value.

Key words: coefficient of porosity; clayness; acoustic logging; statistical analysis; correlation.