

**МОРФОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ
КРИВИХ КАРОТАЖУ
В АСПЕКТІ РОЗВ'ЯЗАННЯ
ПРИКЛАДНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ЗАДАЧ**

Фаціальний і літологічний склад продуктивної товщі неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину не відрізняється значним різноманіттям. Відклади косівської і дашавської світ, що залягають над гіпсоангідритовим горизонтом тираської серії, складені перешаруванням сірих, темно-сірих вапнистих, сланцюватих, аргілітоподібних глин з ясно-сірими і зеленувато-сірими різнозернистими пісковиками, алевролітами і рідкими прошарками туфів і туфітів. Колекторами газу у сарматських відкладах є пісковики і алевроліти. Товщина газонасичених пісковиків змінюється від 0,1 до 1–2 м, рідко до 5 м. Найпоширеніми є пласти пісковиків завтовшки 5–30 см. У практиці розвідки газових родовищ мікрошаруваті розрізи зазначених відкладів інколи діагностують як глинисті, тому що на кривих електричних зондів вони характеризуються низькими значеннями опору (2–5 Ом · м), а на кривих гамма-каротажу – підвищеною (6–9 мкР/год) потужністю природного гамма-випромінювання. Розрахункові роботи з комп'ютерного моделювання [1] показань екранованих зондів БК, БМК, ІК засвідчують, що у разі перешарування проникних пластів пісковиків і глин завтовшки менше 0,8 м, за пористості понад 0,15 і газонасиченості понад 0,8 уявний електричний опір зондів знижується більше ніж у 10 разів порівняно з таким подібного пласта великої (понад 4 м) товщини внаслідок ефекту анізотропії. Досить часто ємнісні властивості порід-колекторів для типових тонкошаруватих товщ на етапах оперативного висновку або визначення підрахункових параметрів за даними електричних та інших методів ГДС виконується виходячи із теоретичної геоелектричної моделі анізотропної тонкошаруватої пачки порід. Насправді, згідно із розрахунками за даними щодо зазначених відкладів, реальні значення питомого опору пачки суттєво відрізняються від модельних (поздовжнього або поперечного опорів) [2]. Логічно припустити, що такі відхилення значною мірою пов'язані із тим, що реальні тонкошаруваті пачки за текстурними особливостями не відповідають умові мікрошаруватого анізотропного пласта (за В.М. Дах-

новим, товщина шарів у складі товщі має бути набагато меншою за розмір зонда). Як відомо, максимальний розмір великих градієнт-зондів БКЗ дорівнює 4,25 або 8,5 м. На практиці є певні проблеми щодо визначення реальних товщин прошарків у таких пластах за каротажними даними, тому що у ручному режимі це є дуже кропітка справа, а в автоматичному – недостатньо враховуються умови вимірювання (зміни діаметра свердловини, геометрія вимірювання зондами різних розмірів та методів дослідження).

З метою поліпшення оцінки уявних товщин прошарків розроблено оригінальний спосіб визначення ефективного періоду основної гармонійної складової у мікросхаруватих товщах, складених перешаруванням порід двох основних літотипів – глинистих і піщано-алевритових. Слід відзначити, що під час підрахунків запасів природного газу в родовищах, що зосереджені у згаданих неогенових відкладах, важливим питанням є встановлення ефективних товщин і піскуватості тонкошаруватих пачок, у першу чергу – мікросхаруватих. Для цього використовують переважно дані методів БМК і БК. Так, під час визначення підрахункових параметрів по Залужанському газовому родовищу за мінімальну кондиційну товщину прошарків пісковиків-колекторів прийнято значення 0,25 м – для горизонтів ВД-13, НД-5 – НД-8 і 0,35 м для горизонтів НД-9 – НД-15 дашавської світи. Тонкі пласти завтовшки кілька десятків сантиметрів доцільно виділяти за даними фокусованих зондів БК і БМК, в певною мірою – за даними акустичного каротажу.

Значна частина шаруватих пачок і продуктивних пластів у розрізі неогенової товщі складена ритмічним чергуванням піщано-глинистих порід. Закономірна послідовність шарів теригенних гірських порід, як відомо, відображає зміну напрямків і темпів вертикальних рухів земної кори під час седиментації. Низка важливих завдань геологічного і геофізичного характеру пов'язана із виявленням та аналізом явних або прихованих періодичностей у зміні літотипів гірських порід по вертикалі в геологічному розрізі [3 – 5]. Основним аргументом щодо існування прихованих періодичностей у зміні літотипів у розрізі свердловини є широко відомий факт впливу на процес нагромадження осадів низки природних причин, які мають періодичний характер прояву. Відповідно, і сам процес седиментації також відзначатиметься своєю ритмічністю.

Геофізична реалізація процесу седиментогенезу яскраво проявляється на морфологічній формі каротажних діаграм, зареєстрованих різними методами. Ритмічна поведінка обраної геофізичної характеристики по розрізу свердловини має проявлятися у вигляді суперпозиції невеликої кількості періодичних складових (гармонік), ускладнених завадами [3]. Математичний вираз такого процесу звичайно описують у вигляді рівняння Фур'є. Часова шкала замінена шкалою глибини. Гармонійні компоненти, що наявні у

рівнянні – розподілі Фур’є, є відображенням розподілу самої характеристики, що може бути зумовлено різним порядком коливних рухів земної кори в процесі седиментації. Розмах цих рухів відображено в амплітуді коливань геофізичного параметра – у величинах спектральних коефіцієнтів, частково – у зміщеннях фаз. Саме накладання різних за частотними характеристиками складових геофізичної кривої створює проблеми у виділенні основної гармоніки. Аналогічні причини призводять до утворення такої кривої автокореляційної функції, яка виявляється неефективною під час встановлення основного періоду квазіритмічної мінливості геофізичного параметра вздовж стовбура свердловини. Проте навіть за відсутності строгої періодичності часто існує послідовність у зміні шарів певної літології, яка повторюється протягом багатьох приблизно однакових циклів. Під час розв’язання задач нафтогазової геології та геофізики, величина, що характеризує частоту повторюваності мікроциклів, їх розмір, має широке коло застосування – від оцінки коефіцієнта нафтогазонасичення за значеннями питомого електричного опору тонкошаруватих пластів [2, 6] до прогнозу наявності колекторів, однорідності ізолювальних покришок, міжсвердловинної та стратиграфічної кореляції геологічних розрізів [3].

Саме ритмічність, як одна з основних морфологічних характеристик геофізичних кривих, покладена в основу розробки способу оцінки уявного періоду (частоти) гармонійної складової шаруватої товщі. Як аналог ритмічної складової прийнято модель синусоїди. Найбільше підходить така модель для геофізичних кривих із симетричною формою аномалій за наявності вираженої ритмічності. За результатами досліджень період синусоїдальної кривої в межах трьох і більше циклів може бути виражений через її градієнт:

$$T = 4,5262 \frac{0.2}{\Delta h} \sigma(\text{grad}(f^*(h)))^{-1,0574}, \quad (1)$$

де T – уявний період, м; Δh – крок квантування за глибиною, м; $f^*(h)$ – приведена випадкова функція геофізичного параметра від глибини h свердловини; $\text{grad}(f^*(h))$ – градієнт приведеної випадкової функції в точці дослідження, м^{-1} ; $\sigma(\text{grad}(f^*(h)))$ – середньоквадратичне відхилення градієнта приведеної випадкової функції геофізичного параметра в межах вікна дослідження (або інтервалу тонкошаруватої пачки порід).

Рівняння перетворення випадкової функції геофізичного параметра у наведений вигляд теке:

$$f^*(h) = \frac{f(x)}{1,4867\sigma(f(x))}. \quad (2)$$

Отримана послідовність обробки каротажних кривих може бути застосована для цифрових даних з метою безперервного розрахунку уявного періоду гармонійної складової. Особливістю запропонованого алгоритму є простота реалізації, змістовність (аналог – гармонійна складова) і можливість оцінки енергетичного внеску основної і другорядної (див. далі) гармонік. Зазначимо, що для деяких геофізичних параметрів, де наявна випадкова складова у вигляді статистичних флуктуацій природної або штучної радіоактивності (ГК, НГК, ННК), потрібно проводити попереднє згладжування кривої з метою виділення корисної складової сигналу. Також слід обережно використовувати цей спосіб для оцінки періоду гармонійної складової геофізичної кривої за наявності незначних амплітуд мікронеоднорідностей. У наведеному випадку оцінюють співвідношення середньоквадратичного відхилення значень геофізичного параметра в межах тонкошаруваної пачки до відповідної статистичної характеристики, що визначає похибку реєстрації сигналу. За незначної мінливості геофізичного параметра період гармонійної складової не оцінюють.

Проведення попластової інтерпретації, особливо на етапі видачі оперативних висновків за даними геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини, у випадку класичного тонкошаруваного або мікрошаруваного розрізу потребує залучення інформації про питомий внесок окремих літологічних складових у величини зареєстрованих параметрів і середньозважених товщин прошарків в межах окремих пластів або товщ. Оцінювання останньої характеристики є дуже кропітким. Існуючі алгоритми оцінки товщин окремих прошарків переважно ґрунтуються на обробці даних мікрометодів (Т.С. Ізотова, Г.П. Федорович, В.І. Грицишин та ін.). Так, Г.П. Федорович рекомендує виділяти піщано-алевритові прошарки і визначати їх товщини за даними БМК, БК, МКЗ на ділянках з піскуватістю понад 40% за оцінкою ширини аномалії на рівні $1/3$ її висоти від основи; на ділянках із середньою піскуватістю (близько 20%) – на рівні $1/2$ її висоти, а на ділянках із малою піскуватістю – на рівні $2/3$ висоти від основи аномалії. Вказаний спосіб використовують під час обробки даних ГДС, зареєстрованих або поданих в аналоговому вигляді. Для оцінки середньозважених товщин прошарків або їх сумарної товщини у шаруватих пачках або пластах безперервно по розрізу свердловини наведений спосіб не є ефективним та зручним, особливо у разі машинної інтерпретації. На відміну від нього та аналогічних способів, наведений вище підхід із застосуванням рівнянь (1), (2) дає змогу оцінити середню (уявну) товщину прошарків на основі оцінки значень періоду гармонійної складової. На рис. 1 наведено приклад визначення уявного періоду основної гармоніки чергування пластів у шаруватій товщі неогенових відкладів Комарівського газового родовища в межах вікна ков-

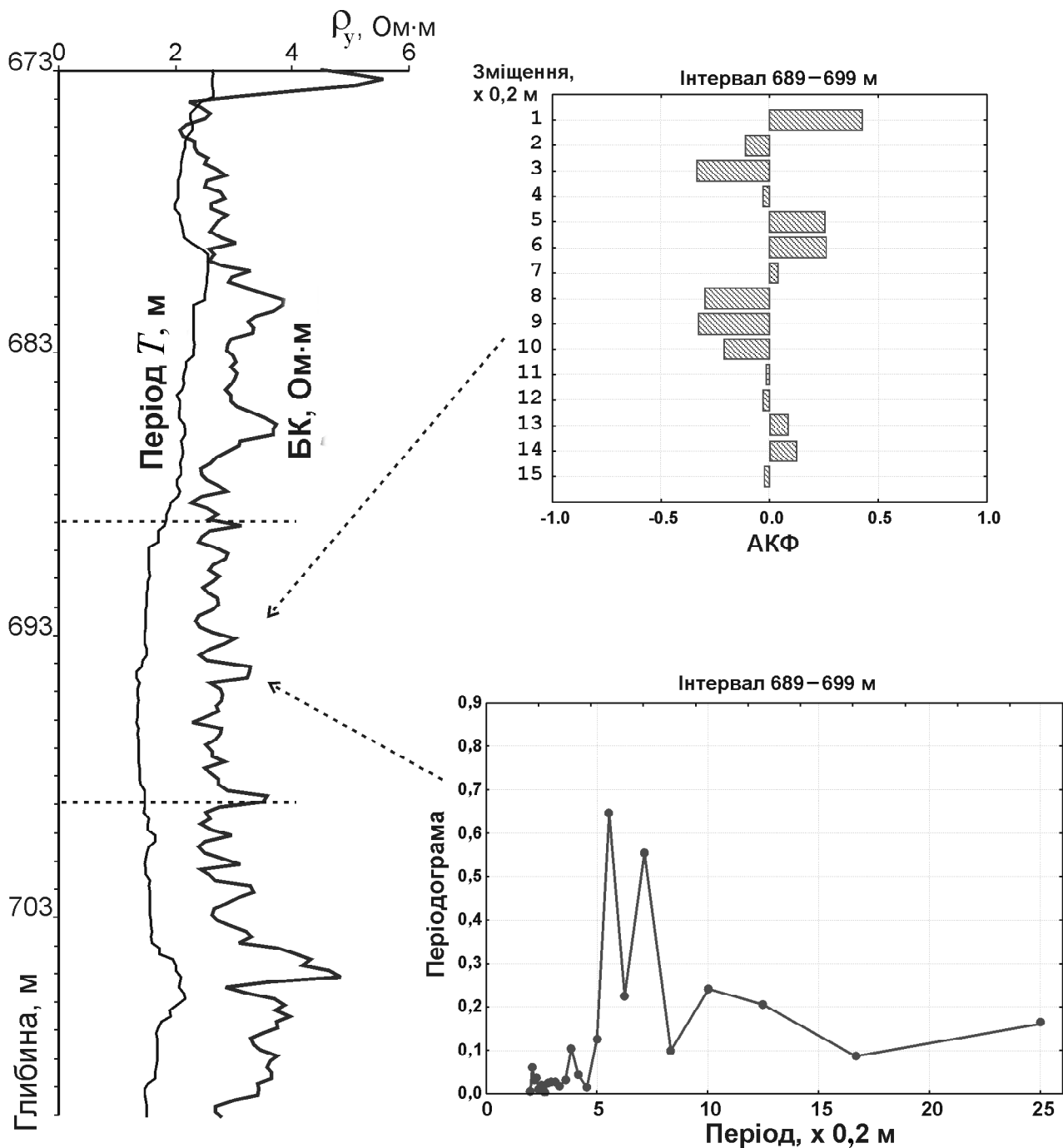


Рис. 1. Фрагмент діаграми розрахованого уявного періоду гармонійної складової за даними методу БК у розрізі дашавської світи Комарівського газового родовища та оцінка періоду статистичними методами з використанням АКФ і перетворення Фур'є

зання по стовбуру свердловини. Перевірка значень періодів традиційними методами, з використанням АКФ і гармонійного аналізу Фур'є, показує достатньо високу збіжність результатів у разі наявності помітної тонкоритмічної шаруватості. Так, в інтервалі 689–699 м за даними трьох способів отримано значення періоду в межах 1,2 – 1,4 м (рис.1).

Згідно з результатами досліджень залежно від роздільної здатності методів ГДС суттєво розрізняються частотні характеристики каротажних

Таблиця 1. Статистичні характеристики розподілів розрахованих уявних періодів гармонійної складової вздовж стовбура св. 5-Комарівська за даними методів типового комплексу ГДС

Метод (параметр)	N	Значення, м			Середньо- квадратичне відхилення, м
		середнє	мінімальне	максимальне	
Потенціал-зонд N6M0.5A	1720	6,0	0,6	30,4	3,55
ПС	1720	2,5	0,2	13,4	2,28
ІК	1720	2,6	0,3	9,2	1,51
Градiєнт-зонд A8.0M1.0N	1720	4,0	0,4	14,6	1,86
A4.0M0.5N	1720	3,2	0,5	8,8	0,92
A2.0M0.5N	1720	3,2	0,7	9,4	1,49
A1.0M0.1N	1720	2,2	0,8	7,6	0,84
A0.4M0.1N	1720	2,0	0,7	4,3	0,71
БК	1720	1,7	0,6	4,3	0,48
БМК	1720	1,4	0,7	5,2	0,58
НГК	1720	1,8	0,6	4,7	0,73
ГК	1720	1,9	0,7	4,9	0,84
АК (ΔT)	1720	1,3	0,5	2,5	0,43

кривих навпроти шаруватих товщ. За даними табл. 1 можна визначити відносні можливості основних методів типового комплексу ГДС щодо оцінки уявних періодів у межах інтервалів розрізів свердловин, представлених переважно перешаруванням аргілітоподібних глин і піщано-алевритових порід. На прикладі розрізу свердловини Комарівського газового родовища в межах інтервалу 575 – 920 м (дашавська світа) встановлено уявні періоди гармонійної складової за даними основних методів типового комплексу ГДС. Виділено окремі групи методів, які за роздільними можливостями та особливістю проведення вимірювань можуть бути використані для визначення різних за геолого-геофізичним змістом періодичностей. Методи з великою роздільною здатністю виявляють прошарки завтовшки в кілька десятків сантиметрів, відповідно, за їх допомогою можна оцінити уявні періоди чергування таких прошарків, представлених породами різних літотипів. Це методи АК, ГК, НГК, БМК, БК (табл. 1).

З метою вибору методів, які слід використовувати для розрахунків уявних періодів тонкошаруватих товщ, були застосовані статистичні методи кластерного аналізу і головних компонент. На дендрограмі (рис. 2), побудованій за результатами кластер-аналізу, виявляються дві основні групи методів. До першої відносять методи (геофізичні параметри), по кривих яких можна виділити мікрошарувату квазіперіодичну складову. Це криві уявного опору 0,45 м градiєнт-зонда, БК, БМК, ГК і НГК. Відзначену групу методів, як викладено вище, на практиці використовують для оцінки ефективних товщин тонких прошарків під час проведення інтерпретації даних ГДС у відкритому стов-

Таблиця. 2. Результати аналізу уявних періодів для кривих різних методів за допомогою методу головних компонент (Комарівське газове родовище):

Метод	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3	Фактор 4	Фактор 5	Фактор 6
	Без обертання факторних осей					
ПС	0,81	0,04	-0,14	-0,39	0,21	-0,08
НГК	0,78	0,16	-0,36	-0,14	-0,11	0,22
Гradient-зонд A8.0M1.0N	0,47	0,55	0,48	-0,06	0,27	-0,38
A4.0M0.5N	0,55	0,10	0,68	0,19	-0,07	0,35
A2.0M0.5N	0,81	-0,04	0,33	0,01	-0,04	0,18
A1.0M0.1N	0,60	-0,65	0,03	0,21	0,29	0,04
A0.4M0.1N	0,87	-0,12	-0,21	0,14	-0,18	-0,20
ГК	0,78	0,00	-0,20	-0,44	0,20	0,13
БМК	0,77	0,25	-0,05	0,02	-0,49	-0,11
БК	0,70	-0,23	-0,11	0,58	0,05	-0,20
АК (ΔT)	0,05	0,67	-0,41	0,50	0,25	0,20
Сумарний внесок	0,48	0,12	0,11	0,10	0,05	0,05
Із застосуванням процедури "варімакс"						
ПС	0,90	0,08	-0,02	0,09	-0,11	0,23
НГК	0,86	-0,22	0,08	0,05	0,16	-0,15
Gradient-зонд A8.0M1.0N	0,29	-0,09	0,27	-0,02	0,05	0,89
A4.0M0.5N	0,24	0,02	0,91	0,13	0,04	0,18
A2.0M0.5N	0,60	0,09	0,58	0,26	0,06	0,12
A1.0M0.1N	0,39	0,22	0,18	0,76	-0,30	-0,13
A0.4M0.1N	0,71	0,00	0,04	0,51	0,36	0,04
ГК	0,93	0,06	0,02	0,01	-0,20	0,04
БМК	0,66	-0,05	0,21	0,11	0,64	0,11
БК	0,36	-0,18	0,12	0,84	0,20	0,06
АК (ΔT)	0,04	-0,98	-0,04	0,01	0,02	0,07
Сумарний внесок	0,38	0,10	0,12	0,15	0,07	0,09

Примітка. Напівжирним виділено суттєві величини власних значень факторних навантажень

порід-колекторів як контролюючого фактора, що визначає ступінь згладжування кривої каротажу у разі чергування глинистих і піщаних прошарків у тонкошаруватому розрізі використовуватимуть параметр уявного періоду мікроциклічної неоднорідності пачок пластів. Інакше кажучи, ступінь диференціації розрізу, представленого чергуванням аргілітів і піщаних пластів-колекторів, залежатиме не лише від геофізичних параметрів останніх, а й від середньої товщини прошарків (або періодів мікроциклів). Рис. 3 є наочним прикладом використання нового параметра для виявлення пластів або товщ з малоглинистими різновидами прошарків пісковиків і аргілітів. На ньому показано ділянку наявності колекторів, яка контролюється значеннями коефіцієнта варіації природної радіоактивності і величиною уявного періоду мікроциклів у тонкошаруватій товщі.

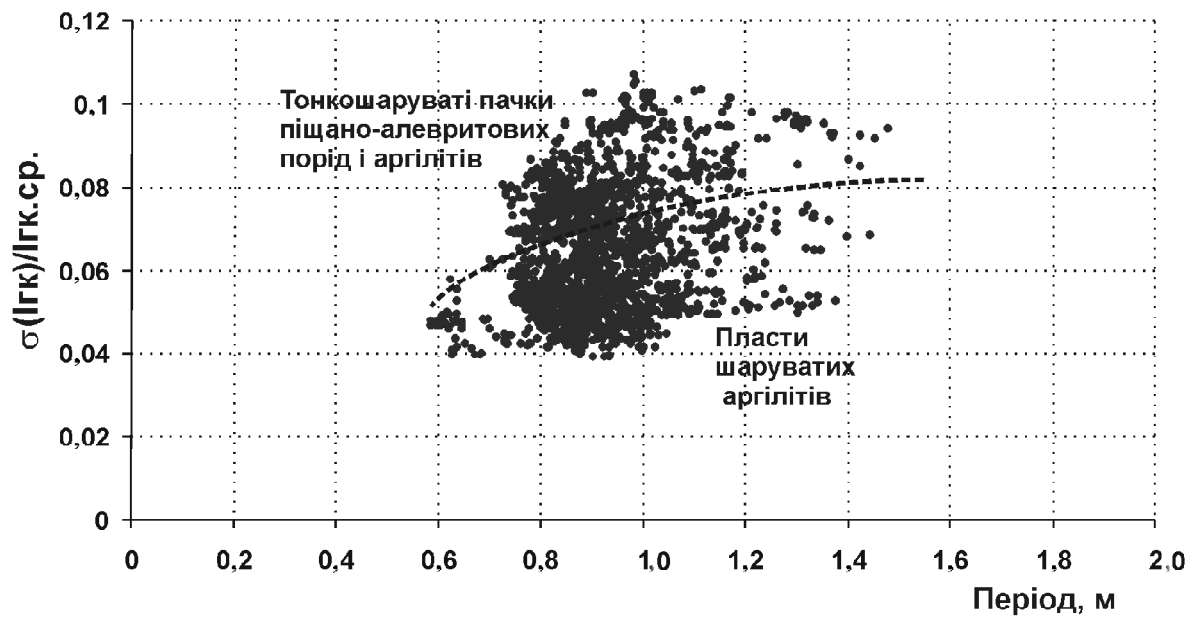


Рис. 3. Розподіл значень коефіцієнта варіації природної радіоактивності та уявного періоду мікрошаруватості з виділеною ділянкою існування піщано-алевритових порід у тонкошаруватій товщі

Використання ж як діагностичних характеристик інших геофізичних параметрів – інтервального часу поздовжньої хвилі, потужності вторинного гамма-випромінювання НГК, показів методів БК, ДННК, під час спільної інтерпретації за наведеною схемою дає змогу виявляти у типовому тонкошаруватому розрізі ритмічні пачки з кондиційним вмістом пластів-колекторів. Із застосуванням додатково результатів визначення питомого електричного опору тонкошаруватих пластів у таких інтервалах з урахуванням уявних періодів мікроциклічності гірських порід можна оцінювати значення коефіцієнта нафтогазонасичення для піщано-алевритової компоненти, що до останнього часу було досить складною проблемою.

1. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1977. – 375 с.
2. Карпенко О.М. Перколяційна оцінка нафтогазонасичення гірських порід у тонкошаруватому розрізі свердловини. Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики // Зб. наук. праць. – К., 2006. – С. 80–92.
3. Деч В.Н., Кноринг Л.Д. Нетрадиционные методы комплексной обработки геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин. – Л.: Недра, 1978. – 192 с.
4. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Статистические модели в геологии. – М.: Мир, 1969. – 397 с.
5. Крамбейн У., Кауфман М., МакКеммон Р. Модели геологических процессов. – М.: Мир, 1973. – 150 с.
6. Куликович А.Е. О влиянии анизотропии горных пород на результаты каротажа сопротивлений // Методика интерпретации и геологическое истолкование геофизических данных (Тр. УкрНИГРИ). – М.: Недра, 1965. – Вып. 13. – С. 45 – 68.
7. Йереског К.Г., Клован Д.И., Реймент Р.А. Геологический факторный анализ. – Л.: Недра, 1980. – 223 с.