

РОЗВІДУВАЛЬНА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА

УДК 553.981

ТИПІЗАЦІЯ ТЕРИГЕННИХ ТОНКОШАРУВАТИХ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН ЗА КАРОТАЖНИМИ ДАНИМИ

О.М.Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42098,

E-mail: alexbrig@inbox.ru

Приведены определения понятия тонкослоистого разреза горных пород в различных геологических и геофизических дисциплинах. Предложен алгоритм типизации тонкослоистого разреза скважины на основе использования функции взаимной корреляции диаграмм методов гамма-каротажа, нейтронного гамма-каротажа и кажущегося удельного электрического сопротивления градиент-зонда. Приведены примеры I, II и III типов тонкослоистого разреза в виде планшетов каротажных диаграмм, типичных значений геофизических параметров и графиков функции взаимной корреляции.

Definitions of concept thin-layer section of rocks in various geological and geophysical disciplines are resulted. The algorithm of typification the thin-layer section of a well is offered on the basis of cross-correlation function of the diagrams of gamma-ray logging, neutron gamma-ray logging and electric apparent resistivity of a lateral array. Examples of I, II and III types of thin-layer section as well-logging diagrams, typical means of geophysical parameters and schedules of cross-correlation function are resulted.

Тонкошаруватий тип розрізу осадових гірських порід по-різному трактується фахівцями – представниками різних геологічних дисциплін. Поняття "шар" у загальній геології – це "елементарна одиниця шаруватої текстури осадових порід, яка відрізняється від суміжних подібних одиниць речовинним складом, розміром часток, мінералогією, структурою порід, характером включень, фарбуванням і т.п."; у польовій геології "шар" визначається як "елементарна одиниця для опису розрізу". У стратиграфії – це "термін вільного користування для позначення дрібних літостратиграфічних підрозділів, що часто мають локальний розвиток" [1, с.544]. "Шарування" ("слоистость" – рос.) характеризується як "текстура осадових гірських порід, що виражається в чергуванні тонких шарів (слоїв – рос.) потужністю від 1 мм до 1 см" [1, с.544]. У наведених визначеннях загальним є властивість гірських порід шару відрізнятися від порід, що його вміщують, певними характеристиками, що є предметом вивчення конкретної геологічної науки. Таким чином, термін, що широко використовується – "тонкошаруватий розріз", повинен мати відмінні риси в різних геологічних і геофізичних дисциплінах. У геофізиці термін "тонкошаруватість" пов'язаний з геометричними роздільними здатностями методів досліджень. У галузі геофізичних дослі-

дженнях свердловин "тонкошаруватість" – це властивість розрізу складатися з послідовності окремих шарів гірських порід, які відрізняються один від одного літологічними і колекторськими характеристиками, що створює аномалії на кривих методів ГДС, ширина яких знаходиться на межі вертикальної роздільної здатності методів або недостатня для кількісної оцінки геофізичних і геометричних параметрів цих шарів. Природно, у геологічній інтерпретації результатів ГДС за такими аномаліями неможлива точна оцінка літологічних, ємнісних чи промислових характеристик шарів (з використанням стандартних прийомів інтерпретації).

Так, сибірськими вченими В.Г.Мамяшевим і І.Г.Глазуновим встановлена нижня межа ширини аномалії, коли можлива оцінка позірної опору пластів у шаруватій товщі 2 м [2]. Вони поділяють шаруватість на рівні: перший – макрошаруватість і другий – мікрошаруватість. Для першого рівня шаруватості характерні прошарки порід від 2 м і менше – до нижньої межі роздільної здатності методів – 0,4-0,6 м. Для таких товщ зазвичай використовують методику оцінки колекторських властивостей для шаруватої пачки порід за даними електрометрії свердловин [3]. Якщо неоднорідність суттєво менша за вертикальну роздільну здатність методу (шаруватість не виділяється за формою кривих), то

використовують "методику анізотропного пласта" за В.П. Журавльовим, також з використанням даних електричних методів [4]. Із застосуванням наведених методик можливе отримання лише наближених значень геофізичних параметрів (питомого електричного опору) окремих літологічних складових шаруватої товщі.

Часто використовуваний вираз "тонкошаруватий розріз" без прив'язки до конкретних геологічних чи геофізичних методів дослідження створює труднощі при порівнянні результатів діагностики гірських порід різними методами та методиками. Так, навіть для різних методів каротажу в процесі досліджень нафтових і газових свердловин вертикальна роздільна здатність змінюється у відчутних межах – від перших десятків сантиметрів (мікрометоди, БК і кавернометрія) до 2-4 метрів (градієнт-зонди БКЗ великих розмірів). Для більшості звичайних вимірювальних установок радіоактивних, акустичних, електричних фокусованих методів ця величина становить 0,4-0,8 м. Цифри є наближеними, тому що роздільна властивість у кожному конкретному випадку залежить від свердловинних умов, співвідношень вимірюваних параметрів близько розташованих шарів і прошарків, частоти чергування шарів з різними властивостями. Наприклад, для поодинокого шару можливо визначити величину питомого опору зони проникнення $\rho_{ЗП}$ за показами тільки малих градієнтів-зондів за товщини не меншої ніж 1 м [5, с.103]. Це граничний розмір шару, достатній для отримання оптимального значення питомого опору. Визначення величини питомого опору шару $\rho_{П}$ з використанням показів великих градієнтів-зондів вимагає ще більшої граничної товщини пласта. У методі АК визначення величини інтервального часу ΔT поздовжньої хвилі доцільно проводити, коли товщина поодинокого шару більша від бази зонда (зазвичай – 0,4 м в апаратурі типу СПАК).

Перераховані граничні значення товщин тонких поодиноких шарів, достатніх для визначення їх геофізичних характеристик, а далі – і ємнісних властивостей, не підходять для пачок або шарів тонкошаруватої товщі розрізу. Внаслідок взаємного впливу на покази зондів (особливо великого розміру зі значним радіусом зони дослідження) ряду сусідніх шарів і прошарків з різними значеннями геофізичних параметрів результуюча каротажна крива матиме згладжений вигляд, тобто буде спостерігатись і реєструватись інтегральна характеристика тонкошаруватого розрізу свердловини.

Питання виявлення області ефективного застосування різних методик та способів інтерпретації даних ГДС викликало проведення додаткових досліджень, пов'язаних з існуванням різних типів тонкошаруватих розрізів свердловин. Як було наведено вище, під тонкошаруватим розрізом (стосовно геометричних характеристик зондових пристроїв методів ГДС) вважаємо перешарування пластів з товщинами, меншими або рівними 0,7-0,6 м, з незначними

за амплітудами геофізичними аномаліями, які переважно неможливо використати для кількісної геологічної інтерпретації за стандартними методиками. Після детального вивчення розрізів свердловин (дашавської і косівської світ) у багатьох газових родовищах Зовнішньої Зони Передкарпатського прогину нами виявлено існування трьох основних типів тонкошаруватих розрізів (більш дрібну класифікацію для її використання під час інтерпретації даних ГДС вважаємо недоцільною). Раніше за результатами проведених досліджень [6] авторами виділено 5 характерних типів кривих КС і ПС (або "каротажних" типів розрізу) у сарматських відкладах газових родовищ Більче-Волицької зони. В основу градації розрізів покладена морфологія каротажних кривих (візуальна оцінка форми) і кількісні геофізичні характеристики в горизонті НД-3. У табл. 1 наведено діагностичні геофізичні ознаки типів розрізу сарматських відкладів за даними авторів [6].

У ході досліджень тонкошаруватих відкладів нами виявлено існування перехідних типів розрізу і розрізів, які за своїми ознаками не відповідають наведеній класифікації. Запропонована нами триступенева градація тонкошаруватого розрізу спрямована на визначення ділянок розрізу, де ефективно може бути застосований спосіб виявлення газонасичених інтервалів, який базується на використанні параметрів релаксації залишкового питомого опору [7], а також для врахування ефекту анізотропії під час кількісної оцінки покомпонентного визначення питомого опору в межах виділених пластів (пачок) [8]. В основу градації покладено різний ступінь диференціації електрокаротажних кривих, зокрема, градієнт-зондів БКЗ та кривих неелектричних методів.

З практики інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих розрізах відомо, що далеко не завжди існує помітна кореляція між "поведінкою" кривих ρ_K і формою кривих неелектричних методів – ГК, НГК, ПС, яка контролюється літологічним складом порід. Проведені дослідження функції взаємної кореляції (ФВК) між кривими НГК, малих градієнт-зондів і кривою ГК виявили критерії, що дали змогу обґрунтовано за кількісними ознаками провести розподіл тонкошаруватого розрізу на три типи.

Раніше автором була проведена спроба використати для цього абсолютні значення параметрів, які характеризують геофізичні криві – абсолютні середні значення ρ_K товщі, середні квадратичні відхилення ρ_K для товщі, але виявилось, що ці значення залежать від глибини залягання відкладів, мінералізації пластових вод, характеру насичення. Тому як діагностична ознака нами обрана функція взаємної кореляції ФВК між кривою ГК (контролюється розподілом пелітової фракції по розрізу) і кривою НГК або ρ_K (1,05 м градієнт-зонда). Обрані зонди досліджують присвердловинну зону за наявності прошарків колекторів – промиту зону і зону проникнення фільтрату промивної рідини. Покази 1,05 м градієнт-зонда максимально

Таблиця 1 — Діагностичні геофізичні ознаки типів розрізів сарматського віку північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину [6]

Тип розрізу	Літологічна характеристика піщаних тіл	$\alpha_{ПС}$	$\rho_k^{ПЗ}$, Ом·м	$\rho_k^{ГЗ}$, Ом·м	Співвідношення між показами зондів	$I\gamma$, пА/кг	$In\gamma$, у.о.	Форма аномалій на кривих ПС і ГК
I	Пісковики середньо-зернисті, некарбонатні	0,9–1	1,5–3,5	3,5–12,0	$\rho_k^{ПЗ} \gg \rho_k^{ГЗ}$	0,019–0,030	1,1–1,3	Циліндрична
II	Пісковики середньо- і дрібно-зернисті	0,8–1	2,5–8,0	3,7–18,0	$\rho_k^{ПЗ} > \rho_k^{ГЗ}$	0,022–0,036	1,2–1,4	Лійко-подібна
III	Пісковики дрібно-зернисті, алевроліти слабо карбонатні	0,6–0,9	3,5–7,5	4,0–12,0	$\rho_k^{ПЗ} > \rho_k^{ГЗ}$	0,030–0,050	1,3–1,9	Диференційована
IV	Пісковики дрібно-зернисті, алевроліти глинисті, слабо карбонатні	0,3–0,7	2,5–6,0	3,0–15,0	$\rho_k^{ПЗ} \geq \rho_k^{ГЗ}$	0,036–0,058	1,3–1,7	Пило-подібна
V	Алевроліти глинисті, слабо карбонатні	0,2–0,5	2,0–6,0	2,0–6,0	$\rho_k^{ПЗ} \approx \rho_k^{ГЗ}$	0,050–0,072	1,0–1,4	Слабо диференційована

Примітка: $\rho_k^{ПЗ}$, $\rho_k^{ГЗ}$ – позірний опір відповідно потенціал-зонда і градієнт-зонда;

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда природних потенціалів в методі ПС;

$I\gamma$ – потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання в методі ГК;

$In\gamma$ – покази методу НГК.

диференційовані порівняно з іншими зондами БКЗ, а ступінь диференціації кривих НГК і ρ_K контролюється переважно літологічними особливостями прошарків, їх товщиною і значною мірою – величиною глинистості останніх. Покази ГК та ступінь диференціації кривої методу визначаються, як відомо, розподілом концентрацій природних радіоактивних елементів по розрізу свердловини і в теригенному розрізі здебільшого пов'язані із глинистістю гірських порід. Таким чином, обидва параметри – НГК (або ρ_K 1,05 м градієнт-зонда) і $I\gamma$ (покази ГК) переважно залежатимуть від розподілу глинистості, а каротажні криві параметрів – ще й від товщин окремих шарів і прошарків гірських порід.

Залежності між $I\gamma$ і $In\gamma$ (ρ_K 1,05 м градієнт-зонда) мають від'ємний характер (у розрізі позірний опір глинистих порід менший за опір порід, що їх вміщують; покази НГК в глинах, як правило, менші, ніж в пісковиках; радіоактивність $I\gamma$ глин більша за радіоактивність алевролітів і пісковиків). Вони яскраво виражені у розрізах, складених пластами значної товщини, представлених глинами та піщано-алевритовими літотипами. Оцінкою тісноти такої залежності або зв'язку є коефіцієнт парної кореляції. Каротажні криві є одиничними реалізаціями випадкових функцій певних параметрів, а одним з критеріїв, що характеризують тісноту зв'язку між такими функціями, є функ-

ція взаємної кореляції. ФВК, а не просто коефіцієнт кореляції обрана нами тому, що внаслідок певних причин не завжди окремі криві ув'язані між собою за глибиною або їх неможливо точно ув'язати через постійне чергування прошарків з незначними амплітудами аномалій. Критерієм тісноти зв'язку тут виступає максимум величини ФВК за невеликої величини зміщення однієї кривої ($I\gamma$) відносно іншої (ρ_K або $In\gamma$).

На рис. 1, 2 зображено приклади газонасичених інтервалів розрізів I – III типів та їх типові характеристики у вигляді ФВК ($In\gamma$, $I\gamma$).

Розріз I типу (рис. 1, ліворуч) лише умовно можна віднести до тонкошаруватого, тому що значна кількість товщин пластів і прошарків виходить за межі граничних значень, визначених нами як граничні для тонкошаруватого розрізу (0,7–0,6 м). Максимум абсолютного значення ФВК ($In\gamma$, $I\gamma$) у такому розрізі більший за подвійну граничну величину $\Phi BK_{гран}$, розраховану з використанням формули

$$\Phi BK_{гран}(k) = t_{\alpha} \cdot \sigma_{\Phi BK}(k), \quad (1)$$

де: $\sigma_{\Phi BK}(k) = \sqrt{\frac{1}{N-k}}$ – середньоквадратична похибка оцінки ФВК [9]; N – довжина (кількість точок реєстрації) інтервалу каротажної кривої (за величини кроку реєстрації 0,2 м і довжини інтервалу розрізу 10–12 м $N = 50-60$);

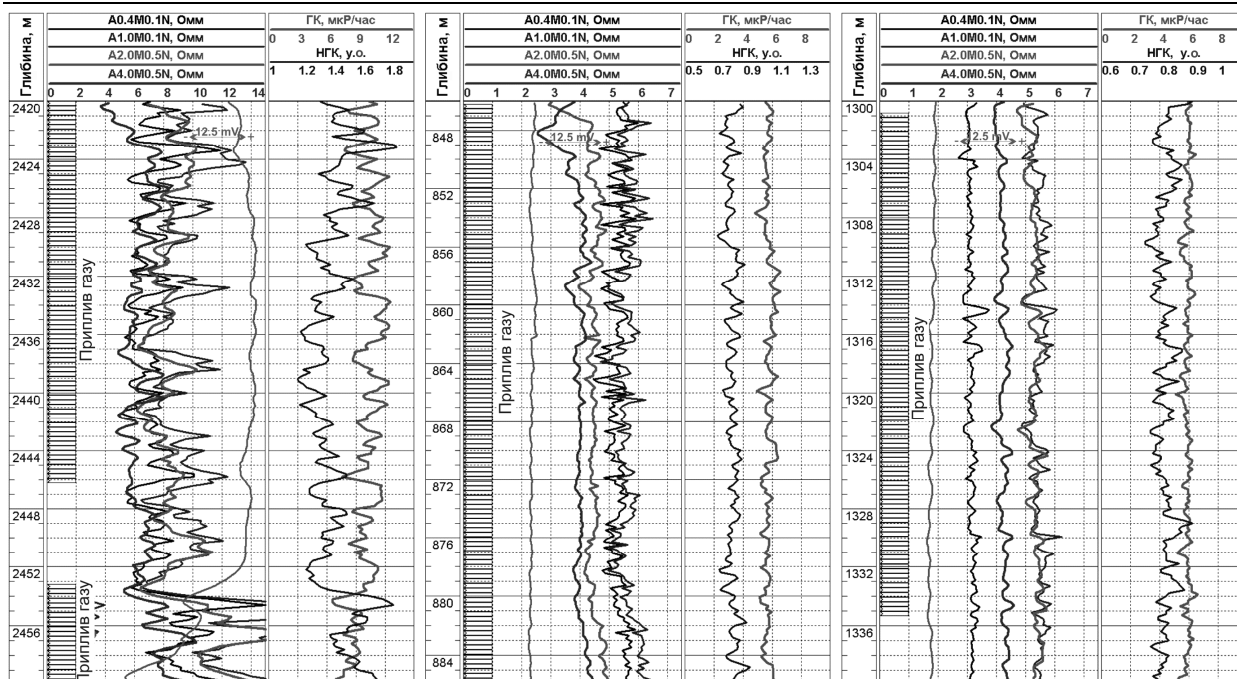


Рисунок 1 — Каротажні діаграми трьох типів тонкошаруватого розрізу в продуктивних товщах свердловин Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину; зліва направо – розрізи I, II, III типів

k – величина зміщення в точках спостереження ("лаг") однієї кривої відносно іншої; t_{α} – квантиль розподілу імовірності Стюдента за рівня значимості $\alpha = 0,05$ (наближено можна прийняти $t_{\alpha} = 2$).

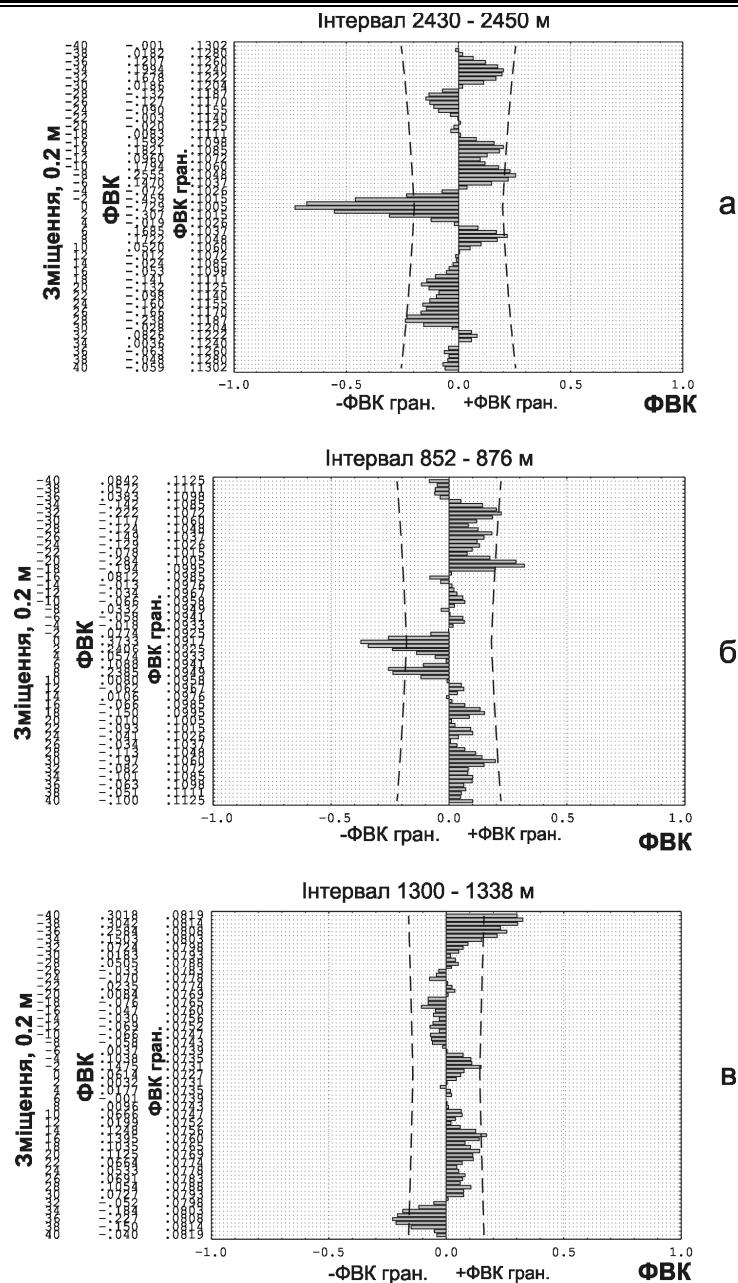
Розріз II типу характерний значеннями ФВК ($ln \gamma$, $I\gamma$) у межах 1-2 значень $ФВК_{гран}$. Він є досить поширеним у відкладах дашавської світи Хідновицького та багатьох інших газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (рис. 1, центр). Товщини окремих видимих прошарків за геофізичними аномаліями вже відповідають зазначеним критеріям тонкошаруватості. Відповідно через особливості роздільної здатності геофізичної апаратури аномалії на кривих не дуже виразні, але зберігається суттєвий (за статистичними критеріями) зв'язок диференціації кривих ГК, малих градієнт-зондів з літологічними особливостями прошарків, здебільшого – з глинистістю.

Розріз III типу (рис. 1 праворуч) спостерігається у відкладах дашавської і косівської світ газових родовищ і представлений частим чергуванням прошарків порід малої товщини (десятки сантиметрів). Аномалії на кривих $ln \gamma$, $I\gamma$ стають маловиразними на рівні статистичних шумів. Величина ФВК не перевищує граничні значення, які розраховані за формулою (1). Наведений приклад такого розрізу у відкладах нижньодашавської підсвіти св. № 140-Хідновицька вказує на слабку диференціацію кривих градієнт-зондів БКЗ і ГК. Розріз III типу поширений у неогенових відкладах

багатьох газових родовищ Зовнішньої зони. У табл. 2 наведено промислово-геофізичні характеристики газонасичених інтервалів трьох типів тонкошаруватих розрізів свердловин у відкладах дашавської світи.

Слід зазначити, що використання функції взаємної кореляції як критерію, за яким проводиться типізація тонкошаруватих розрізів, має статистичне обґрунтування: на рис. 3 чітко видно, як зі зменшенням середніх товщин прошарків зменшуються величини парного лінійного коефіцієнта кореляції між показами гамма-каротажу і мікробокового каротажу, що є проявом зменшення (аж до зникнення) контрастних аномалій від окремих тонких пластів. Екстремальні значення ФВК можна розраховувати безперервно за каротажними діаграмами у функції глибини в режимі смуги ковзання і таким чином буде отримана по всьому стовбуру свердловини характеристика типізації тонкошаруватого розрізу: I тип $ФВК/ФВК_{гран} > 2$; II тип $1 < ФВК/ФВК_{гран} < 2$; III тип $ФВК/ФВК_{гран} < 1$. Слід зазначити, що як альтернативні параметри для розрахунків критерію $ФВК/ФВК_{гран}$ з метою оцінки типу тонкошаруватого розрізу можуть бути обрані криві методів ГК і позірною опору (наприклад, ρ_K 1,05 м градієнт-зонда).

Висновок. Проведено аналіз визначення терміну тонкошаруватості розрізів гірських порід у різних геологічних, геофізичних дисциплінах і областях його застосування. Більшість визначень тонкошаруватості допускає широке тлумачення; тому для практичного застосування, тим більше з метою класифікації розрізів, не може бути застосована.



а – I тип, б – II тип, в – III тип

Рисунок 2 — Приклади функції взаємної кореляції (ФКЗ) для кривих ГК і НГК для тонкошаруватих типів теригенних розрізів свердловин

Таблиця 2 — Промислово-геофізичні характеристики тонкошаруватих розрізів I, II, III типів

Параметр	Середнє значення			Ср.кв.відх. параметра		
	I тип	II тип	III тип	I тип	II тип	III тип
ФВК/ФВК _{гран.} *	3,120	1,396	0,391	0,749	0,316	0,847
ρ_K 1,05 м гр.-зонд, Ом·м	9,885	5,574	4,914	2,448	0,313	0,199
$\Delta I\gamma$	0,636	0,800	0,723	0,112	0,062	0,061
$\sigma(\rho_K)$ (у вікні 1,8 м), Ом·м	1,287	0,245	0,147	0,735	0,080	0,071
$\sigma(\Delta I\gamma)$ (у вікні 1,8 м)	0,072	0,045	0,050	0,030	0,016	0,017
$\sigma(\ln \gamma)$ (у вікні 1,8 м), у.о.	0,075	0,029	0,021	0,035	0,010	0,007

* ФВК – максимальне абсолютне значення функції взаємної кореляції кривих ГК і НГК;
ФВК_{гран.} – гранична величина суттєвості значень ФВК

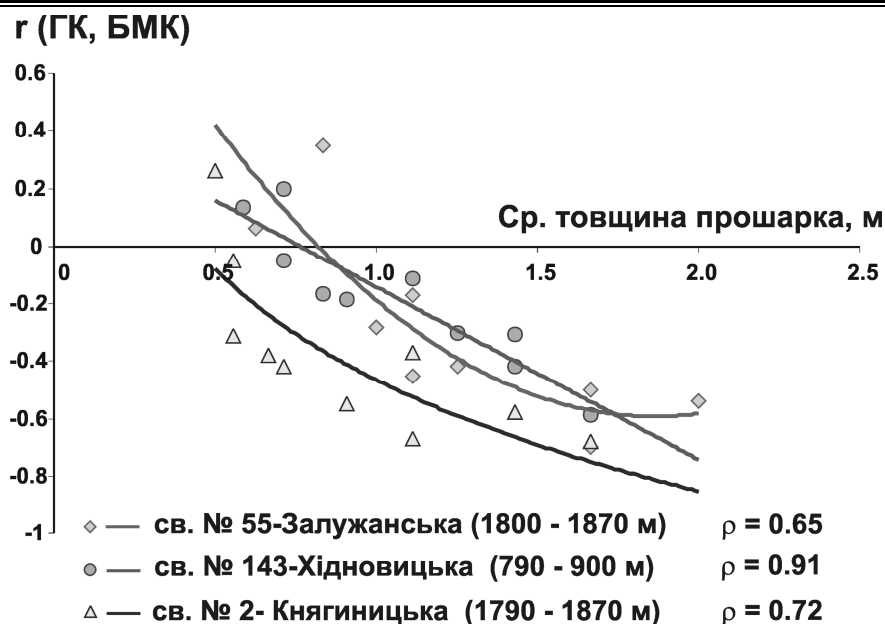


Рисунок 3 — Вплив шаруватості на коефіцієнт кореляції між кривими ГК і БМК на прикладі теригенних порід дашавської світи

Для теригенних розрізів тонкошаруватого типу автором запропонована схема їх типізації залежно від товщин прошарків. Наведена типізація є формалізованою, тобто за певним алгоритмом з використанням звичайних кривих методів геофізичних досліджень свердловин - гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу і уявного опору 1,05 м. градієнт-зонда вона може бути виконана безперервно по розрізу свердловини. Такий підхід дасть змогу виявити в розрізі ділянки, в межах яких можуть бути ефективно застосовані сучасні способи якісної і кількісної інтерпретації даних ГДС, наприклад: спосіб на основі використання параметра релаксації залишкового уявного опору [7], спосіб приведених кривих, перколяційна оцінка нафтогазонасичення тонкошаруватих колекторів [8].

Література

1. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
2. Мамяшев В.Г., Глазунов И.Г. Методика петрофизического обеспечения интерпретации данных электрометрии неоднородно-слоистых песчано-глинистых коллекторов // Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области: Сб. научн. тр. — Тюмень: Запсиб-нефтегеофизика, 1988. — С. 34-41.
3. Бриченко И.П., Санто К.Л., Чадаев Е.В. Определение электрических параметров проницаемых пластов малой мощности // Нефтегазовая геология и геофизика, РНТС. — М.: ВНИИ-ОЭНГ, 1980. — Вып. 9. — С. 19-24.
4. Журавлев В.П. Определение удельного электрического сопротивления анизотропных пластов // Прикладная геофизика. — М.: Недра, 1968. — Вып. 51. — С. 170-187.

5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. — М.: Недра, 1972. — 312 с.

6. Притулко Г.И., Шилова А.М. Предпосылки оценки фациальной принадлежности отложений по данным геофизических исследований скважин // Геофизическая диагностика нефтегазоносных и угленосных разрезов: Сб. научн. тр. — Киев: Наук. думка, 1989. — 168 с.

7. Карпенко О.М. Прогнозне оцінювання газонасиченості тонкошаруватих розрізів родовищ Передкарпаття за даними електрокаротажу // Нафтова і газова промисловість. — 2002. — № 1. — С. 8-11.

8. Карпенко О.М. Перколяційна оцінка нафтогазонасичення гірських порід у тонкошаруватому розрізі свердловини // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: Зб. наук. праць. — Київ, 2006. — С. 80-92.

9. Box G., Jenkins G. Reinsel G. Time Series Analysis: Forecasting and Control: 3rd ed. — Prentice Hall, 1994. — 592 p.