

# Дослідження та методи аналізу

УДК 550.835

## ЗАСТОСУВАННЯ СТАТИСТИЧНИХ ЦЕНТРАЛЬНИХ МОМЕНТІВ ДЛЯ ЕКСПРЕС-ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС У ТОНКОШАРУВАТИХ САРМАТСЬКИХ ВІДКЛАДАХ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ

Д.Д. Федоришин, Р.П. Морошан, І.О. Пятковська

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: geophys@pung.edu.ua

*Тонкошарувата будова теригенних відкладів та неоднозначність матриці породи-колектора значно ускладнює вирішення питання визначення її фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення. Запропоновано новий підхід до вирішення цього питання. Обґрунтовано спосіб експрес-інтерпретації даних ГДС з використанням статистичних центральних моментів вищих порядків (асиметрія, ексцес), які розраховуються за каротажними кривими. Результати продемонстровані на прикладі тонкошаруватого розрізу дашавської світи Вижомлянського та Вишнянського газових родовищ Більче-Волицької зони.*

Ключові слова: свердловина, асиметрія, ексцес, породи-колектори, флюїдонасичення.

*Тонкослойное строение терригенных отложений и неоднозначность матрицы породы-коллектора значительно усложняет решение задачи определения ее фильтрационно-емкостных свойств и характера флюидонасыщения. Предложен новый подход к решению этой задачи. Обоснован способ экспресс-интерпретации данных ГИС с использованием статистических центральных моментов высших порядков (асимметрия, эксцесс), которые рассчитываются по каротажным кривым. Результаты продемонстрированы на примере тонкослойного разреза дашавской свиты Выжомлянского и Вишнянского газовых месторождений Бильче-Волицкой зоны*

Ключевые слова: скважина, асимметрия, эксцес, породи-колекторы, флюїдонасичення.

*Thinlayers structure of terrigenous sediments and ambiguity matrix rock-reservoir greatly complicates the issue definition of filtration-capacitive properties and nature saturation of fluid. Proposed a new approach to solving this problem. Grounded is the method of expressinterpretation of well logging data with the use of statistical central moments of higher levels (asymmetry, excess) which are calculated according to log curves. Data are shown on the example of thinlayered cross-section of dushuva strata of Wizhomlyanskoho and Vishnyanskoho gas fields of Bil'che-Volicka zone.*

Keywords: well, asymmetry, excess, reservoir rocks, saturated of fluid

Ефективність геологорозвідувальних робіт значною мірою залежить від обробки та інтерпретації польових та свердловинних досліджень у процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ.

Інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у тонкошаруватих теригенних розрізах, коли товщини пластів менше 0,6 м, завжди була неоднозначною, тому вказана проблема постає досить гостро. Одним із методів, що міг би значно спростити це завдання, є використання експрес-інтерпретації даних ГДС із застосуванням статистичних центральних моментів вищих порядків (асиметрія, ексцес), що б розраховувалися за карота-

жними кривими. Аналіз геофізичних висновків з використанням технологій CARABAND та CORIBAND фірми «Шлюмберже», технологічних розробок фірми «Халібартон» (десятизондовий індукційний каротаж), пакету SATUN (Польща), російських технологій «ГИНТЕЛ», «СИАЛ-ГИС», «ОНИКС», української технології «Геопошук» показав, що в тонкошаруватих розрізах діагностика пластів має похибки [1]. Технологія «Геопошук» взагалі не допускає визначення параметрів пластів товщиною менше 0,6 м.

З такими труднощами часто стикаються під час визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення по-

рід-колекторів у розрізах дашавської світи нижнього сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, де відкрито близько 30 газових родовищ. В роботах [1, 2] показано, що розрізи сарматських відкладів на різних ділянках Більче-Волицької зони суттєво відрізняються. За практично однакового літологічного складу (пісковики щільні і пісковики гранулярні – колектори, алевроліти, аргіліти, аргіліти піритизовані) геологічні розрізи характеризуються різною товщиною пластів, умовами залягання різних літотипів, розповсюдженням їх по площі, вмістом глинистої компоненти.

З використанням седиментологічного каротажного аналізу Т.С. Ізотова із співавторами [1,2] виділила 4 типи розрізів сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони. Типізація сарматських розрізів зумовлена різним впливом на геофізичні характеристики (електричний опір, радіоактивність, акустичні властивості гірських порід) товщин пластів, парагенезису літотипів, глинистості, мінералізації пластових вод та бурового розчину тощо.

Найбільш складним виявився третій тип розрізу, який територіально знаходиться в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони, де нижньосарматські відклади залягають безпосередньо над ядром верхньоюрського бар'єрного рифу (площі Свидниця, Судова Вишня, Вижомля, Грушів). На цих ділянках осадоконакопичення відбувалося в умовах мілкого шельфу, при цьому утворювались неоднорідні лінзовидні тіла, які амебоподібно розповсюджені по латералі.

Такі розрізи зазвичай складаються з тонкошаруватих глинистих пачок, у яких містяться прошарки пісковиків-колекторів (НД-9,14,15), щільних пісковиків і алевролітів (НД-13) або аргілітів з поодинокими прошарками алевролітів та пісковиків. Товщини окремих літотипів змінюються від 0.1 до 0.5 м (рідше 0.8 м). При цьому ефективна товщина пачок колекторів, які віддають флюїди, повинна бути понад 1 м. Глинистість розрізу дуже висока: в пісковиках-колекторах вона сягає від 20% до 45%; чисті аргіліти практично відсутні в глинистих пачках міститься до 40% алевроліто-піщаних зерен. Пісковики переважно дрібнозернисті за пористості 9-12% та низькій (до 0.5 мД) внаслідок їх глинизації проницності.

На замовлення ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» в ЛВ УкрДГРІ в 2005 році розроблено пакет програм «Сармат», який може працювати в інформаційному середовищі технології «Геопошук» [5] та потребує застосування дев'яти методів ГДС, які повинні бути проведені за спеціальною методикою (масштаб запису 1:100, 1:200 за швидкості заміру не більше 600 м/год). Через об'єктивні обставини цей пакет не вийшов із стадії випробувань і не у всіх свердловинах може бути використаний.

Вказані вище обставини зумовили необхідність пошуків нестандартних методів обробки та інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих (часто їх називають мілкошаруватими) се-

редовищах. Одним із таких підходів може бути використання апарату теорії математичної статистики. В існуючих методах обробки, як правило, застосовуються такі числові величини: математичне сподівання  $M_x$  (або середнє зважене  $\bar{x}$ ), дисперсія  $D_x$ , середнє квадратичне відхилення (стандарт)  $\sigma = \pm \sqrt{D_x}$ , коефіцієнт варіації  $V = \sigma / \bar{x}$ , центроване та нормоване відхилення  $\bar{x}_i = (x_i - \bar{x}) / \sigma$ .

Згідно з теорією неоднорідності [3] ці параметри описують масштабні ефекти першого роду (зміна середнього значення досліджуваної ознаки) та другого роду (зміна дисперсії або стандарту). Масштабні ефекти вищих порядків в ГДС практично не використовуються. В роботі [4] показано, що асиметрія А (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес Е (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (10 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів нижньодашавської підсвіти верхнього сармату. На прикладі інтерпретації теригенних відкладів Грушівського родовища показано, що величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньозваженою піскуватістю розрізу. Таким чином, цей приклад свідчить, що статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області нафтогазового поклада і можуть бути використані для експрес-прогнозування розрізу на наявність газонасичених колекторів.

Покажемо, на чому ґрунтується такий підхід з точки зору математичної статистики та особливостей геологічної будови двокомпонентних розрізів (перешарування пісковиків-глин чи алевролітів-глин), або багатокомпонентних розрізів (перешарування пісковиків-алевролітів-аргілітів-глин). Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії А є мірою несиметричності розподілу статистичної величини  $x_i$  з імовірністю  $p_i$  (у випадку рівноквантової каротажною кривою  $p_i = 1/n$ ):

$$A = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\sigma^3} \quad (1)$$

Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл несиметричний, а для нормального розподілу  $A=0$ . Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна ( $A>0$ ). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то  $A<0$ .

Ексцес або коефіцієнт ексцесу Е вимірює „вершиноподібність” розподілу

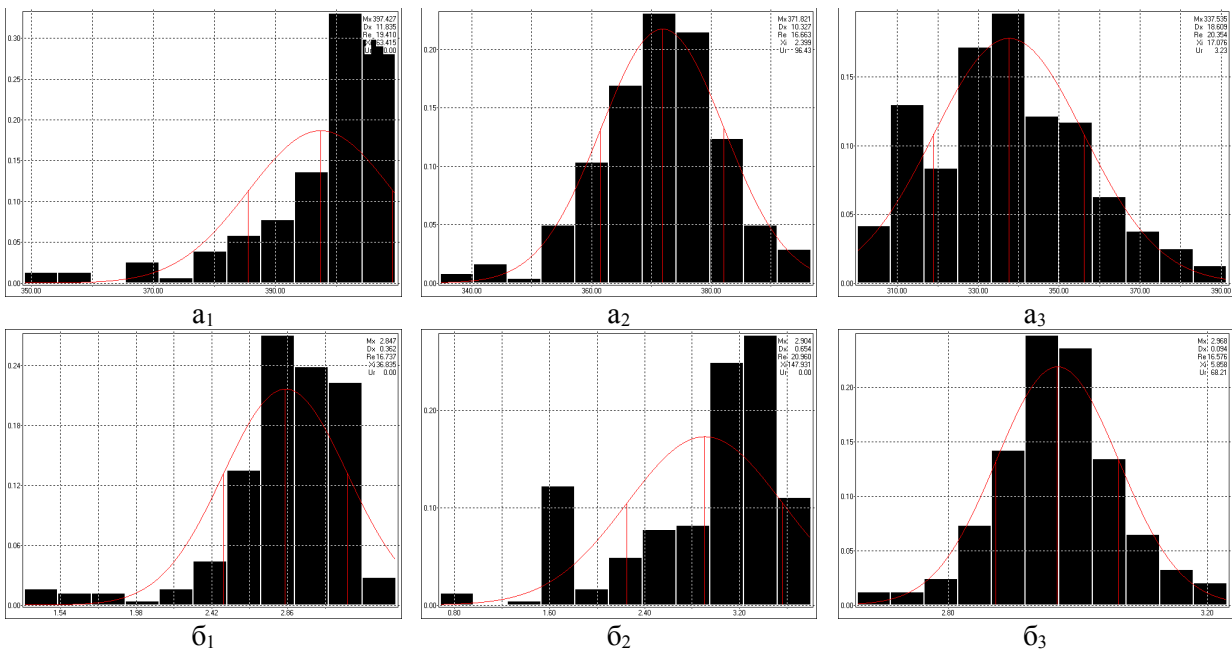


Рисунок 1 – Типові гістограми розподілу  $\Delta t$ , мкс/м (а) та  $\rho_k$ , Ом\*м (б) для інтервалів 450-500 м ( $a_1, b_1$ ), 700-748 м ( $a_2, b_2$ ), 1196-1245 м ( $a_3, b_3$ ). Свердловина 20-Вижомлянська

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4 - 3 \cdot \sigma^4 \quad (2)$$

Коли ексцес, який вказує на „гостроту вершини” розподілу, суттєво відмінний від нуля, то розподіл має або більш заокруглену вершину, ніж нормальний розподіл, або, навпаки, має більш гостру вершину (можливо, є декілька вершин - багатомодальний розподіл). Зазвичай, коли ексцес  $E > 0$ , то вершина заокруглена, а при  $E < 0$ , то вершина загострена, а при  $E = 0$  статистична величина має нормальний розподіл.

Для перевірки такого підходу до експрес-інтерпретації матеріалів ГДС ми використали каротажні діаграми АК (інтервальний час  $\Delta t$ ) та електрокаротажу потенціал-зондами (питомий електричний опір  $\rho_k$ ) свердловини 20-Вижомлянська, яка пробурена в контурі одноіменного газового родовища. Аналізувались інтервали з водонасиченими, ущільненими та газонасиченими колекторами, які виділені за комплексом ГДС та підтверджені результатами випробувань.

Як робоча гіпотеза приймалися такі зміни петрофізичних параметрів порід від характеру флюїдонасичення та колекторських властивостей.

1. Величина інтервального часу  $\Delta t$  в пісковиках (алевролітах) для водонасиченого розрізу або у щільних породах-колекторах менша, ніж у глинах. За наявності газонасичених колекторів  $\Delta t$  збільшується і наближається за значеннями інтервального часу до глин. В такому випадку для інтервалів розрізу, які містять газонасичені колектори, ексцес зменшується, а при співвідношенні глин до пісковиків, рівному 1:1, набирає від’ємних значень. При домінуванні пісковиків (алевролітів) ексцес приймає позитивні значення, але має локальний мінімум. Величину цього мінімуму можна розрахувати

теоретично для ідеалізованих моделей середовищ або визначити емпірично. Асиметрія дає “грубу” оцінку співвідношення сумарних товщин глин і колекторів в інтервалі аналізу (середній коефіцієнт піскуватості –  $K_{nc}$ ): при  $A < 0$  коефіцієнт піскуватості  $K_{nc} < 0.5$ , а при  $A > 0$  він набуває значення  $K_{nc} > 0.5$ , тобто при додатній асиметрії сумарна товщина пісковиків більша за сумарну товщину глин.

2. Величина питомого електричного опору  $\rho_k$  за результатами потенціал-зондів (ПЗ) у водонасичених колекторах є низькою, у глинах – високою. В газонасичених породах  $\rho_k$  збільшується і може досягати навіть величини опору у глинах. Тому для водонасичених колекторів  $E > 0$ , а при насиченні їх газом ексцес зменшується і може набути навіть від’ємних значень.

На рисунку 1 представлені типові гістограми розподілу  $\Delta t$  та  $\rho_k$  на базі 50 м:

інтервал 450-500 м (горизонти ВД-8, ВД-9 верхньодашавської світи) вміщує водонасичений глинистий пісковик та алевроліт піскуватий пористістю 18-22%, з  $K_{nc} = 0,18$ . Гістограма розподілу  $\Delta t$  має бімодальну форму: 1 мода  $\Delta t_1 \approx 365$  мкс/м (пісковики та алевроліти), 2 мода  $\Delta t_2 \approx 400$  мкс/м (глина), середнє  $\Delta \bar{t} = 397$  мкс/м,  $\sigma = 3.4$  мкс/м,  $A = -0,43$ ,  $E = 1,18$ . Гістограми розподілу  $\rho_k$  також характеризується двома модами:  $\rho_{k1} \approx 1.6$  Ом\*м (пісковики та алевроліти),  $\rho_{k2} \approx 2,8$  Ом\*м (глини),  $\bar{\rho}_k = 2,8$  Ом\*м,  $\sigma = 0,6$  Ом\*м,  $A = -1,8$ ,  $E = 4,53$ . Як видно з рисунку, статистичні параметри вказують на низьку піскуватість досліджуваного інтервалу розрізу та наявність водонасичених колекторів;

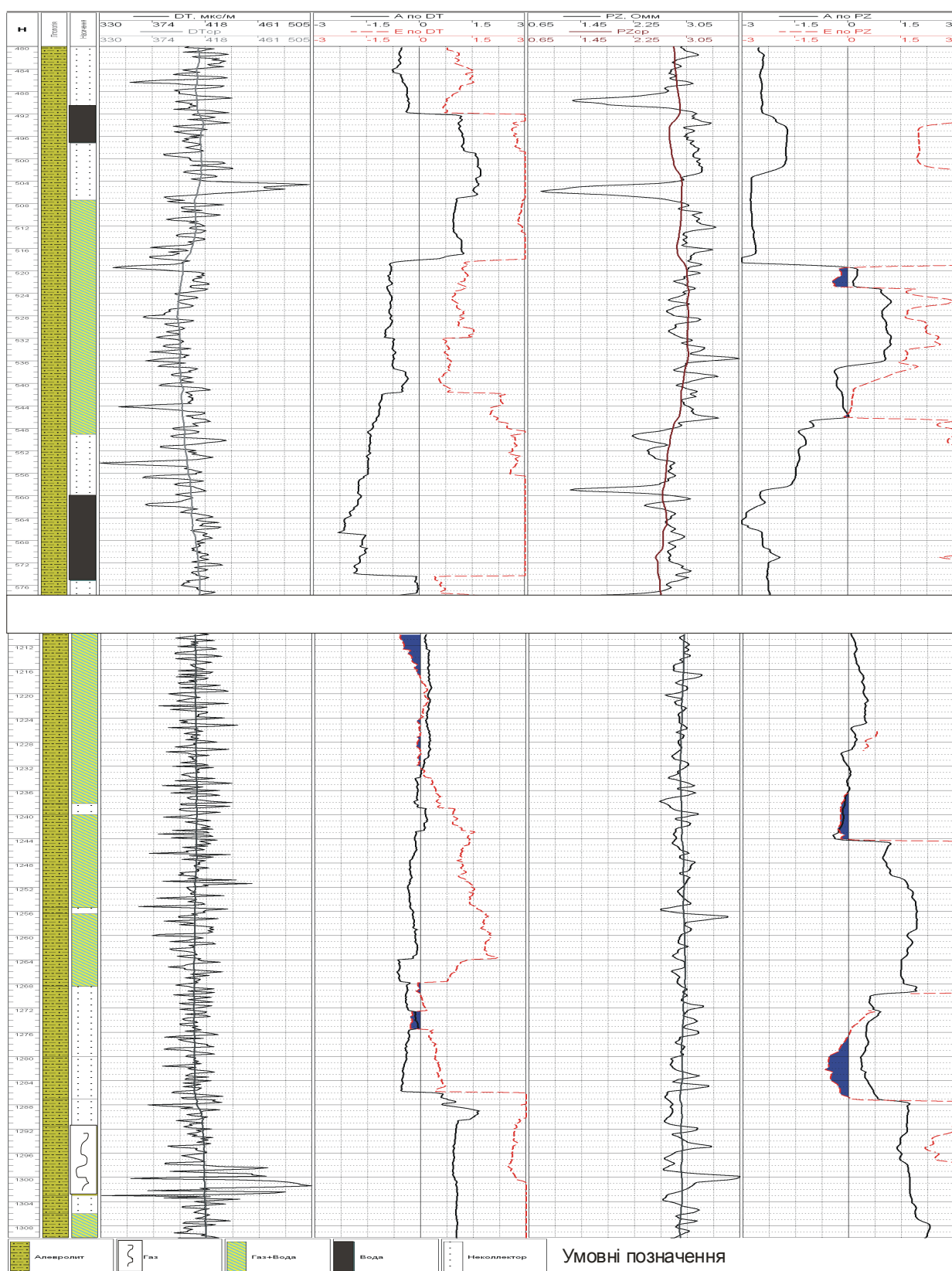


Рисунок 2 – Результати обробки даних АК і ПЗ у свердловині 20-Вижомлянська

інтервал 700-748 м (горизонт ВД-12) містить ущільнені водонасичені алевроліти пористістю 6-8%, середня піскуватість – 0,64. Гістограми також мають бімодальну форму: для інтервального часу  $\Delta t_1=355$  мкс/м,  $\Delta t_2=375$

мкс/м,  $\Delta \bar{t}=371$  мкс/м,  $\sigma=3,2$  мкс/м,  $A=-0,36$ ,  $E=0,81$ ; для питомого опору  $\rho_{k1}=1,6$  Ом\*м,  $\rho_{k2}=3,2$  Ом\*м,  $\bar{\rho}_k=2,9$  Ом\*м,  $A=-0,36$ ,  $E=0,8$ . Таким чином, наша геологічна гіпотеза справджується;

інтервал 1196-1245 м (горизонт НД-9 нижньодашавської підсвіти) має у своєму складі водогазонасичені алевроліти з  $K_n=10-12\%$  та  $K_{nc}=0,73$ ). Гістограми практично одномодальні: для інтервального часу  $\Delta t=340$  мкс/м,  $\sigma=4,3$  мкс/м,  $A=-0,09$ ,  $E=-0,17$ ; для питомого опору  $\bar{\rho}_k=3,0$  Ом\*м,  $\sigma=0,8$  Ом\*м,  $A=-0,10$ ,  $E=0,46$ . В цьому випадку ексцес для даних АК набуває мінусових значень, а за результатами ПЗ – наближається до нуля.

Таким чином, статистичні центральні моменти, які розраховані за даними ГДС у свердловині 20-Вижомлянська, чітко вказують на газоносний поклад як неоднорідність з масштабними ефектами третього-четвертого родів і тому можуть бути використані для експрес-інтерпретації. Аналогічні матеріали отримані і для свердловин 7- та 53-Вишнянського газового родовища в продуктивних горизонтах НД-10, НД-12, для яких відмічається висока середня піскуватість  $K_{nc}=0,6-0,7$ . Гістограма розподілу геофізичних параметрів має одну моду (середньоарифметичне значення  $\Delta t$  та  $\bar{\rho}_k$  характеризує пісковики) при невеликій, і навіть від'ємній, асиметрії та додатньому ексцесі.

Ці фактичні матеріали слугували основою для обґрунтування та розробки алгоритмів і програм оброблення даних ГДС з використанням статистичних моментів, які можуть бути подані як самостійний блок вписані в технологію „Геопошук” [5]. Для цього на певній базі L (вибирається експериментально, зазвичай L=10-50 м) методом інтервального середнього розраховуються та записуються до робочої бази даних і можуть бути видані на планшет значення каротажної діаграми  $x_i$  та його статистики  $\bar{x}$ ,  $\sigma$ , A, E. Програму з використанням прийнятого в технології «Геопошук» формату (LAS-файли) написав В.М.Суятінов. У випадках тонкошаруватого розрізу цей підхід дозволяє до отриманої додаткової інформації долучити покровові значення статистичних характеристик до даних інших геофізичних і петрофізичних параметрів, що дає можливість більш точно виконати експрес-інтерпретацію, особливо у тих випадках, коли товщина пластів не перевищує 0.6 м і стандартні методи в таких умовах не спрацьовують.

Результати роботи програми по двох інтервалах у свердловині 20-Вижомлянська за даними АК та ПЗ зображені на рис. 2. Експериментально вибрана база осереднення 20 м, яка дає змогу деталізувати при такому способі експрес-інтерпретації та зберегти представницьку статистичну вибірку (101 точка).

У інтервалі 507.4-579.0 м (горизонт ВД-9) даними комплексу ГДС виділяється потужний водогазонасичений пласт піскуватого алевроліту пористістю 10-14%. Використання асиметрії та ексцесу дає змогу розбити тонкошарувату пачку на декілька інтервалів, найбільш перспективний з позиції газоносності з яких знаходиться на глибинах 520-540 м.

Результати експрес-інтерпретації в інтервалі глибин 1210-1310 м (горизонт НД-9), в основному, збігаються із висновками за комплексом ГДС, але є більш деталізованими. Це дає змогу вибрати кращі пласти для випробування.

Звичайно, перші спроби використання масштабних ефектів третього-четвертого родів потребують доопрацювання, обґрунтування вибору бази інтервального усереднення для різних типів тонкошаруватих розрізів. Для впровадження запропонованого методичного підходу у виробничих масштабах необхідно обробити дані багатьох свердловин, що дозволить вибрати параметри для програми.

Більш широкі можливості використання має відповідний статистичний аналіз не самих значень геофізичних параметрів за діаграмами ГДС, а величини їх відхилень від середнього значення зареєстрованого параметра ( $\bar{x}_i$ ), що наголошувалося у роботі [4]. Для подальшого надійного використання запропонованого математичного підходу з визначенням статистичних моментів вищого порядку в процесі геофізичних досліджень тонкошаруватих геологічних розрізів необхідно здійснити адаптацію його до інтерпретації складнобудованих порід-колекторів поліміктового типу нафтогазових родовищ України.

### Література

- 1 Інтерпретація даних ГИС тонкослоистих разрезів сармата Предкарпатского прогиба на основе компьютерных технологий / [Т.С.Изотова, О.В.Бондаренко, А.О. Пуш и др.] // Каротажник. – 2005. – Вып 14(141). – С.112-118.
- 2 Типізація відкладів сармату Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину / Кушта Г., Бондаренко О., Вертепний Т. // Тези доповідей наукової конференції молодих вчених і спеціалістів ЛВ УкрДГРІ. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2005. – С.33-35.
- 3 Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств / М.В.Рац. – М.: Наука, 1968. – 100 с.
- 4 Петкевич Г.Н. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.Н.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Філатов. – Киев: Наук. думка, 1985. – 232 с.
- 5 Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
22.11.11

Рекомендована до друку професором  
Маєвським Б.И.