

УТОЧНЕННЯ СТРУКТУРНИХ ПОБУДОВ І ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗРІЗУ ІЗ ЗАЛУЧЕННЯМ ДАНИХ ХВИЛЬОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

С.Є. Розловська¹, О.В. Пилипенко², К.І. Муц¹

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, Івано-Франківськ, 76019, Україна, e-mail: frolovamuts@gmail.com, katygangster1995@gmail.com

²Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, просп. Акад. Палладіна, 32, м. Київ, 03680, Україна, e-mail: lenasloboda@gmail.com

У хвильовому акустичному каротажі й сейсморозвідці використовують як інструмент дослідження геологічного середовища пружні хвилі, утворення та поширення яких підпорядковуються єдиним фізичним законам, що дає змогу застосовувати єдині або близькі способи вирішення геологічних завдань. Запропоновано застосування вже існуючого математичного апарату обробки — інтерпретації даних сейсморозвідки для розв'язку структурних задач і відтворення геогустинного розподілу середовища за даними хвильового акустичного каротажу. Ефективність запропонованих алгоритмів інтерпретації хвильових картин підтверджено опрацюванням даних хвильового акустичного каротажу, проведеного у свердловинах Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини та шельфу Чорного моря. Визначені кути нахилу пластів добре узгоджуються зі структурними побудовами за даними сейсморозвідки, міжсвердловинної кореляції та підтверджуються результатами пластової нахилометрії. Критерієм достовірності визначення густини за даними акустичного каротажу слугували значення густини гірських порід, отримані за даними густинного каротажу. Запропоновані підходи до інтерпретації хвильових картин акустичного каротажу сприятимуть оперативному отриманню важливої геологічної інформації про будову та властивості навіколосвердловинного простору, яка необхідна для параметричного забезпечення сейсмічних досліджень і прогнозування геологічного розрізу.

Ключові слова: акустичний каротаж, кут нахилу меж, густина, структурна інтерпретація, методика 2,5D, прогнозування геологічного розрізу.

Вступ. На сучасному етапі розвитку провідного пошукового геофізичного методу 3D сейсморозвідки максимально можливим результатом є отримання значень акустичних імпедансів з метою вивчення скалярного хвильового поля та коефіцієнтів Пуассона для багатохвильової сейсморозвідки (ЗС) [1, 8, 22]. Решта параметрів геологічного середовища (пористість, глинистість, піскуватість та ін.) є похідними від хвильового поля. При цьому точність і достовірність їх визначення залежать від багатьох чинників, одними з яких є кількість і якість апріорної інформації про фізичні параметри середовища, які визначають за даними геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС), вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) [2] та буріння, що потрібно для перерахунку сейсмічних даних в ефективні параметри при прогнозуванні властивостей геологічного розрізу. Крім того, слід удосконалювати методики обробки й інтерпретації типового комплексу ГДС, ширше застосовувати спеціальні методи ГДС (нахилометрію, хвильовий акустичний каротаж (АК)) і сейсмічних досліджень у свердловинах (рис. 1) [7].

Дані щодо швидкості поширення поздовжніх і поперечних хвиль, доповнені даними стосовно густини гірських порід, забезпечують розрахунок акустичного імпедансу та лінійної геоакустичної моделі розрізу свердловин, що складають основу розв'язання детальних сейсморозвідувальних задач. Лінійна геоакустична одновимірна модель найчасті-

ше включає пористість, компонентний склад порід, швидкість поширення поздовжніх хвиль, акустичний імпеданс і коефіцієнти відбиття. У зв'язку з необхідністю розв'язання сейсморозвідувальних задач, які потребують прогнозу колекторських і пружних властивостей досліджуваних порід, зазначену модель слід доповнювати відповідними інформативними даними, наприклад коефіцієнтами Пуассона, Юнга та ін. Останні параметри отримують за допомогою хвильового АК, що дає змогу визначити швидкість поширення поперечної хвилі, та густинного гамма-гамма каротажу (ГГК-Г) для визначення густини порід. Для уточнення структурних побудов за результатами наземної сейсморозвідки і детального аналізу відтворення умов осадонагромадження необхідно використовувати результати пластової нахилометрії. Апріорні дані щодо структурних особливостей геологічних об'єктів є також одним з уточнювальних факторів при створенні регулярного 3D куба сейсмічної інформації шляхом просторової інтерполяції за схемою 2D профілів (методика 2,5D сейсморозвідки) [6]. Цей підхід є одним із способів компактного аналізу всього обсягу спостережених даних, отриманих на площі робіт, коли виконання повноцінних 3D спостережень неможливе.

Отже, наведена схема наочно демонструє необхідність проведення хвильового АК, ГГК-Г та пластової нахилометрії. На жаль, з різних причин згадані методи свердловинних досліджень, особливо

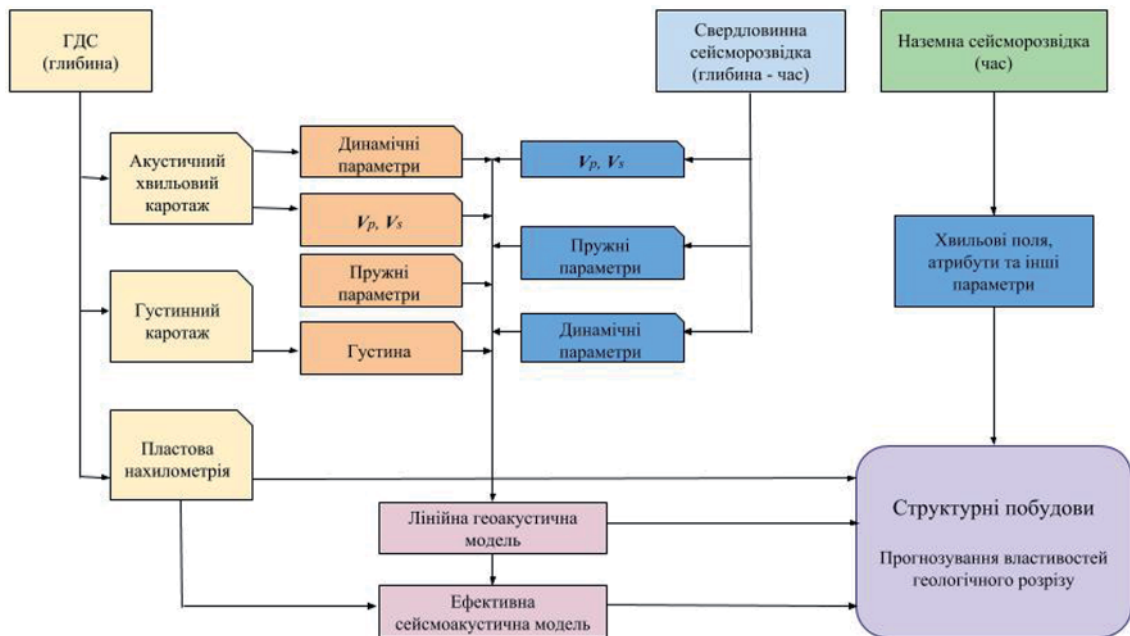


Рис. 1. Технологічна схема комплексування даних свердловинної геофізики та наземної сейсморозвідки для вирішення завдань прогнозування геологічного розрізу

Fig. 1. Technological scheme of complex data of well geophysics and ground seismic survey for solving problems of geological section forecasting

ГГК-Г і пластову нахилометрію, використовують у досить обмеженому обсязі. Без сумніву, це знижує ефективність застосування цих методів для параметричного забезпечення сейсморозвідки, хоча деякі параметри, що потрібні для забезпечення сейсморозвідки, можна вилучити з хвильового поля АК, яке є функціоналом інтегральної інформації про будову та властивості геологічного розрізу [7].

Можливість застосування АК у рудних свердловинах для визначення кутів нахилу геологічних меж продемонстрував Г.Я. Рабінович [4, 17].

Уявний зенітний кут відбивної межі α (кут між межею та віссю свердловини) можна визначати за співвідношенням

$$\alpha = \arcsin \frac{1}{2} \frac{V}{V_k}, \quad (1)$$

де V — швидкість поширення падаючої хвилі в гірській породі; V_k — уявна швидкість відбитої хвилі.

Параметр V_k визначають за фазокореляційною діаграмою ширококутового акустичного каротажу (АКШ), зареєстровану на розгортці сигналу тривалістю більш як 7 мс, як градієнт годографа відбитої хвилі.

Є.Й. Гальперін вивів рівняння годографа відбитої хвилі ВСП за умови похилого залягання меж [2]:

$$t = \frac{1}{V_p} \sqrt{H^2 + 4H_b \cos^2 \varphi (H_b - H)}, \quad (2)$$

де V_p — швидкість поширення поздовжньої хвилі в середовищі; H — глибина занурення приймача у свердловині; H_b — глибина точки перетину стовбу-

ра свердловини з межею відбиття; φ — кут нахилу межі відбиття.

Як бачимо з рівняння (2), формою годографа є гіпербола. Це не збігається з думкою Г.Я. Рабіновича, який використовує годограф відбитої хвилі у вигляді прямої для визначення уявної швидкості поширення відбитих хвиль. Зазначене протиріччя потребує вирішення, про що йдеться нижче.

Для вирішення завдань прогнозування геологічного розрізу за даними наземних сейсмічних досліджень ще одним з необхідних параметрів є густина гірських порід. Тому важливим питанням для пошуку нового напрямку використання результатів АК є можливість застосування для інтерпретації даних АК методики відновлення детальної акустичної моделі середовища за сейсмічними даними. Ця методика, яку розробив у 1980-х роках Г.М. Гогоненков, отримала назву «псевдоакустичний каротаж» (ПАК) [3]. Алгоритм ПАК полягає у перетворенні сейсмічного запису в імпульсну сейсмограму, трансформації сейсмограми у послідовність коефіцієнтів відбиття та переході до розподілу акустичних жорсткостей (які, як відомо, є добутком швидкості поширення пружних хвиль на густину середовища [19]). Далі розподіл акустичних жорсткостей через дані швидкості, отримані за АК, градують у значення швидкостей або перераховують у значення густини, отримуючи для подальшого опрацювання розподіл швидкісних або густинних характеристик по розрізу.

Під час проведення АК реєструють хвилі, які проходять через межі. Відмінність амплітудних характеристик хвилі, зареєстрованої над межею та

під нею, після врахування ефектів згасання вказує на величину коефіцієнта проходження хвилі через межу. У свою чергу, зазначений коефіцієнт пов'язаний з акустичними жорсткостями середовищ, що дає змогу перейти від послідовності коефіцієнтів проходження до розподілу акустичних жорсткостей (за аналогією ПАК) і на завершальному етапі отримати розподіл густин.

Суперечливість підходів споріднених за своєю основою методів АК і ВСП до вирішення одного і того самого питання визначення кутів нахилу меж відбиття потребує додаткових досліджень. Адже визначення структурних параметрів будови навіколо-свердловинного простору є актуальною задачею не тільки для рудної, а й для нафтогазової геофізики в межах структур зі складною тектонічною будовою (наприклад, Передкарпатського прогину) і в зонах розвитку солянокупольної тектоніки (Дніпровсько-Донецька западина — ДДЗ).

Ідея подібного до ПАК використання записів АК, безумовно, потребує опрацювання, однак разом з тим відкриває поле для досліджень і в разі підтвердження значно розширює коло завдань, що постають перед АК.

Достовірність і результативність прогнозування геологічного розрізу, як кінцевого етапу геологорозвідувального процесу, визначають кількістю незалежних параметрів, що безпосередньо описують геологічне середовище (наприклад, густина, намагніченість, електричні властивості, радіоактивність, теплопровідність). Не відкидаючи можливості і необхідності визначення та застосування характеристик пружних хвиль для прогнозування геологічного розрізу, розглянемо можливість визначати за даними АК безпосередньо параметри середовища.

Як вагоме доповнення до інформації, яку традиційно отримують під час обробки та інтерпретації даних хвильового АК, визначення особливостей структурної будови навіколо-свердловинного середовища, а саме кутів нахилу пластів та інших неоднорідностей (кутів нашарувань теригенного матеріалу, тектонічних розломів, тріщин тощо), є корисною і необхідною інформацією.

Як зазначено вище, розбіжність підходів різних дослідників до розв'язку однієї задачі спорідненими за фізичною основою методами АК і ВСП спонукали до поглибленого вивчення цього питання. Тому насамперед необхідно було вивести рівняння годографа відбитої хвилі, яку реєструють при АК.

Теорія утворення та поширення пружних хвиль у геологічному середовищі дає підстави стверджувати, що на шлях, а отже, і на час поширення відбитих хвиль впливає розташування площадок відбиття.

Тому рівняння годографа відбитої хвилі має такий вигляд [11]:

$$t(z) = 2t_{\text{св}} + \frac{1}{V} \sqrt{4(L+z)^2 \cos^2 \varphi - 4(L+z)L \cos^2 \varphi + L^2}, \quad (3)$$

де $t_{\text{св}}$ — час пробігу пружної хвилі в стовбурі свердловини (в обсаджений свердловині — час пробігу хвилі через колону, цементне кільце, буровий розчин); V — швидкість поширення пружної хвилі в середовищі; φ — кут нахилу відбивної межі; L — довжина зонда; z — відстань між точкою прийому відбитої хвилі й точкою перетину відбивної межі зі стовбуром свердловини.

Отже, отримане рівняння годографа відбитої хвилі, яку реєструють при АК, ідентичне рівнянню (2), яке запропонував Є.Й. Гальперін для відбитих хвиль ВСП. Крім того, гіперболічну форму годографа підтверджено математичним моделюванням для меж з різними кутами нахилу (рис. 2).

З огляду на те що годографи хвиль, відбитих від меж з невеликими кутами нахилу, характеризуються незначною кривизною і за своєю формою наближаються до прямої, подальшу реалізацію ідеї застосування хвильового АК для визначення кутів нахилу меж відбиття ґрунтуватимемо на уявленні про гіперболічну форму годографа відбитої хвилі.

За рівних значень довжини зонда та відстані від межі пласта до приймача ($z=L$) рівняння (3) значно спрощується і має вигляд

$$t(L) = 2t_{\text{св}} + \frac{L}{V} \sqrt{8 \cos^2 \varphi + 1}.$$

Тоді кут нахилу межі відбиття φ визначаємо за рівнянням

$$\varphi = \arccos \sqrt{\frac{V^2 (t(L) - 2t_{\text{св}})^2 - L^2}{8L^2}}. \quad (4)$$

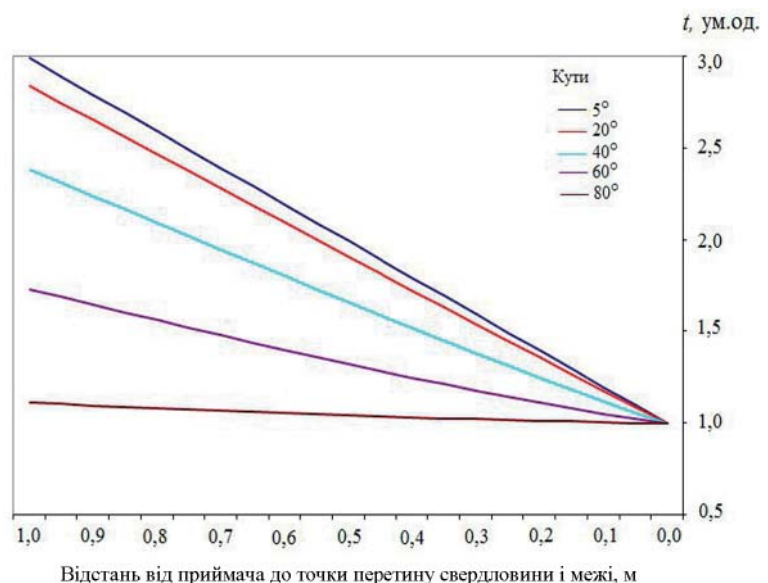


Рис. 2. Годографи відбитих хвиль від меж з різними кутами нахилу

Fig. 2. Travel time of reflected waves from the borders with different angles

Інтерпретацію хвильових картин АК з метою визначення структурних параметрів меж відбиття (акустична нахилометрія) наведено у статті [23].

Отже, отримано нове рівняння для визначення кута нахилу меж відбиття.

На цьому етапі досліджень становить інтерес порівняльний аналіз описаного вище підходу до визначення кута нахилу меж відбиття та підходу, запропонованого Г.Я. Рабіновичем [17].

З метою порівняння цих двох способів зведемо рівняння (1) і (4) до подібного вигляду: рівняння (1) —

$$\frac{V}{V_k} = 2 \cos \varphi,$$

де

$$V_k = \frac{L}{t_1(L) - t_1(0)},$$

рівняння (4) —

$$\frac{t_1(L) - t_1(0)}{L} V = \sqrt{8 \cos^2 \varphi + 1} - 1.$$

Порівнявши отримані рівняння, бачимо, що для існуючого способу Г.Я. Рабіновича структурний параметр має вигляд $r = 2 \cos \varphi$ і суттєво відрізняється від структурного параметра $s = \sqrt{8 \cos^2 \varphi + 1} - 1$ (рис. 3).

Для меж, що залягають під невеликими кутами (до 10°), вибір одного із способів незначно впливатиме на кінцевий результат визначення їх нахилу, адже немає суттєвої розбіжності у структурних параметрах, тому що годографи хвиль, відбитих від таких меж, наближені до прямої (див. рис. 2). Проте для визначення нахилу меж, які залягають під кутами більш як 10° , вибір способу інтерпретації даних хвильового АК на користь запропонованого

знижить похибку в оцінці кутів, адже розбіжність між значеннями кутів, визначеними за цими способами, становить 10–20 %.

Для перевірки ефективності запропонованого алгоритму інтерпретації хвильових картин опрацьовано результати ширококутового акустичного каротажу, який проведено у св. 51-Південний Гвізд.

У тектонічному відношенні Південногвіздецьке нафтогазоконденсатне родовище пов'язане з Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину. Південногвіздецька складка є лінійною антикліналлю карпатського простягання і ускладнена поздовжніми диз'юнктивними порушеннями насувного характеру, за яким основний елемент її насунуто у північно-східному напрямку на відірвану частину північно-східного крила. На площі Південний Гвізд і в свердловинах 9-ПГв, 51-ПГв, 4-ПГв і 6-ПГв проведено детальну наземну та свердловинну сейсморозвідку і міжсвердловинну кореляцію для визначення структурної будови розрізу. Амплітуда насуву становить 150–200 м. Південно-західне крило більш полого — близько 40° , а північно-східне — крутіше і переходить у підгорнуту відірвану частину [16]. Свердловину 51 пробурено у південно-західному крилі Південногвіздецької складки (рис. 4).

З метою виділення годографів відбитих хвиль на інтервалі глибин 2956–3028 м було оброблено фазокореляційну діаграму АКШ [10]. Розраховані за методом акустичної нахилометрії кути нахилу меж відбиття у зазначеному глибинному інтервалі становлять $35\text{--}38^\circ$. Визначені за даними АК кути нахилу пластів добре узгоджуються (порядку 5–7 %) зі структурною будовою за даними сейсморозвідки та міжсвердловинної кореляції (рис. 5) [16].

На Підсухівській площі, приуроченій до Скибової зони Карпат, у св. 3-Підсухів для досліджень методом (ФКД) АКШ було використано апаратуру АК-АГАТ (формула зонда В0,4В1,2П) в інтервалі глибин 1726–1934 м, а повторний каротаж — в інтервалі глибин 1895–2081 м.

Апріорі вважали, що в інтервалах проведення повторного каротажу свердловина вийшла з підгорнутого крила складки, тобто кути нашарувань мали різко змінитися. Для з'ясування цього факту було проінтерпретовано матеріали АКШ з метою визначення кутів нахилу меж відбиття.

У результаті обробки матеріалів зі св. 3-Підсухів на ФКД за кінематичними ознаками виділили годографи відбитих хвиль. За цими годографами визначили швидкості поширення пружних хвиль у середовищі та кути нахилу відбивних меж (див. таблицю). Як з'ясувалося, кути нахилу меж в обох інтервалах у середньому були близькі один до одного (середньоквадратичне відхилення в межах 5 %). Отже, зроблено

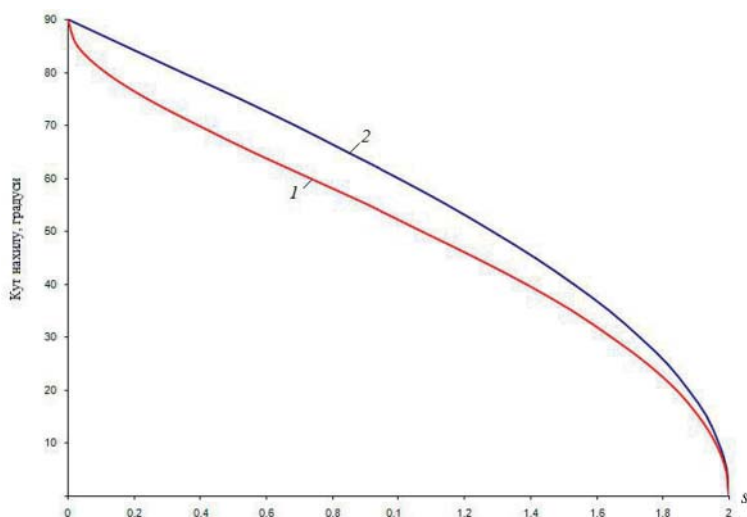


Рис. 3. Відмінність структурних параметрів r і s : 1 — запропонований спосіб; 2 — спосіб Г.Я. Рабіновича [18])

Fig. 3. The difference in the structural parameters r and s : 1 — the proposed method; 2 — the method of G.Ya. Rabinovich [18])



Рис. 4. Структурна схема підшови продуктивного горизонту середньоменілітової підсвіти Південногвіздецького родовища

Fig. 4. Structural diagram of the soles of the productive horizon of the middle-menilite formation Southern Gvizdetsky deposit

висновок, що інтервал проведення повторного каротажу відповідає розміщенню підгорнутого крила складки.

Важливим етапом апробації запропонованого способу інтерпретації матеріалів хвильового АК є зіставлення результатів визначення кутів залягання меж з даними пластової нахилометрії (рис. 6). На жаль, цей метод ГДС за певних обставин не набув широкого застосування в Україні, його використовують в обмеженому обсязі в окремих свердловинах. Тому кількість свердловин, де є можливість порівняти результати структурної інтерпретації ФКД хвильового АК і пластової нахилометрії, обмежена одиницями.

Наведений приклад демонструє ув'язку кутів, визначених за АК, з даними нахиломіра, що дає

змогу рекомендувати запропонований спосіб визначення кутів нахилу меж відбиття за даними хвильового АК для розв'язання структурних задач.

Розглянемо питання відновлення геогустинного розподілу середовища за даними АК. Як відомо, за даними АК визначають швидкість поширення хвиль і коефіцієнти їх згасання [5, 14]. Однак у разі залучення коефіцієнта проходження пружних хвиль виникає можливість визначення густини середовища (σ) — характеристики, необхідної й для параметричного забезпечення сейсморозвідки. Визначення густини за даними АК дає змогу доповнити набір параметрів, які описують геологічне середовище, наприклад, за відсутності вимірів методом ГГК-Г.

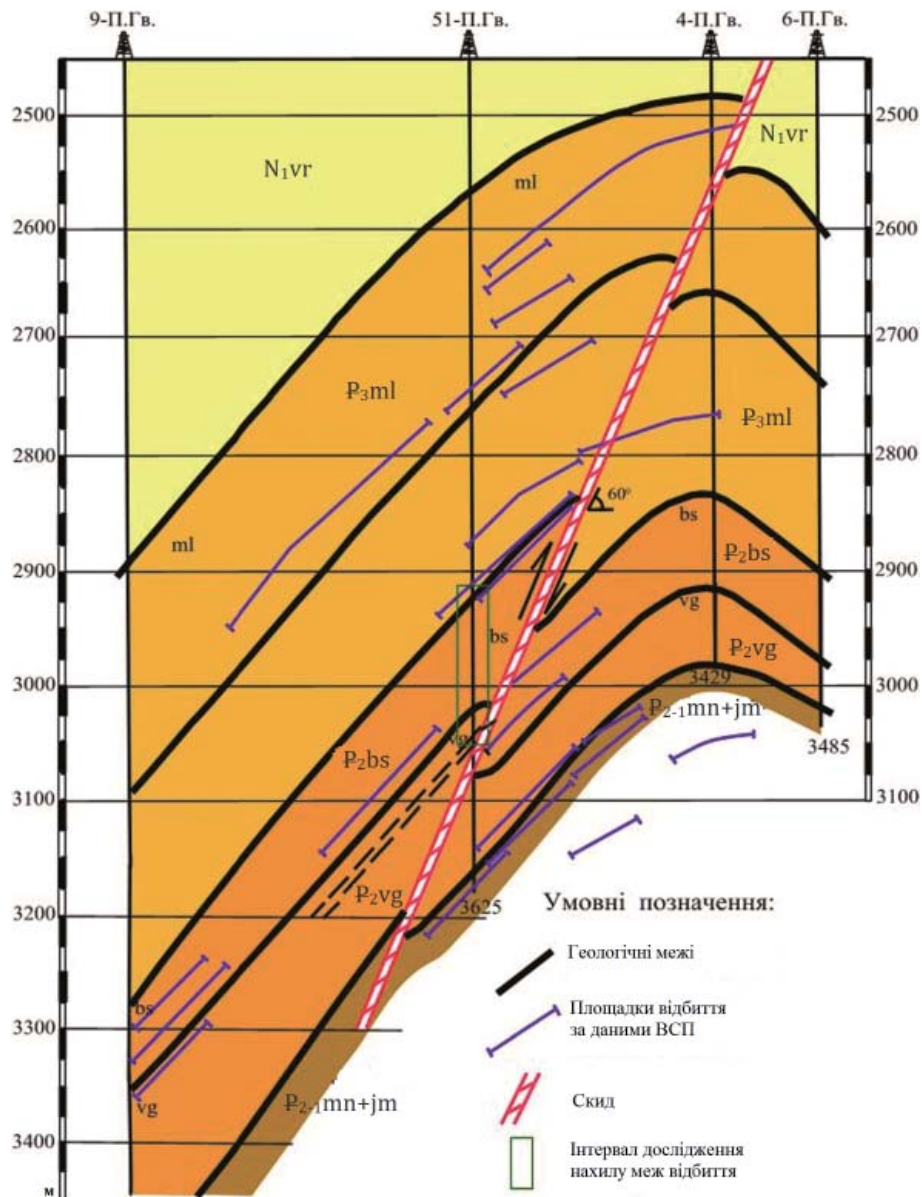


Рис. 5. Фрагмент геологічного розрізу по лінії V–V площі Південний Гвізд (за матеріалами НДПІ ВАТ «Укрнафта»)

Fig. 5. A fragment of the geological section on the V–V profile of Southern Gvzd square (based on materials of the Research and Design Institute of Public Enterprise of «Ukrnafta»)

З урахуванням різних положень вимірювального зонда в свердловині відносно межі визначають коефіцієнт згасання та швидкість поширення пружних хвиль у середовищах над і під межею та коефіцієнт проходження хвилі через межу [4, 19].

Як відомо [19], класично коефіцієнт проходження пружної хвилі через межу двох середовищ визначають за формулою

$$k = \frac{2V_1\sigma_1}{V_2\sigma_2 + V_1\sigma_1},$$

де V_i — швидкість поширення пружної хвилі в i -му пласті; σ_i — густина i -го пласта.

З наведеного рівняння нескладно вивести формулу для визначення густини:

$$\sigma_2 = \frac{(2-k)V_1\sigma_1}{V_2k}. \quad (5)$$

Ця формула є рекурентною для обчислення густини наступного шару (σ_2) за густиною попереднього шару (σ_1), швидкістю поширення хвиль в обох шарах (V_1 та V_2) і коефіцієнтом проходження хвилі через межу (k). Значення σ_1 можна взяти з даних досліджень керна або за значенням для опорного (маркувального) горизонту. Подібний підхід використовують у ПАК: сейсмічну трасу перетворюють у розподіл коефіцієнтів відбиття з подальшим рекурентним перерахунком акустичних імпедансів від шару до шару [3]. Пропонуємо використовувати цей підхід для обробки матеріалів АК.

**Результати визначення кута нахилу меж відбиття за даними пластової нахилометрії
та акустичного каротажу**

**Table 1. The results of determination of the angle of inclination of reflection boundaries according
to the dipmeter survey and acoustic logging**

Глибина, м	Кут, градуси		Глибина, м	Кут, градуси	
	Нахиломір	АК		Нахиломір	АК
св. Лиманська-18*			св. Субботіна-1*		
1715	30	32	2415	34	35
1735	30	35	2425	36	38
1738	36	35	2435	40	44
1742	29	32	2438	35	39
1747	38	35	2474	42	40
1750	22	25	2457	48	50
1758	25	27	2480	43	45
1770	29	30	2492	35	37
1772	26	24	2500	47	50
1788	20	15	2506	31	30
1803	35	30	2517	37	40
1805	30	32	2610	41	43
1810	22	25	2514	32	30
1818	24	30	2663	38	40
1823	20	25	2685	37	35
1829	17	15	2745	32	35
1838	23	20	2780	40	45
1844	30	30	2880	45	50
1858	40	36			
$R^2=0,7019$			$R^2=0,8773$		
св. Оливинівська-5**			св. Крутогорівська-3**		
1700	12	15	1821	12	15
1707	20	24	1853	8	11
1711	18	20	1855	7	10
1725	13	15	1859	8	10
1737	7	10	1894	5	8
1742	10	13	1918	10	12
1746	13	14	1968	10	15
1748	19	20	2003	15	18
1766	18	25	2014	13	15
1781	20	25	2017	10	10
1801	17	20	2070	8	10
1803	15	20	2074	5	8
1810	13	12	2078	8	10
1819	5	8	2116	13	11
1826	4	6	2120	3	5
			2127	4	6
$R^2=0,8989$			$R^2=0,7183$		

* Шельф Чорного моря.

**Дніпровсько-Донецька западина.

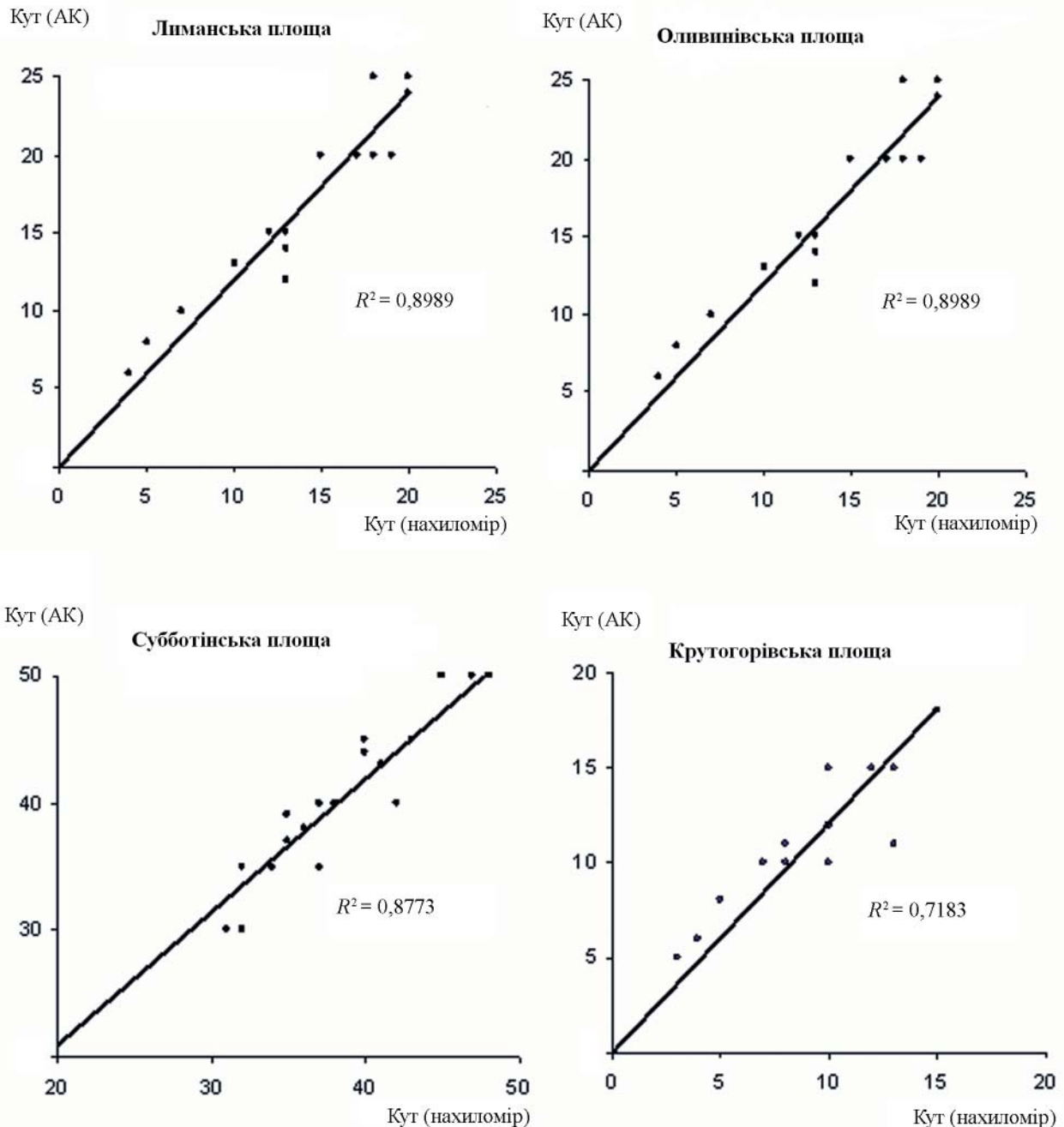


Рис. 6. Зіставлення кутів нахилу меж відбиття за даними хвильового акустичного каротажу та пластової нахилометрії
Fig. 6. Comparison of angles of reflection boundaries according to wave acoustic logging data and stratum inclination

Для перевірки можливості застосування запропонованого алгоритму змодельовано хвилеграми АК за допомогою пакета повнохвильового моделювання Tesseral 2-D.

Моделювання відтворення геогустинного розподілу здійснювали у декілька етапів [5]. На першому етапі (пряма задача) було створено двовимірну модель тришарового розрізу із заданими значеннями швидкості поширення поздовжньої хвилі та густини середовища для кожного із шарів. Далі за допомогою пакета Tesseral 2-D розраховували синтетичні хвилеграми АК.

Наступний етап включав обробку отриманих синтетичних хвильових картин АК: визначали часи вступу й амплітуди поздовжньої хвилі для різних положень зонда відносно меж моделі (рис. 7). Перший вступ поздовжньої хвилі було виділено як пошук моменту часу появи першого екстремуму [6, 20].

На заключному етапі (обернена задача) розраховували коефіцієнти згасання хвиль, швидкість поширення поздовжньої хвилі в пластах і коефіцієнти проходження хвилі через межі між шарами.

Для відтворення густинного розподілу всієї моделі за рекурентною формулою (5) як початкове

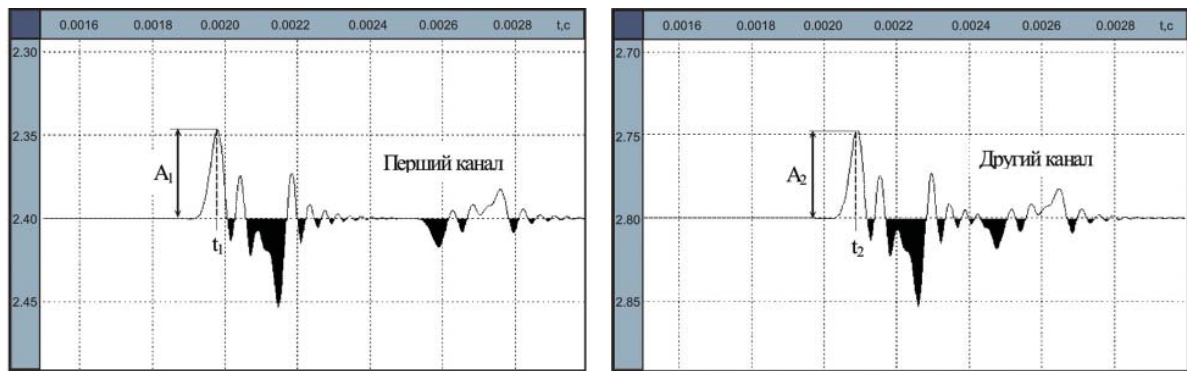


Рис. 7. Приклад визначення параметрів позовдовжньої хвилі на синтетичних хвилеграмах акустичного каротажу
Fig. 7. An example of determining the parameters of the longitudinal wave on synthetic wave acoustic logging data

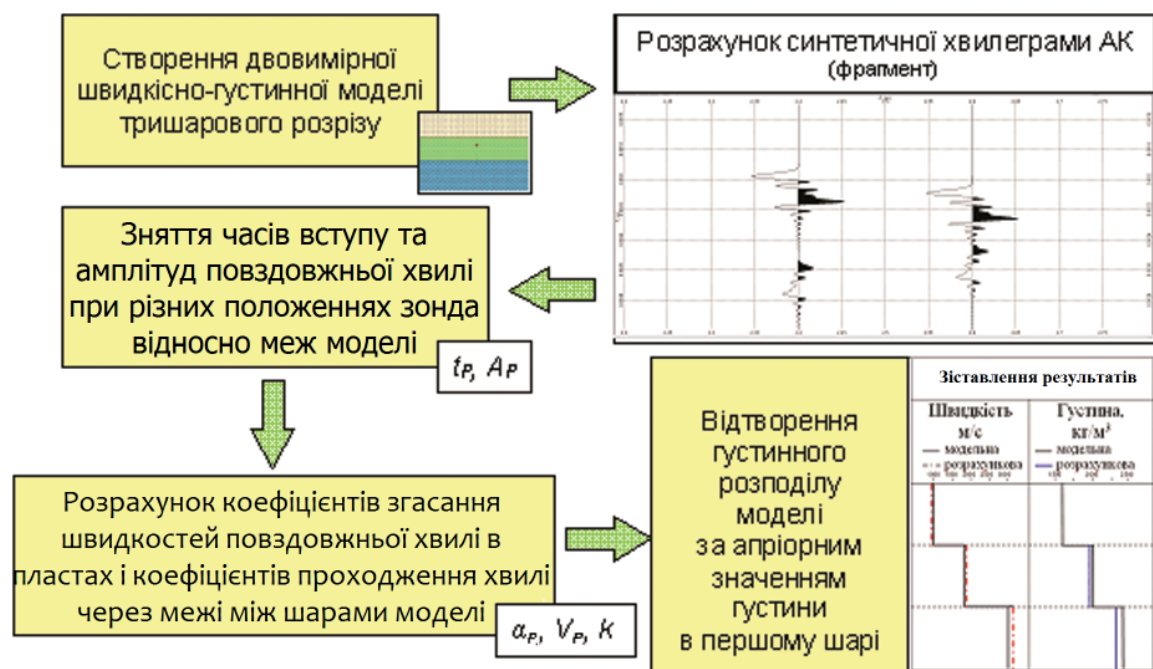


Рис. 8. Етапи моделювання відновлення розподілу густини за хвилеграмами акустичного каротажу
Fig. 8. Stages of simulation of the restoration of density distribution on wave acoustic logging data

значення σ_1 задавали апіорне значення густини в першому шарі. Результат розв'язку оберненої задачі (відновлений густинний розподіл всієї моделі) зіставляли з вихідними даними (рис. 8).

Розбіжність модельних і розрахункових значень густини становить близько 5 % і пояснюється обробкою хвильових картин, поданих в аналоговому вигляді. Опрацювання хвилеграм у цифровому форматі, безумовно, значно знизить цю розбіжність.

У цілому запропонований спосіб відтворення розподілу густини за розрахованим розподілом коефіцієнтів проходження хвиль є дієвим при моделюванні. Наступний крок — опрацювання реальних матеріалів АК за запропонованим алгоритмом.

Критерієм достовірності визначення густини за даними АК можуть слугувати значення густини гірських порід, отримані при дослідженні керна-

го матеріалу, або результати ГГК-Г. Тому з метою визначення густини гірських порід було оброблено матеріали АК у тих свердловинах, де одночасно виконували заміри методом ГГК-Г [21].

Згідно з описаним вище алгоритмом за кінематичними параметрами позовдовжньої хвилі було визначено інтервальні швидкості, за значеннями амплітуд — коефіцієнти згасання хвилі та коефіцієнти проходження хвилі через межі між пластами. Задавши апіорне значення густини у верхньому шарі, отримане за матеріалами ГГК-Г, послідовно визначали густину порід в усьому розрізі.

Приклад відновлення розподілу густини в одній із свердловин, розташованій на Карлавській площі у північно-західній частині Кримського півострова, показано на рис. 9.

Для наочності криву густини, визначену за ма-

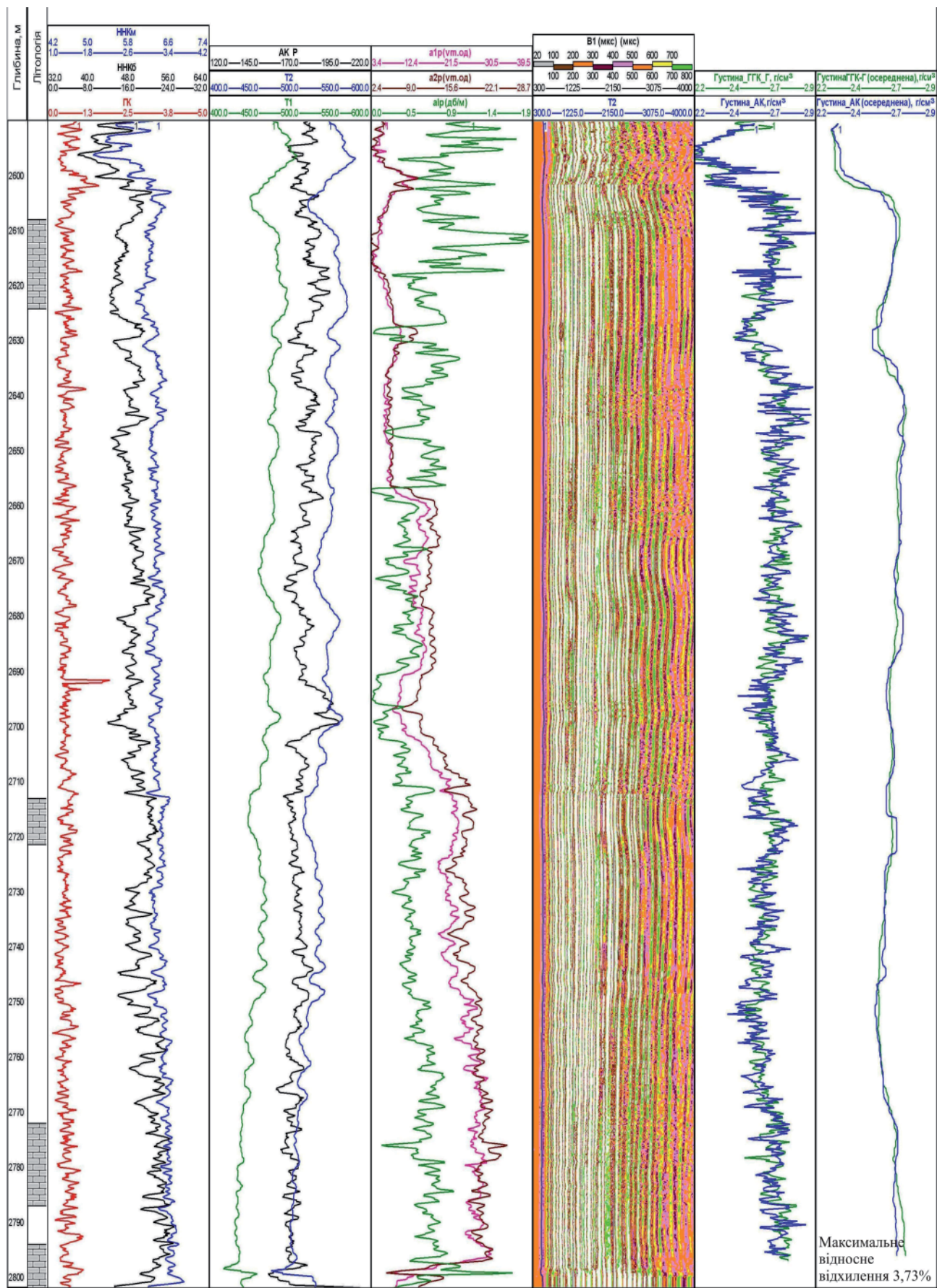


Рис. 9. Відновлення геогустинного розподілу за даними акустичного каротажу

Fig. 9. Restoration of geo-density distribution according to acoustic logging data

теріалами АК, було накладено на криву ГГК-Г. У цілому спостерігали ідентичність характеру зміни кривих густини за розрізом свердловини (накладання ліній тренду), отриманих за результатами обробки обох методів. Найбільші відхилення кривої σ_{AK} від кривої $\sigma_{ГГК-Г}$ у верхній частині розрізу (в інтервалі глибин 2595—2620 м) пояснюємо різкою стрибкоподібною зміною коефіцієнтів згасання поздовжньої хвилі, значення яких є вихідними параметрами для відновлення розподілу коефіцієнтів проходження поздовжньої хвилі через межі між пластами.

Детальність визначеної геогустинної моделі розрізу на порядок перевищує детальність отриманих сейсморозвідувальних даних: на кожен крок географа ВСП (наприклад, 10 м) припадає 50—100 точок вимірювання АК. Оскільки для параметричного забезпечення сейсморозвідки така детальність є зайвою, скористаємося процедурою фільтрації методом згладжування (осереднення). Згладжування даних ще називають аналізом одновимірного тренду [9]. Для виділення тренду кривих густини, визначеної за даними ГГК-Г і АК, було використано метод згладжування за алгоритмом перемішуваних медіан [13]. Розмір ковзного вікна осереднення відповідав 5 м розрізу. Як бачимо на рис. 9 (остання колонка), тренди осереднених даних густини практично накладаються, а максимальне відносне відхилення тренду кривої густини за даними АК від тренду за даними ГГК-Г становить 3,73 %.

Подібні дослідження було проведено у свердловині Ольгівської площі (ДДЗ) (рис. 10). Зазначимо, що криві густини за АК і ГГК-Г добре корелюють між собою. Вони дещо різняться в інтервалах поширення колекторів, оскільки на акустичні динамічні характеристики впливають багато чинників (не тільки густина, а й пористість, глинистість, характер насичення і т. д.), та накладаються одна на одну, відбиваючи глинисті пласти, причому в інтервалах незначної локальної зміни амплітудних характеристик P -хвилі (відмітки 876—882 м) крива σ_{AK} має спокійніший характер порівняно з переривистою кривою $\sigma_{ГГК-Г}$. Осереднені значення густини, визначеної за даними цих методів, добре узгоджуються між собою.

Отже, запропонований спосіб відтворення розподілу густини за розрахованим розподілом коефіцієнтів проходження хвиль є дієвим при моделюванні і дає змогу отримувати задовільні результати під час опрацювання реальних матеріалів АК.

Висновки. Основним призначенням методу лишається визначення літологічної приналежності відкладів, колекторських властивостей та флюїдовмісту гірських порід. Утім додаткова інформація про структурну будову навколосвердловинного простору є необхідною для розв'язку численних геолого-геофізичних задач (визначення дійсної товщини пластів, міжсвердловинна кореляція, уточнення структурних побудов за даними наземної сейсмо-

розвідки, ВСП, комплексна інтерпретація даних сейсморозвідки та ГДС і т. д.), особливо для площ зі складною будовою геологічного розрізу. Ефективність удосконаленого способу визначення кутів нахилу меж відбиття за результатами обробки ФКД хвильового АК підтверджено результатами пластової нахилометрії та структурними побудовами.

Застосування ідеї псевдоакустичного перетворення, яке добре зарекомендувало себе при обробці даних польових сейсмічних досліджень, для акустичного каротажу дало змогу розробити дієвий спосіб визначення густини за даними АК. Ефективність запропонованого способу відновлення геогустинного розподілу підтверджено на модельних і реальних даних. Визначення густини за даними АК доповнює перелік параметрів, які безпосередньо описують геологічне середовище, що особливо актуально в разі відсутності вимірів методом ГГК-Г.

Список бібліографічних посилань

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: учебник для вузов. Тверь: АИС, 2006. 744 с.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Москва: Недра, 1971. 264 с.
3. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. Москва: Недра, 1987. 221 с.
4. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. Москва: Недра, 1978. 320 с.
5. Карус Е.В., Кузнецов О.Л., Ивакин Б.Н. Акустические методы исследования нефтяных и газовых скважин. Москва: ОНТИ ВНИИЯГ, 1972. 296 с.
6. Кашуба Г.О. Теоретичні та методичні основи визначення ємнісних параметрів порід-колекторів за даними інтерпретації акустичних хвильових полів. Дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ. 2004. 150 с.
7. Колісніченко В.Г., Кашуба Г.О., Рюмін В.А. Розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки (методичні рекомендації). Визначення пріоритетних нафтогазоперспективних площ та об'єктів в межах північних окраїн Донбасу, перспектив нафтогазоносності перехідних та мілководних зон півдня України та розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки. Звіт: Дог. № 4-НДР-07. 2007. 276 с.
8. Левянт В.Б., Закревский К.Е., Пораскун В.И. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки на разных этапах геолого-разведочных работ на нефть и газ. Москва, 2000. 64 с.
9. Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Маєвський Б.Й. та ін. Математичні методи в нафтогазовій геології: підруч. для студентів вищих навч. закладів. Івано-Франківськ: Факел, 2008. 276 с.
10. Муц С.Е. Структурная интерпретация фазокорреляционных диаграмм широкополосного акустического

- каротажа. Труды Пятого Международного научно-го симпозиума им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». Томск: СГТУ. 2001. С. 293—296.
11. Муц С.Є., Філатов Ю.В. Визначення нахилу пласта за даними АКШ. Матеріали 6-ї Міжнар. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України-2000». Івано-Франківськ: Факел, 2000. Т. 1. С. 307—308.
 12. Муц С.Є., Філатов Ю.В. Визначення параметрів середовища за даними акустичного каротажу з метою прогнозування геологічного розрізу *Науковий вісник НГАУ*. Дніпропетровськ, 2001. № 5. С. 22—23.
 13. Паранчук Я.С., Маляр Р.Я., Паранчук Р.Я., Головач І.Р. Алгоритмізація, програмування, числові та символічні обчислення в пакеті MathCAD. Львів: Львівська політехніка, 2008. 164 с.
 14. Петкевич Г.И., Усенко Ю.Н., Причулко Г.И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород (опыт комплексирования с другими методами). Киев: Наукова думка, 1982. 172 с.
 15. Пилипенко Е.В., Пилипенко В.Н., Верпаховская А.О. Методика создания кубов данных по результатам профильных наблюдений. 4-я Междунар. науч.-практ. конф. (Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур «Сейсмо-2013», 15—21 сентября 2013 г., пгт Курортное, г. Феодосия, АР Крым (CD-ROM)).
 16. Підрахунок запасів нафти, газу і конденсату Південно-Гвіздецького родовища (заклучний). Звіт: ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта». Тема 177-ц/95, Т. 1. Івано-Франківськ, 1998.
 17. Рабинович Г.Я. Акустические исследования разрезов скважин в рудных районах. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва, 1971. 18 с.
 18. Розловська С.Є. Сучасний стан ефективного використання акустичного каротажу для вирішення нафтогазопошукових завдань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2. С. 129—140 с.
 19. Сейсморазведка. Справочник геофизика [под ред. И.И. Гуврича, В.П. Номоконова]. Москва: Недра, 1981.
 20. Федорів Р.Ф. Вимірювання параметрів імпульсних коливань. Київ: Наукова думка, 1984. 152 с.
 21. Фролова С.Є. Використання акустичного каротажу для визначення густини гірських порід. *Геодинаміка*. 2011. № 2 (11). С. 310—312.
 22. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimension Seismic Data. AAPG Memoir. Vol. 42. Tulsa, 2004. 542 p.
 23. Muts S. Structured interpretation of phase-correlation diagrams of broadband acoustic log. Carpathian petroleum conference «Application of modern exploration methods in a complex petroleum system». Wysowa, Poland, 2001. P. 72—73.

Надійшла до редакції 09.10.2018

УТОЧНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА С УЧЕТОМ ДАННЫХ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

С.Е. Розловская¹, Е.В. Пилипенко², Е.И. Муц¹

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, ул. Карпатська 15, 76019, Івано-Франківськ, Україна, e-mail: frolovamuts@gmail.com, katygangster1995@gmail.com

²Інститут геофізики ім. С.И. Субботина НАН України, просп. Акад. Палладина, 32, г. Київ, 03680, Україна, e-mail: lenasloboda@gmail.com

Волновой акустический каротаж и сейсморазведка используют в качестве инструмента исследования геологической среды упругие волны, образование и распространение которых подчиняются единым физическим законам, что позволяет использовать такие же или близкие приемы решения геологических задач. Предложено применение уже существующего математического аппарата обработки — интерпретации данных сейсморазведки для решения структурных задач и восстановления геоплотностного распределения среды по данным волнового акустического каротажа. Эффективность предложенных алгоритмов интерпретации волновых картин подтверждена обработкой данных волнового акустического каротажа, проведенного в скважинах Предкарпатского прогиба, Днепровско-Донецкой впадины, шельфа Черного моря. Полученные углы наклона пластов хорошо согласуются со структурными построениями по данным сейсморазведки, межскважинной корреляции и подтверждаются результатами пластовой наклонотрии. Критерием достоверности определения плотности по данным акустического каротажа являются значения плотности горных пород, полученные в результате проведения плотностного каротажа. Предложенные подходы к интерпретации волновых картин акустического каротажа будут способствовать оперативному получению важной геологической информации о строении и свойствах околоскважинного пространства, необходимой для параметрического обеспечения сейсмических исследований и прогнозирования геологического разреза.

Ключевые слова: акустический каротаж, угол наклона границ, плотность, структурная интерпретация, методика 2,5D, прогнозирование геологического разреза.

UPDATE OF STRUCTURAL CONSTRUCTIONS AND FORECASTING OF THE GEOLOGICAL CROSS — SECTION DATA TAKING INTO ACCOUNT THE DATA OF WAVE ACOUSTIC LOGGING

S.E. Rozlovska¹, O.V. Pylypenko², K.I. Muts¹

¹Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 76019, Ivano-Frankivsk, 15 Karpatska, 76019, e-mail: frolovamuts@gmail.com, katygangster1995@gmail.com

²Institute of Geophysics, NAS of Ukraine, 32, Palladin Ave., Kyiv, 03680, e-mail: lenasloboda@gmail.com

Detection of perspective objects in a structural meaning remains one of the first tasks in the geoexploration process. Acoustic logging, along with other well and ground geophysical methods, can be used to determine structural features of the borehole space. Although the main purpose of acoustic logging is to determine the lithological nature of deposits, collecting properties and fluid saturation of rocks. Typically, only the parameters of elastic waves (kinematic characteristics are the times of the introduction of elastic waves, interval times and dynamic - amplitudes of acoustic signals, coefficients of damping of elastic waves) are used to describe these properties of a geological section. It should be emphasized that the above parameters are characteristics of elastic waves (and not of a geological environment), therefore, they only indirectly characterize the properties of the section.

Keywords: acoustic logging, the angle of inclination of the boundaries, the density, the structural interpretation, the 2,5D technique, prediction of the geological section.

References

1. Boganik G.N., Gurvich I.I. Sejsmorazvedka: Uchebnik dlya vuzov. Tver': AIS, 2006. 744 p. [in Russian].
2. Gal'perin E.I. Vertikal'noe sejsmicheskoe profilirovanie. Moscow: Nedra, 1971. 264 p. [in Russian].
3. Gogonenkov G.N. Izuchenie detal'nogo stroeniya osadochnyh tolshch sejsmorazvedkoj. Moscow: Nedra, 1987. 221 p. [in Russian].
4. Ivakin B.N., Karus E.V., Kuznecov O.L. Akusticheskij metod issledovaniya skvazhin. Moscow: Nedra, 1978. 320 p. [in Russian].
5. Karus E.V., Kuznecov O.L., Ivakin B.N. Akusticheskie metody issledovaniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. Moscow: ONTI VNIIYAG, 1972. 296 p. [in Russian].
6. Kashuba H.O. Teoretychni ta metodychni osnovy vyznachennia yemnisnykh parametriv porid-kolektoriv za danymi interpretatsii akustychnykh khvylovykh poliv, — dys. ...kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk, 2004. 150 p. [in Ukrainian].
7. Kolisnichenko V.H., Kashuba H.O., Riumin V.A. Rozrobka tekhnolohii kompleksuvannia novykh heofizychnykh metodiv doslidzhennia sverdlodyn ta seismorozvidky (metodychni rekomendatsii) Vyznachennia priorytetnykh naftohazoperspektyvnykh ploshch ta ob'ektiv v mezhakh pivnichnykh okrain Donbasu, perspektyv naftohazonosnosti perekhidnykh ta milkovodnykh zon pivdnia Ukrainy ta rozrobka tekhnolohii kompleksuvannia novykh heofizychnykh metodiv doslidzhennia sverdlodyn ta seismorozvidky. Zvit: Doh. № 4-NDR-07. 2007, 276 p.
8. Leviant V.B., Zakrevskij K.E., Poraskun V.I. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu prostranstvennoj sejsmorazvedki na raznyh etapah geologorazvedochnykh rabot na nef't i gaz. Moscow, 2000. 64 p. [in Russian].
9. Lozynskiy O.Ie., Lozynskiy V.O., Maievskiy B.I. ta in. Matematychni metody v naftohazovii heolohii: pidruch. dlia studentiv vyshchykh navch. zakladiv. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2008. 276 p. [in Ukrainian].
10. Muc S.E. Strukturnaya interpretatsiya fazokorrelyatsionnykh diagramm shirokopolosnogo akusticheskogo karotazha. Trudy Pyatogo Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma im. akademika M.A. Usova «Problemy geologii i osvoeniya nedr». Tomsk: STT, 2001. P. 293—296 [in Russian].
11. Muts S.Ie., Filatov Yu.V. Vyznachennia nakhyly plastu za danymi AKSh. Materialy 6-i Mizhnar. nauk.-prakt. konf. «Nafta i haz Ukrainy — 2000». Ivano-Frankivsk: Fakel, 2000. Vol. 1. P. 307—308 [in Ukrainian].
12. Muts S.Ie., Filatov Yu.V. Vyznachennia parametriv seredovyscha za danymi akustychnoho karotazhu z metoiu prohnozuvannia heolohichnoho rozrizu. *Naukovyi visnyk NHAU*. Dnipropetrovsk, 2001. N. 5. P. 22—23.
13. Paranchuk Ya.S., Maliar R.Ia., Paranchuk R.Ia., Holovach I.R. Alhorytmizatsiia, prohramuvannia, chyslovi ta symvolni obchyslennia v paketi MathCAD. Lviv: Lvivska politehnika, 2008. 164 p. [in Ukrainian].
14. Petkevych H.Y., Usenko Yu.N., Prytulko H.Y. Prymenenye akusticheskogo karotazha pry reshenii heolohicheskikh zadach dlia razrezov peschano-hlynistykh porod (opyt kompleksirovaniya s drugimi metodami). Kyiv: Naukova dumka, 1982. 172 p. [in Russian].
15. Pilipenko E.V., Pilipenko V.N., Verpakhovskaya A.O. Metodika sozdaniya kubov dannykh po rezul'tatam profil'nykh nablyudenii. 4-ya Mezhdunarodnaya nauchnoprakticheskaya konferentsiya (Sovremennyye metody sejsmorazvedki pri poiskakh mestorozhdenii nef'ti i gaza v usloviyah slozhnopoostroyennykh struktur «Sejsmo-2013», 15—21 september 2013 g.: abstracts. [CD-ROM]. Kurortnoe, Feodosiya, AR Crimea [in Russian].
16. Pidrahunok zapasiv nafty, hazu i kondensatu Pivdenno-Hvizdetskoho rodovyscha (zakliuchnyi) Zvit: TsNDL VAT «Ukrnafta». Tema 177-ts/95, Vol. 1. Ivano-Frankivsk, 1998 [in Ukrainian].

17. Rabinovich G.Ya. Akusticheskie issledovaniya razrezov skvazhin v rudnyh rajonah: Avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 1971, 18 p. [in Russian].
18. Rozlovska S.Ye. Suchasnyi stan efektyvnoho vykorystannia akustychnoho karotazhu dlia vyrishennia naftohazoposhukovykh zavdan. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2014. N 2. P. 129—140 [in Ukrainian].
19. Sejsmorazvedka. Spravochnik geofizika [pod red. I.I. Gurvicha, V.P. Nomokonova]. Moscow: Nedra, 1981. [in Russian].
20. Fedoriv R.F. Vymiriuvannia parametriv impulsnykh kolyvan. Kyiv: Naukova dumka, 1984. 152 p. [in Ukrainian].
21. Frolova S.Ie. Vykorystannia akustychnoho karotazhu dlia vyznachennia hustyny hirskykh porid. *Heodynamika.* 2011, N 2 (11). P. 310—312 [in Ukrainian].
22. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimension Seismic Data. Tulsa. *AAPG Memoir.* 2004. Vol. 42. 542 p.
23. Muts S. Structured interpretation of phase-correlation diagrams of broadband acoustic log. Carpathian petroleum conference «Application of modern exploration methods in a complex petroleum system». Wysowa, Poland, 2001. P. 72—73.

Received 9/10/2018