

тис. м<sup>3</sup>/добу, в якій імовірно існування пластів із більшими дебітами, особливо на сусідніх примикаючих площах – Малогорожанській і Верещицькій. Невеликі значення дебітів газу з точки зору рентабельності в цих відкладах компенсуються малими глибинами залягання продуктивних пластів – 120-250 м.

Основні висновки. Згідно з правилом перспективної відповідності з використанням діаграм стандартного каротажу можливе виявлення на площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину інтервалів розрізу із стабільним тектонічним режимом накопичення осадів дашавської світи і границь зміни тектонічного режиму. Окремі зони характеризуються своїми латеральними і вертикальними розміщеннями пластів-колекторів та розподілами їх колекторських властивостей. Як наслідок – на окремих просторових ділянках родовищ під час накопичення осаду виникали сприятливі умови для утворення

в постседиментаційний період пластів-колекторів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Виявлення хоча б одного високодебітного пласта (горизонта) в такій зоні за результатами пластових випробувань дає змогу позитивно оцінювати перспективність всіх горизонтів зони стосовно наявності пластів-колекторів з промисловими запасами газу. Відповідно в таких перспективних зонах слід збільшувати обсяги геофізичних, промислових і гідродинамічних досліджень.

### Література

1. Haites T.B. Perspective correlation. – Bull. Amer. Assoc. of Petrol. Geol., 1963, vol. 47, No. 4, p. 553-574.
2. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. – М.: Недра, 1987. – 261 с.

УДК 550.832.44

## НОВІ МОЖЛИВОСТІ ДЕТАЛЬНОГО ВИВЧЕННЯ НАВКОЛОСВЕРДЛОВИННОГО ПРОСТОРУ МЕТОДОМ ШИРОКОСМУГОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

С.Є. Муц, Ю.В. Філатов

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15, тел. (03422) 42098,  
e-mail: pngg@ifdtung.if.ua

*Рассмотрены новые возможности обработки и интерпретации данных широкополосного акустического каротажа. Показана возможность определения структурного параметра – угла наклона граници. Предлагается способ определения параметров геологической среды – плотности упругих модулей (коэффициентов Ламе) – по данным комплексной обработки волнового поля широкополосного акустического каротажа. Предложен алгоритм построения теоретических (виртуальных) гистограмм как способ прогнозирования свойств горных пород на основе анализа статистически неrepresentative учебных выборок, которые связывают эти свойства с набором геофизических полей (параметров поля).*

*New possibilities of processing and data interpretation of the broadband acoustic log are considered. Possibility of environment structured parameter determination – the slopping angle of layer is shown. An algorithm to determine geologic environment's parameters – density and elastic modules (Lame's coefficients) – has been proposed on the basis of results of complex processing of the broad-band acoustic log wave field. An algorithm of theoretical (virtual) histograms charting is offered as a way to predict the characteristics of rocks considering the analysis of statistic anrepresentative training samples, which link these characteristics with set of geophysical fields (parameters of field).*

Як відомо, одним з провідних методів дослідження продуктивних товщ геологічного розрізу є широкосмуговий акустичний каротаж (АКШ). Він дає змогу вирішувати широке коло задач погнозування властивостей розрізу (визначення коефіцієнта пористості, літологічне розчленування розрізу, прогноз флюїдонасичення колекторів, в тому числі і в обсаджених свердловинах). Разом з тим, на нашу думку, дані АКШ використовуються не повністю. Існує можливість визначати особливості структурної будови навколосвердловинного простору [1] та

параметрів середовища з метою прогнозування геологічного розрізу без зміни методики проведення робіт акустичного каротажу.

При проведенні вимірів триелементним зондом, наприклад, з двома випромінювачами, є можливість утворити систему з трьох рівнянь для визначення параметрів  $t_{op}$ ,  $V$  та  $s$

$$\begin{aligned} t_1(0) &= 2t_{op} + L_1/V; \\ t_2(0) &= 2t_{op} + L_2/V; \\ t_1(L_1) &= 2t_{op} + L_1/V \cdot s, \end{aligned} \quad (1)$$

де:  $s = \sqrt{8 \cos^2 \varphi + 1}$ ;  $t_{бр}$  – час пробігу пружної хвилі в буровому розчині;  $V$  – швидкість поздовжньої хвилі в середовищі;  $\varphi$  – кут нахилу пласта;  $L_i$  – відстань від приймача до  $i$ -го випромінювача.

З ФКД від першого випромінювача знімаємо час приходу хвилі  $t_1(0)$  навпроти границі пласта (в точці максимального градієнта кривої  $t_1(z)$ ) та  $t_1(L)$  на  $L$  метрів по повстанню годографа. З ФКД від другого випромінювача знімаємо час приходу хвилі  $t_2(0)$  навпроти границі пласта.

Слід зазначити, що в умовах круто залягаючих границь спостерігаються не монотипні, а обмінні відбиті хвилі. Відбита S-хвиля має “корені” в перших вступах Р-хвилі, натомість відбита Р-хвиля починається від вступів поперечної хвилі. Цей факт пояснюється тим, що при кутах падіння 50-60° коефіцієнт відбиття монотипної хвилі нижчий за коефіцієнт відбиття обмінної хвилі в 1,5-2 рази. Явище такого роду обміну енергій було теоретично передбачено ще І.І.Гурвічем. Нами при обробці даних АКШ по свердловині 3-Підсухів це явище підтверджено експериментально.

Рішення системи рівнянь (1) відносно  $\varphi$  призводить до трансцендентного рівняння, для якого знаходження коренів складає певну проблему. Нами розрахована залежність кута падіння відбиваючої границі від структурного параметра  $s$ . Тому ми розв’язуємо (1) відносно  $s$ , а за визначенням значенням параметра за номограмою, що розрахована на ПЕОМ, знаходимо значення кута нахилу пласта.

Випробовування даної методики на свердловині 51-Півд.Гвізд. показало добре узгодження даних акустичної нахилометрії, запропонованої нами, та структурними побудовами по площі.

Хоча визначення кута нахилу пласта є важливою додатковою інформацією, яка вилучається з матеріалів АКШ, основним призначенням методу лишається визначення літології, колекторських властивостей та флюїдовмісту гірських порід. В умовах обмеженого відбору керна та відсутності достовірних, статистично-представницьких петрофізичних залежностей між властивостями навколосвердловинного простору та даними ГДС ці задачі розв’язуються методами прогнозування геологічного розрізу.

Для опису властивостей розрізу за даними свердловинних акустичних методів геофізики інтерпретатори користуються, як правило, лише параметрами пружних хвиль, які пов’язані з пружними характеристиками середовища опосередковано [2].

Разом з тим, результативність прогнозування розрізу визначається кількістю незалежних параметрів, що описують безпосередньо геологічне середовище.

Як відомо, за даними АК визначаються швидкості розповсюдження та коефіцієнти затухання хвиль. Ми пропонуємо визначати та-

кож і параметри середовища. При залученні додаткових параметрів (коефіцієнти відбиття та проходження хвиль) виникає можливість визначення густини середовища ( $\rho$ ) та пружних модулів Ламе ( $\lambda$  та  $\mu$ ). Ця трійка параметрів значно точніше характеризує середовище, ніж коефіцієнт Пуасона, який класично визначається за даними  $V_p$  та  $V_s$ . Крім того, визначення густини за даними АКШ дає змогу виключити з комплексу ГДС метод густинний ГГК, який використовують при розв’язанні багатьох інтерпретаційних задач.

Алгоритм визначення параметрів середовища за даними АКШ полягає в такому.

Для трьох положень вимірювального зонда відносно розташування границі (див. рисунок 1) визначаються значення коефіцієнтів затухання та швидкостей розповсюдження хвиль в середовищах над та під границею

$$\alpha_1 = \frac{1}{\Delta L} \cdot \ln \frac{A_{1,1}}{A_{1,2}}; \alpha_2 = \frac{1}{\Delta L} \cdot \ln \frac{A_{3,1}}{A_{3,2}}; \quad (2)$$

$$V_1 = \frac{\Delta l}{t_{1,2} - t_{1,1}}; V_2 = \frac{\Delta l}{t_{3,2} - t_{3,1}}$$

де:  $A_{1,1}$  та  $A_{3,1}$  – амплітуди сигналів випромінювача;  $A_{1,2}$  та  $A_{3,2}$  – амплітуди сигналів, зареєстрованих приймачем;  $t_{1,1}$  та  $t_{3,1}$  – час приходу хвилі до першого приймача,  $t_{1,2}$  та  $t_{3,2}$  – час приходу хвилі до другого приймача відповідно при другому та третьому положенні зонда відносно границі (рисунок 1 б, в);  $\Delta l$  – відстань між приймачами,  $\Delta L$  – довжина зонда.

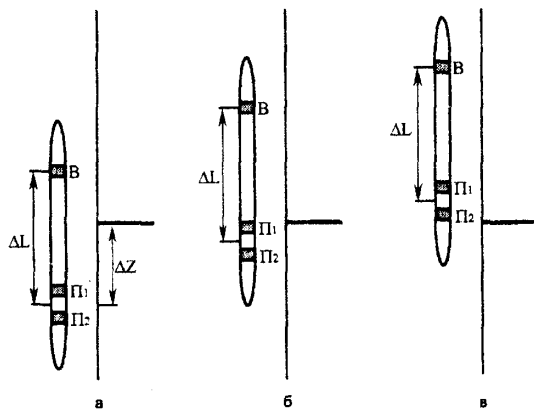


Рисунок 1 – Варіанти розташування вимірювального зонда в свердловині відносно положення границі

При розташуванні зонда, при якому випромінювач та приймач знаходяться по різні боки від границі (рисунок 1а), амплітуда зареєстрованого сигналу буде визначатися за формулою

$$A_{2,2} = A_{2,1} \cdot k \cdot e^{-\alpha_1(\Delta l - \Delta z)} \cdot e^{-\alpha_2 \Delta z}, \quad (3)$$

де:  $A_{2,1}$  – амплітуда сигналу випромінювача;  $k$  – коефіцієнт проходження хвилі через границю;  $\Delta z$  – відстань від точки запису до границі.

З формули (3) визначається коефіцієнт проходження хвилі через границю за формулою

$$k = \frac{A_{2,2}}{A_{2,1} \cdot e^{-\alpha_1(\Delta l - \Delta x) - \alpha_2 \Delta x}} \quad (4)$$

Як відомо,

$$k = \frac{2V_2 \rho_2}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} \quad (5)$$

звідки неважко записати формулу для визначення густини

$$\rho_2 = \frac{kV_1 \rho_1}{V_2(2-k)} \quad (6)$$

Маємо рекурентну формулу для обчислення густини наступного шару ( $\rho_2$ ) за густиною попереднього шару ( $\rho_1$ ), швидкостями розповсюдження хвиль в обох шарах ( $V_1$  та  $V_2$ ) та коефіцієнтом проходження хвилі через границю ( $k$ ). Значення  $\rho_1$  можна використати з досліджень керна або задаючись значенням для опорного (маркуючого) горизонту.

За формулами (2) визначаються значення  $V_p$  та  $V_s$ , які за розрахованим значенням  $\rho$  можна перевести в пружні модулі середовища. Зв'язок між швидкостями розповсюдження хвиль та пружними модулями Ламе дають формули

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \text{та} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (7)$$

Отже

$$\mu = \frac{V_s^2}{\rho}, \quad \lambda = V_p^2 \rho - 2 \frac{V_s^2}{\rho} \quad (8)$$

Таким чином, комплексна обробка даних хвильового поля АКШ дає можливість визначити сім незалежних параметрів – швидкості та коефіцієнти затухання поздовжніх і поперечних хвиль, густину та пружні модулі Ламе, з яких останні три є безпосередньо параметрами гірської породи. Такий набір параметрів в сукупності з даними стандартного каротажу дає змогу здійснювати достовірний прогноз літології, пористості та флюїдонасичення гірських порід.

Вирішення питання прогнозування геологічного розрізу є пошуком компромісу між точністю, детальністю та достовірністю прогнозу, з одного боку, та обмеженнями на повноту й детальність апріорної геолого-геофізичної інформації – з другого.

Наявність комплексу геофізичних методів, кожний з яких має селективну чутливість до того чи іншого параметра геологічного середовища, наприклад, гамма-спектрометрія, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж є оптимальним при вирішенні питання прогнозу. Але більшість із геофізичних полів, зокрема, поле пружних хвиль, залежить від багатьох чинників і не може бути однозначно проінтерпретоване. До того ж, більшість методів прогнозування геологічного розрізу потребують наявності петрофізичних зв'язків, які, як правило, є уні-

кальними для різних геолого-геофізичних умов, або ж статистично представницької навчальної вибірки, яка часто замінюється обмеженою кількістю визначених параметрів гірської породи на зразках керна.

Припустимо, що до процедури прогнозування геологічного розрізу залучено  $M$  геофізичних параметрів, діапазон виміру кожного з яких охоплює всі можливі значення для реального геологічного об'єкта (прошарку, пласта, товщі гірських порід). Прогноз будемо здійснювати у відсотковому відношенні  $N$  об'єктів прогнозу, із яких  $N-i$  мають геологічний зміст (пісковиковість, глинистість, карбонатність, пористість, нафтогазонасиченість, водонасиченість тощо), а  $N$ -ний об'єкт є інтегральним, що містить інформацію про інші (ті, що поза прогнозом) властивості геологічного розрізу, які впливають на геофізичні поля та точність їх виміру.

Нехай відомий закон розподілу  $P_i(x_j)$  кожного з  $N$  об'єктів прогнозу для кожного з  $M$  геофізичних параметрів. Відсотковий вміст кожного з  $N$  об'єктів прогнозу в гірській породі будемо вважати пропорційним вірогідності зустрічі об'єкта при заданому значенні вимірюваного геофізичного поля. Для цього достатньо від-

нормувати функцію  $P_i(x_j)$  до  $\sum_{i=1}^N P_i(x_j)$ . Таким чином, нормована функція

$$\bar{P}_i(x_j) = \frac{P_i(x_j)}{\sum_{i=1}^N P_i(x_j)} \cdot 100 \quad (9)$$

за заданим значенням  $x_j$  дає процентний вміст  $i$ -ого об'єкта прогнозу в складі гірської породи.

Залучення до прогнозу  $i$ -ого об'єкта всіх  $M$  полів здійснюється за формулою

$$n_i = \frac{\sum_{j=1}^M \bar{P}_i(x_j) \cdot k_{ij}}{\sum_{j=1}^M k_{ij}} \quad (10)$$

де:  $n_i$  – процентний вміст  $i$ -ого об'єкта в гірській породі;  $k_{ij}$  – матриця вагових коефіцієнтів, яка відображає інформативність кожного з  $M$  полів при прогнозі кожного з  $N$  об'єктів.

При  $k_{ij} = 1$  зв'язок вмісту об'єкта з  $i$ -им параметром функціональний при  $k_{ij} = 0$  – відсутній. Як вагові коефіцієнти можна використовувати модулі парних коефіцієнтів взаємної кореляції  $i$ -ого параметра з  $j$ -им полем.

При реалізації алгоритму побудови віртуальних гістограм першим кроком є задання початкового (нульового) наближення, при якому окреслюється інтервал існування значень обраного для обробки фізичного параметра та задається крок дискретизації цього інтервалу. Це відповідає початковій стадії дослідження геоло-

гічного об'єкта, коли кількість вимірів (зразків керна, тощо) обмежено. В міру накопичення еталонних об'єктів, результатів інтерпретації, які підтверджені бурінням, до бази геолого-геофізичних даних заносяться все нові й нові значення параметрів. Кожен з них одразу залучається до процедури уточнення віртуальної гістограми.

З бази даних зчитується значення параметра і записується у визначену кроком дискретизації комірку гістограми. Після запису кожного наступного значення фізичного параметра в гістограму розраховується теоретична крива розподілу і порівнюється з практичною кривою. Залежно від результатів порівняння або записується нове значення параметра з бази даних (якщо практична крива не перекриває теоретичну), або розраховуються нові коефіцієнти для теоретичної кривої (якщо практична крива перекриває теоретичну), при яких теоретична крива буде включати в себе всі значення практичного розподілу.

Продемонструємо реалізацію цього підходу на прикладі прогнозування літології за значеннями швидкості розповсюдження пружних хвиль. Припустимо, що розподіл параметра швидкості проходить за нормальним законом у вигляді кривої Гаусса

$$P(V) = A \cdot e^{-A^2(V-\bar{V})^2};$$

$$\bar{V} = \frac{V_2 + V_1}{2}; \quad A = \frac{\pi}{V_2 - V_1}, \quad (11)$$

де  $V_1$  та  $V_2$  – мінімальне та максимальне значення швидкості розповсюдження пружної хвилі для  $i$ -го літотипу.

Для кожного літологічного типу гірських порід за формулою (11) розраховуються гістограми розподілу швидкостей хвиль та знаходиться сумарна гістограма для всього інтервалу значень швидкості. За формулою (9) теоретичні гістограми нормуються до сумарної. Для зручності використання нормованих гістограм їх бажано представляти у вигляді поетапно сумованих. Практичний приклад прогнозування літології гірських порід за даними швидкості пружних хвиль наведено на рисунку 2. Тут

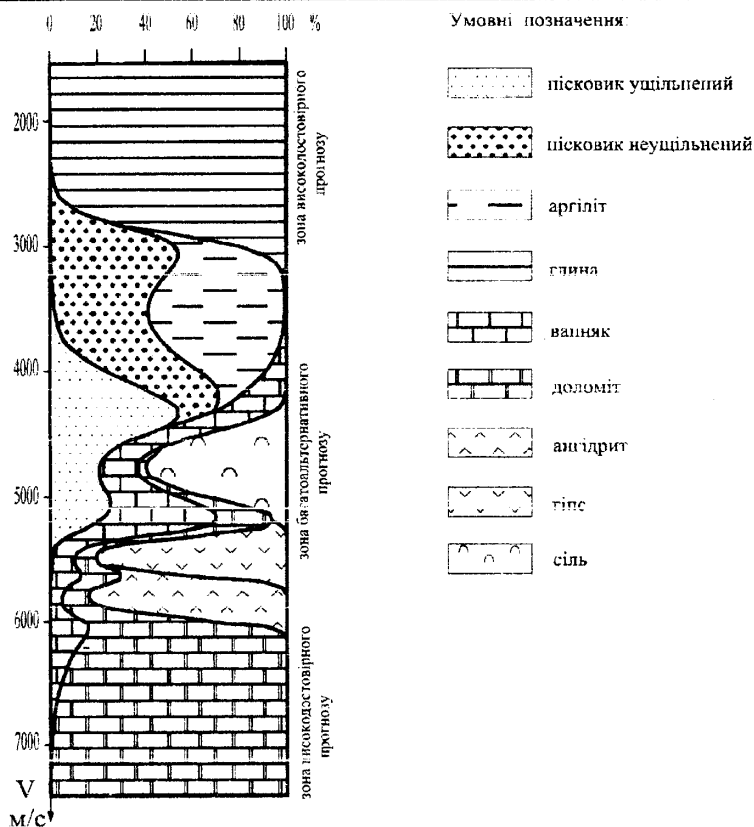


Рисунок 2 – Прогноз літології гірських порід за швидкістю розповсюдження пружних хвиль

можна виділити три зони прогнозу: високодостовірного прогнозу низькошвидкісних порід (глини), багатоальтернативного прогнозу (можливий невеличкий вміст порід різного літотипу) та високодостовірного прогнозу високошвидкісних порід (доломіти).

Запропонований спосіб прогнозування властивостей гірських порід в геологічному розрізі на основі аналізу статистично представницьких навчальних вибірок може бути застосований при неможливості використання стандартних методів розпізнавання образів.

### Література

1. Муц С.Є., Філатов Ю.В. Визначення нахилу пласта за даними АКШ / В кн.: Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України – 2000". – Івано-Франківськ : Факел, 2000. – Т. 1. – С.307-308.
2. Петкевич Г.И., Морошан Р.П., Філатов Ю.В. Скважинна сейсмоакустика при рішенні задач прогнозування геологічного розреза. – К.: Наукова думка, 1985. – 232 с.