

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832.44

ДО ПИТАННЯ ПРО ІДЕНТИФІКАЦІЮ ХВИЛЬ ЗА ДАНИМИ ХВИЛЬНОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

*І.М.Куровець, Г.П.Кос'яненко**Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, 79060, Львів, Наукова, 3-а,
тел. (322) 63 92 16, e-mail: igggk@ah.ipm.lviv.ua*

Рассматривается вариант решения проблемы идентификации волн разного типа, регистрируемых при волновом акустическом каротаже (ВАК), который базируется на сочетании лучевых представлений о распространении головных волн (продольная, поперечная) в прискважинной зоне и математического аппарата корреляционного анализа. Разработана система операций, реализованная в форме программного алгоритма поиска соответственных фаз продольной, поперечной и волны Стоунли (Лэмба-Стоунли) и вычисления, в автоматическом режиме, кинематических и динамических характеристик. Приведены результаты обработки данных ВАК по скважине Селюховская-5 (ДДВ)

In this paper we have considered the version of the solution of the problem of identification of different-type waves, which are registered by full-wave acoustic logging, based on the integration of the ray notions of the propagation of head waves (longitudinal, shear) in the near-borehole zone and the procedure of the correlation analysis. The system of operations was worked out that was realized in a form of the programmed algorithm of the founding of suitable phases of longitudinal, shear and the Stoneley waves (Stoneley-Lamb) and calculation in automatic regime of their kinematic and dynamic characteristics. The results of data processing from the Selyukhy-5 borehole are cited in the paper

Для виділення в геологічному розрізі складнобудованих колекторів та визначення їх ємнісно-фільтраційних властивостей використовується широкий комплекс методів геофізичних досліджень у свердловинах, серед яких метод акустичного каротажу (АК) у різних модифікаціях є одним з основних. У зв'язку з цим постійно відбувається як модернізація свердловинних приладів АК і систем реєстрації акустичного сигналу, так і методик обробки та інтерпретації отриманих даних.

Широкі інформаційні можливості акустичного каротажу обумовлюються тим, що на акустичні параметри, які реєструються в процесі його проведення, впливає велика кількість факторів, котрі, власне, і визначають геологічний розріз як такий, а саме: 1) літологічний склад порід, ступінь їх консолідації та реологічні властивості; 2) величина пористості і проникності порід, структура і характер порового простору; 3) тип і величина глинистості (контактна, шарувата, порова); 4) термобаричні умови залягання порід – пластова температура, геостатичний тиск, пластовий тиск; 5) характер насичення порового простору. Вплив цих різноманітних геологічних чинників знаходить своє інтег-

роване відображення у записах мікросейсмограм (МСГ) у вигляді пакетів різнохвильових коливань. Саме наявність в акустичному записі хвиль різного типу з їх різною здатністю реагувати на геологічні неоднорідності і зумовлює його інформаційну насиченість [1]. Але якщо для геологічних розрізів, представлених осадами теригенного типу, для оцінки величини пустотності колекторів та характеру їх флюїдонасиченості достатньо використання переважно тільки кінематичних параметрів (швидкостей поздовжніх, поперечних хвиль), у складнобудованих карбонатних розрізах (порово-тріщинно-кавернозні породи) орієнтація тільки на кінематичні параметри є недостатньою через малу диференціацію швидкостей пружних хвиль. З другого боку, внаслідок суттєвого послаблення акустичного сигналу в таких розрізах одними із основних інформативних показників стають динамічні характеристики хвиль. При цьому зростає роль і інших хвиль, в першу чергу, хвилі Стоунлі, параметри якої реагують на проникність порід.

Таким чином кількість та якість вирішення геологічних завдань при використанні хвильового акустичного каротажу (ХАК) залежить,

насамперед, від повноти та достовірності визначення параметрів різних типів хвиль, які формують інтегроване хвильове поле. В той же час, незважаючи на застосування при обробці комплексної інформації, що отримується при проведенні ХАК, складних алгоритмічно-методичних систем [2] залишаються труднощі, пов'язані з ідентифікацією поперечної (S) і Стоунлі (St) хвиль, перші коливання яких відбуваються на фоні більш високочастотних хвиль: поздовжньої (P) для S-хвилі і поперечної для St-хвилі. Особливо процедура виділення хвиль ускладнюється у розрізах з тонким чергуванням пластів та у тріщинно-кавернозних зонах, в яких відбувається суттєве затухання пружних коливань [3, 4].

На сьогодні для ідентифікації пружних хвиль у записях МСГ найбільш поширеною є методика оцінки когерентності хвильових записів, зареєстрованих антенними системами спостереження (кількість приймачів 8-10 і більше) [5]. Алгоритм такої процедури реалізовано, зокрема, у методиці STC [6], при якій значення інтервальних часів хвиль Δt та часи їх приходу τ визначаються як координати максимумів функції когерентності, значення якої обчислюється за формулою

$$p^2(\Delta t, \tau) = \frac{\int_{t=\tau}^{\tau+T} \left[\sum_{i=1}^n x_i(t + \Delta t \cdot s_i) \right]^2 dt}{n \sum_{i=1}^n \int_{t=\tau}^{\tau+T} [x_i(t + \Delta t \cdot s_i)]^2 dt}, \quad (1)$$

де: τ – час; T – ширина часового вікна інтегрування; n – кількість приймачів; x_i – сигнал на i -ому приймачеві; s_i – відстань між приймачами (ΔL), Δt – інтервальний час.

Значення $p^2(\Delta t, \tau)$ знаходиться в діапазоні від 0 до 1 (залежно від ступеня подібності сигналів). Побудована згідно з (1) поверхня функції когерентності має локальні максимуми, положення яких на графіку “ Δt - τ ” відповідають по осі Δt інтервальним часам розповсюдження хвиль.

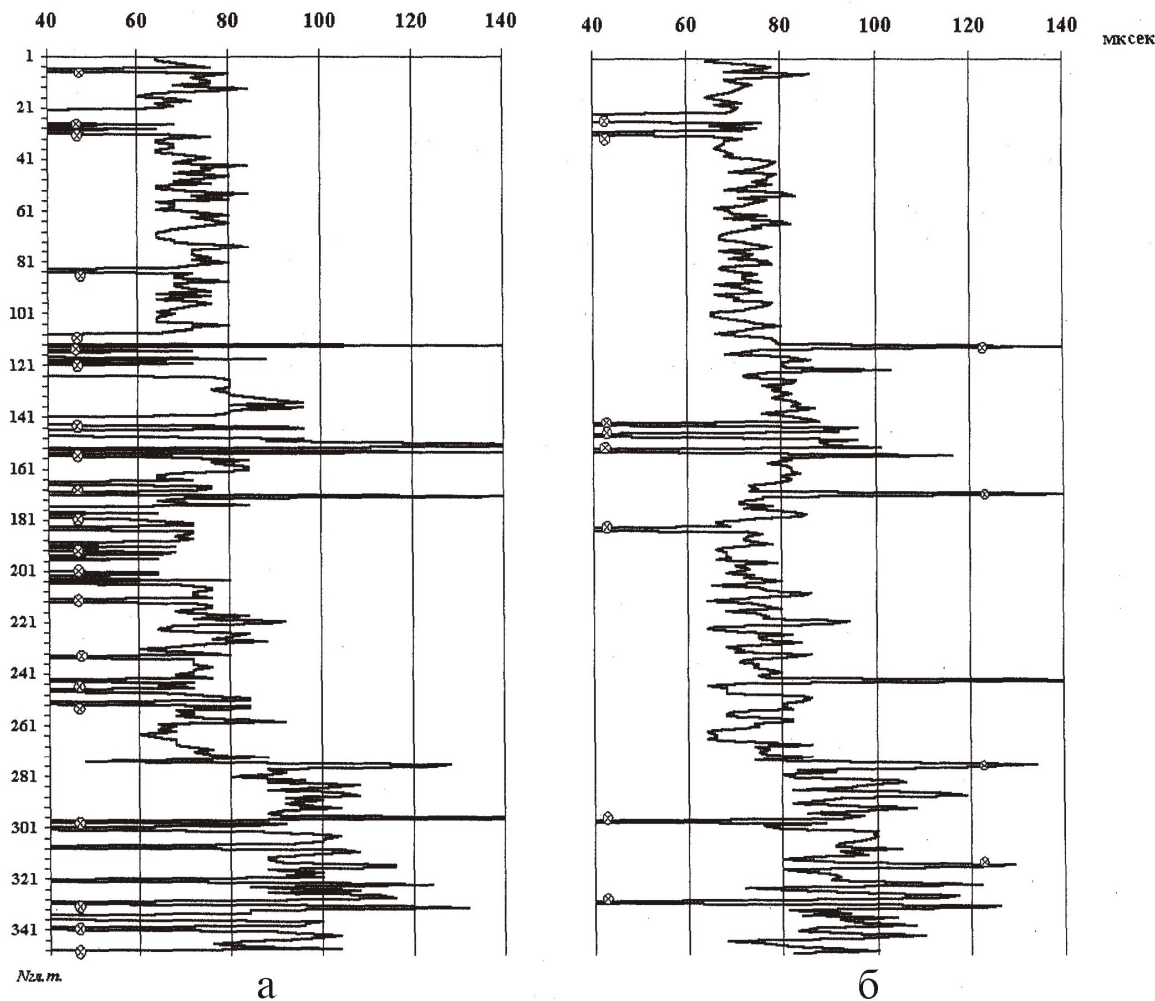
Однозначність ідентифікації хвиль за методикою STC пов'язана зі ступенем виразності максимумів значень функції когерентності. У зв'язку з цим треба зауважити, що вигляд огинаючої хвильового пакета однойменних хвиль може бути різним на сигналах, зареєстрованих на різних приймачах, і тому співрозмірних максимальних значень у функції когерентності може бути декілька, тобто інформаційне поле графіка функції $p^2(\Delta t, \tau)$ містить разом з істинними локальними максимумами додаткові удавані екстремуми, що зумовлює “розмитість” області максимумів. Для локалізації максимумів функції $p^2(\Delta t, \tau)$ застосовується така інформація: швидкість пружної хвилі у свердловинній рідині, відстань приладу від стінки свердловини, часову тривалість пакета відповідної хвилі. В той же час така інформація не є апріорною, оскільки залежить від умов виконання свердловинних досліджень, до того ж діапазон

зміни цих параметрів досить широкий. Власне, процедура когерентної селекції полягає у простежуванні всіх фаз в акустичному записі, і тому успішність кінцевого етапу аналізу – ідентифікація типів хвиль – значною мірою залежить від досвіду і кваліфікації інтерпретатора [5].

У практиці вітчизняних свердловинних досліджень роботи за допомогою свердловинної апаратури з багатоеlementною системою приймачів ще не набули широкого застосування через відсутність такої апаратури. Тому актуальними залишаються процедури аналізу інформації, отриманої за класичною схемою АК (один випромінювач і два приймача). Але при застосуванні методики STC при аналізі записів, зареєстрованих 3-х елементними акустичними зондами, як пропонується у [6], зони зіставлених максимумів функції когерентності стають досить протяжними, що посилює неоднозначність інтерпретації. Фактично, переваги методики STC зводяться нанівець.

Для аналізу МСГ, отриманих при АК за класичною схемою, нами розроблено алгоритм ідентифікації хвиль та розрахунку їх параметрів, в основу якого покладена ідеологія ручної обробки хвильових записів (за часами відповідних фаз); при ідентифікації поперечних хвиль використано також кінематичні співвідношення часового запізнення хвиль, отриманих на основі променевих уявлень [7]. Зауважимо, що для даного алгоритму суттєвою є коректність визначеної швидкості поздовжньої хвилі. В той же час, швидкість розповсюдження P-хвилі, яка обчислена за часом вступу за допомогою автоматичних пристроїв (наприклад, у системі реєстрації типу СПАК) не завжди є коректною через т.з. проблему “втрати” фази. Тому при використанні систем “машинної” обробки вирішення цієї проблеми вимагає застосування спеціальних алгоритмічних прийомів для запобігання таких збоїв. Нижче наводиться аналіз факторів, які ускладнюють ідентифікацію вступу поздовжньої хвилі за аналоговими записами.

Ідеальною для прояву вступу хвилі є ситуація, коли йому передують досить протяжний сталлий рівень сигналу (не обов'язково нульовий). На реальних записах така ситуація є неможливою за рахунок акустичних завад, що виникають у процесі руху приладу в свердловині. Важливим при цьому є не ступінь коливання рівня завад, а їх частота у часовому інтервалі, близькому до вступу поздовжньої хвилі. Якщо частота завади близька до частоти корисного сигналу, то це може спотворити різницевий час Δt за рахунок невідповідності фаз. Співвідносність порушується також при низьких рівнях акустичного сигналу, коли значущі рівні сигналу в області вступу по різних каналах проявляються у фазах різної полярності. До того ж прояв першого вступу коливань ускладнюється як за рахунок його “розмивання” та зменшення чіткості внаслідок суттєвої зміни форми імпульсу в його початковій області, так і через інерційність акустичної системи, внаслідок чого амплітуда коливань у початковий період не зразу



а – dTвст; б – dTср; ⊗ – інтервали некоректних значень

Рисунок 1 — Графік зміни dTr з глибиною (св.Селюхівська-5, інт.3200-3270 м)

досягає оптимального значення (зростає за експоненціальним законом) [8]. Тому орієнтація на розрахунок швидкості розповсюдження поздовжньої хвилі тільки за часом першого вступу не є самодостатньою, і в алгоритм виділення вступу необхідно вводити процедури визначення співвідносності фаз і внесення, на цій основі, відповідних коректив.

Як приклад наведемо результати обробки хвильових картин, які зареєстровано у свердловині Селюхівська-5 у межах нижньовізейської плити (ДДЗ, Срібненський прогин) апаратурою АКШ. Було проаналізовано характер особливостей початкових фаз поздовжньої хвилі, і на цій основі програмно реалізований дослідний алгоритм визначення часів T_1, T_2 окремо по кожному каналу та їхніх різниць Δt у декількох варіантах: за першим вступом, за вступами наступних фаз (середньофазовий час) та за часами їх екстремумів. Аналіз отриманих результатів показує, що у даному розрізі, який представлений тріщино-кавернозними кременисто-карбонатними породами, некоректно використовувати єдиний підхід при визначенні вступу хвилі. Тому було проаналізовано значення швидкостей Р-хвилі, отриманих розрахунком по двох

наступних за першою фазах. На рис. 1, а, б наведено результати визначення Δt поздовжньої хвилі за першим вступом (а) та інтегральні значення Δt (б). Можна констатувати, що загалом інтегральні значення Δt є коректними в межах часового інтервалу, який задається апіорі виходячи з геологічних особливостей розрізу, і в них спостерігається менше збоїв. Таким чином, при оцінці Δt за сукупними характеристиками початкової зони імпульсу поздовжньої хвилі виникає менша потреба у діалоговому режимі обробки в інтервалах значного зниження рівня сигналу.

Розглянутий блок питань щодо визначення на аналоговій основі коректних часів для розрахунку швидкості поздовжньої хвилі є необхідною складовою загального алгоритму визначення кінематичних параметрів S-хвилі.

На основі променевих уявлень отримано такі співвідношення кінематичних параметрів поздовжньої і поперечної хвилі:

а) для хвиль на одному із каналів

$$T_{s(i,j)} \approx T_{p(i,j)} + \frac{L_{i,j}}{V_p} \left(\frac{V_p}{V_s} - 1 \right); \quad (2)$$

б) для хвиль на різних каналах

$$T_{s(i)} \approx T_{p(i)} + \frac{1}{V_p} (L_{(i)} \frac{V_p}{V_s} - L_{(j)}), \quad (3)$$

де: $L_{i,j}$ – відстань між випромінювачем і приймачем (довжина розносу); $T_{s,p}$ – час розповсюдження відповідної хвилі на відстані L .

Використання цих формул забезпечує дві сторони єдиного алгоритму для процедури ідентифікації пакетів хвиль, які вступають після поздовжньої. Перша базується на оцінці значення запізнення хвиль по результатах аналізу даних кореляційного аналізу, друга – на пошуку співвідносних фаз у пакетах хвиль прямим розрахунком для кожного із каналів реєстрації. В обох випадках реалізується процедура т.з. “простежування фази”. Загалом структура алгоритму ідентифікації пакета коливань поперечної хвилі і оцінки швидкості її розповсюдження складається з таких блоків: зчитування даних квантування хвильового пакета, аналіз акустичних вад і корекція вихідних даних; ідентифікація початкових вступів фаз Р-хвилі та оцінка швидкості її розповсюдження; визначення часового інтервалу для поздовжньої хвилі і сумарного для поздовжньої і поперечної хвилі; кореляційний аналіз поздовжнього і сумарного пакетів коливань; визначення меж фаз коливань у сумарному пакеті; відбір екстремумів кореляційних функцій за значеннями швидкості S-хвилі, що обчислюється за формулами запізнення; визначення співвідносних фаз у хвильовому пакеті поперечної хвилі та оцінка швидкості її розповсюдження.

Реалізація окремих процедур відбувається таким чином. Рівень акустичних вад залежить від багатьох факторів: від швидкості каротажу, стану стінки свердловини, особливостей апаратури, наявності чи відсутності так званих “службових сигналів” тощо. Тому алгоритми внесення поправок за рівень вад є специфічними і можуть відрізнятись для кожного пакета досліджень.

Ідентифікація вступів фаз Р-хвилі, починаючи з першої, проводиться за ознаками їх полярності на обох каналах за принципом поступовості з врахуванням часових обмежень в Δt , що задаються. Серед обчислених значень швидкостей проводиться відбраковка аномальних значень за статистичними критеріями з використанням рівня значимості. Вираз для оцінки критичних значень $V_{кр}$ за вибірковою сукупністю має вигляд

$$V_i - \Delta V_{кр} > V_{кр} > V_i + \Delta V_{кр}, \quad (4)$$

де: $\Delta V_{кр} = V_{кр} S$; S – дисперсія вибірки. Значення $V_{кр}$ визначають за таблицею критичних значень максимального відносного відхилення залежно від кількості n значень V_i і рівня значимості β , тобто як функцію $V_{кр} = f(n, \beta)$ [9].

Для тих значень, що залишилися, вираховується середнє арифметичне, яке приймається за швидкість поздовжньої хвилі.

Часовий інтервал хвильового імпульсу поздовжньої хвилі обирається від початку хвильового пакета на відповідному каналі до при-

близкого “вступу” S-хвилі, час якого вираховується за формулою (2) (відношення V_p/V_s задається меншим мінімально можливим для даного геологічного розрізу). Для визначення часової тривалості P+S-імпульсу проводиться потрійне поступове обчислення часової координати “центра ваги”, починаючи із всього зареєстрованого хвильового імпульсу.

При кореляційному аналізі реалізується розрахунок 4-ох варіантів функцій взаємної кореляції: пакета Р-хвилі і пакета P+S-хвилі по першому і другому каналах (SP11, SP22), пакета Р-хвилі першого каналу і пакета P+S-хвилі другого каналу (SP21), пакета Р-хвилі другого каналу і пакета P+S-хвилі першого каналу (SP12). За максимумами огиначих кожного варіанта в часовому інтервалі, що знаходиться після хвильового пакета поздовжньої хвилі, визначаються часові координати екстремумів, які ототожнюються з часом зсуву Δt_{sp} S-хвилі відносно Р-хвилі. За співвідношеннями

$$T_{s(i)} = T_{p(i)} + \Delta t_{s(i)p(i)}; \quad (5)$$

$$T_{s(i)} = T_{p(j)} + \Delta t_{s(j)p(i)}; \quad (6)$$

$$T_{s(j)} = T_{p(j)} + \Delta t_{s(j)p(j)}; \quad (7)$$

$$T_{s(j)} = T_{p(i)} + \Delta t_{s(i)p(j)}, \quad (8)$$

які є дещо модифікованими формулами (2) і (3), вираховується ряд співвідносних значень T_s , проводиться їх корекція у відповідності з реальними часами фазових меж і вираховуються значення Δt_s . За тими часами обчислюються значення швидкостей поперечної хвилі, проводиться їх відбраковка за статистикою (4) і вираховується середньофазове значення швидкості.

Значення Δt_{sp} для імпульсу S-хвилі, які відбираються за даними кореляційного аналізу, обумовлюється діапазоном відношення V_p/V_s . Він обирається, виходячи з характеристик геологічного розрізу, в якому зареєстровано хвильові імпульси.

Використання співвідношень (5)-(8) робить процедуру визначення можливої області пакета S-хвилі, при використанні статистичних процедур, більш однозначною, а коректність визначення значення швидкості хвилі забезпечується ідентифікацією співвідносних фаз.

Зауважимо, що внаслідок неідентичного “розтягування” фаз по різних каналах величина швидкості, що обчислюється за вступами різних фаз, неоднакова. Для оцінки ступеня цих змін використовується коефіцієнт варіації $K_{вар}$

$$K_{вар} = \frac{\sigma}{V_{cp}},$$

де σ – середнє квадратичне відхилення.

При великій величині цього параметра інтерпретатор може проаналізувати результати розрахунку, які відображаються у протоколах для кожної траси, і внести необхідні корективи.

Підкреслимо, що ідентифікація поперечної хвилі за часовими координатами екстремумів огинаючої функції кореляції коректна за умови, що пакети Р- і S-хвиль є достатньо виразними. При суттєвому затуханні пружних коливань

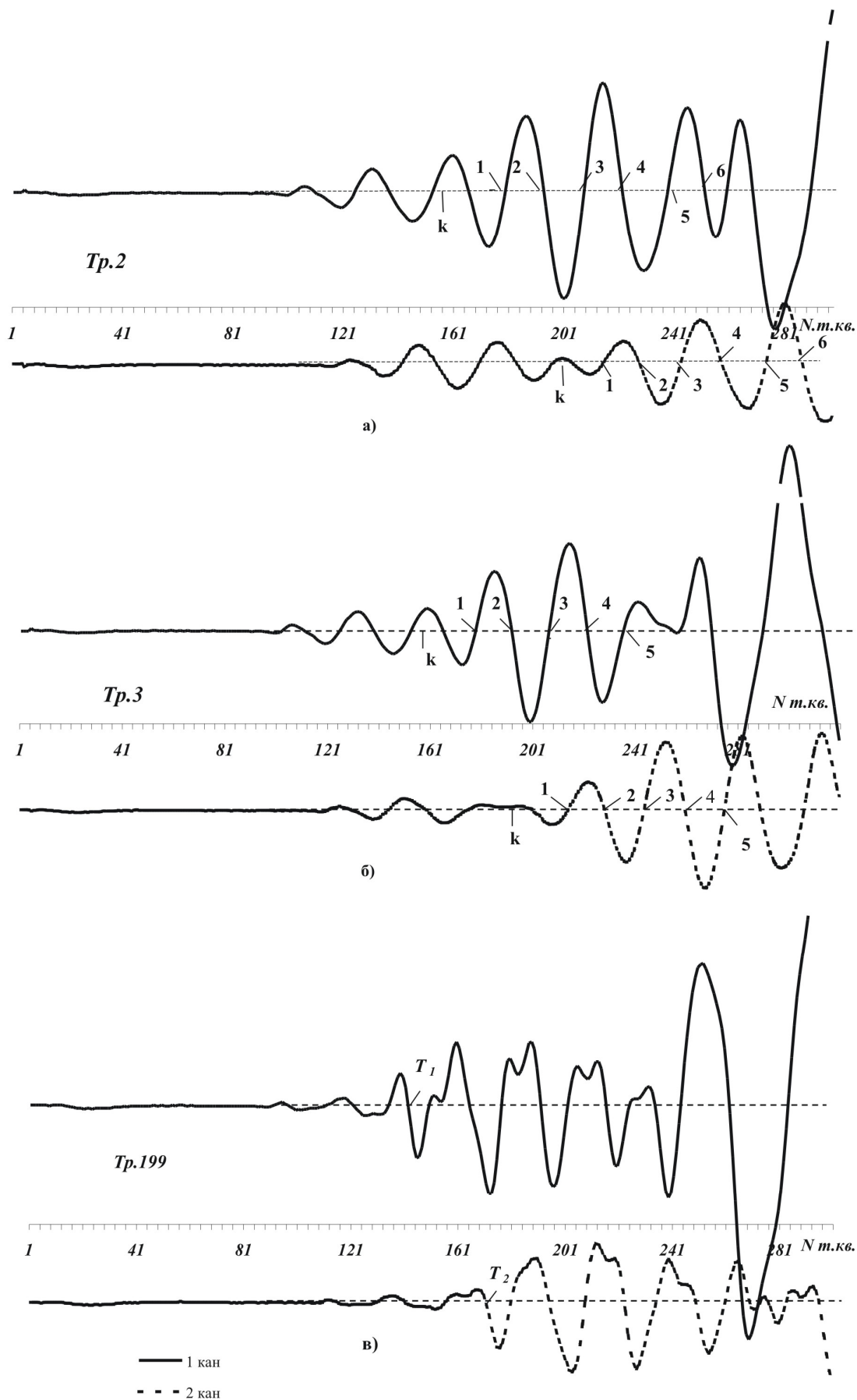


Рисунок 2 — Виділення співвідносних меж фаз у пакеті S-хвилі (св.Селюхівська-5)

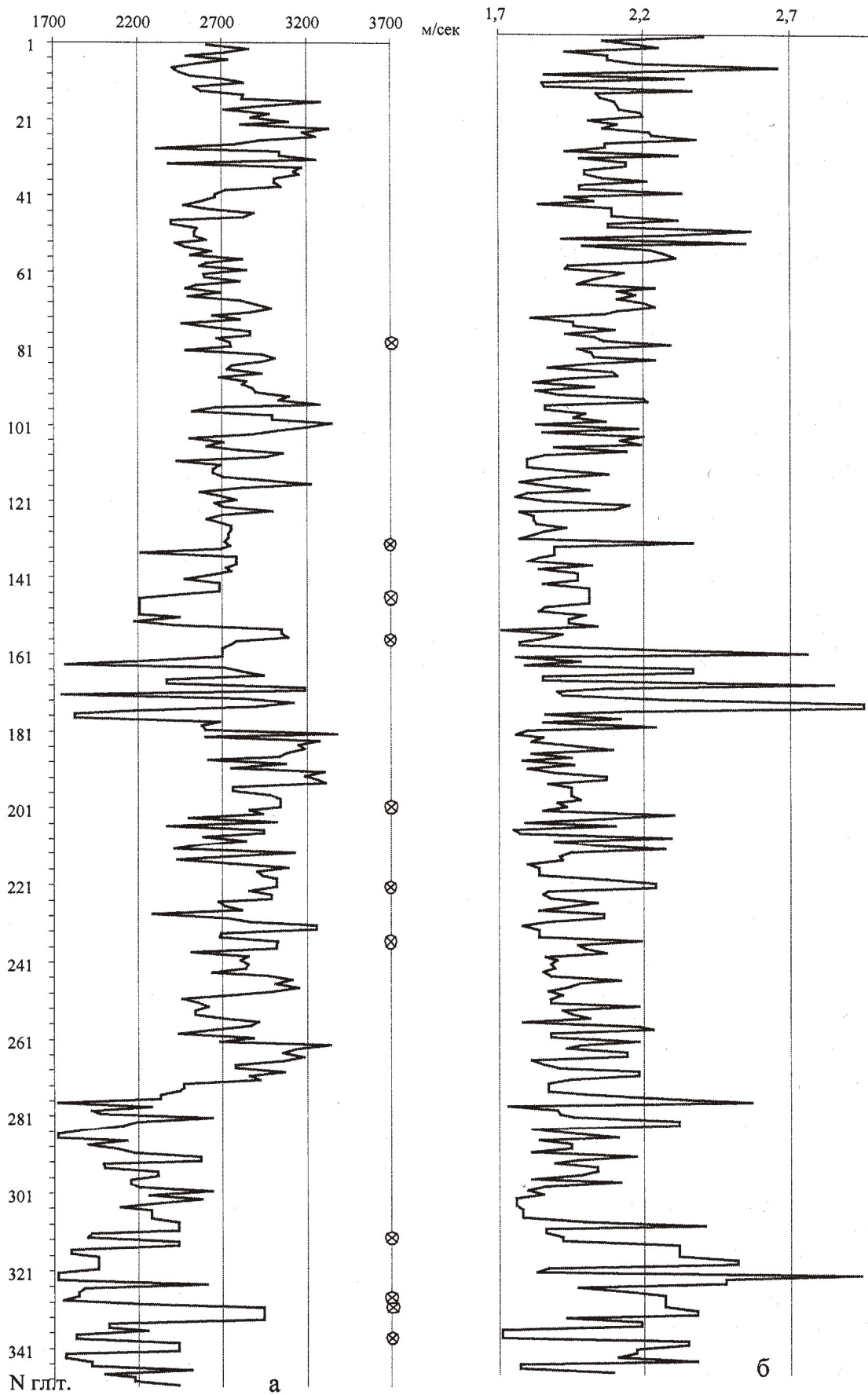


Рисунок 3 — Графік зміни значень V_s (а) та V_p/V_s (б) з глибиною (св. Селюхівська-5, інт. 3200-3270 м); \otimes — інтервали некоректних значень

коректність вибору співвідносних фаз залежить від багатьох факторів, які не є типовими, і тому їх формалізація практично нереальна. В такій ситуації доцільним є інтерактивний режим. Для формалізації його окремих етапів розроблений, знову ж з використанням кінематичних закономірностей, алгоритм поступової оцінки на основі формул (2) і (3).

На рисунку 2 наведено приклади окремих хвильових імпульсів та показано межі фаз, за якими вираховано швидкості поперечної хвилі. Візуально область пакета поперечної хвилі ідентифікується на всіх трасах. Але якщо на трасах 2 і 3 (рис. 2, а, б) пакети поздовжньої і поперечної хвиль є достатньо виразними, то на трасі 199 (рис. 2, в) коливання поздовжньої хвилі дуже ослаблені, а фази коливань поперечної значно спотворені. Тому обробка перших двох трас в автоматичному режимі дає правдиві результати (стрілками позначені точки, по яких вираховано V_s), а для траси 199 застосовано діалоговий режим, в результаті якого для визначення V_s обрана точка "а" (рис. 2, в). На рис. 2, а, б перші фази (позначка "к"), що за даними кореляційного аналізу на першому етапі віднесені до пакета поперечної хвилі, в подальшому програмою не включені в розрахунок швидкості поперечної хвилі, оскільки величина швидкості за часом "вступу" тих фаз є неспівмірною із швидкістю поздовжньої хвилі.

До інформативних хвиль, для яких встановлені певні взаємозв'язки між параметрами хвиль і характеристиками свердловинного розрізу, відноситься, як згадувалося вище, і хвиля Стоунлі (XSt), за допомогою параметрів якої можна оцінювати деякі характеристики порід, що мають принципове значення при ототожнюванні порід як колекторів (наприклад, проникність).

При розробці алгоритму для ідентифікації хвилі Стоунлі були використані дві особливості цих коливань: 1 – локалізація коливань у часі відбувається після пакета поперечної хвилі; 2 – відносно високий амплітудний рівень цих коливань.

Для оптимізації процедури ідентифікації пакета XSt застосовано 2 альтернативних варіанти: 1) відправною точкою для пошуку максимуму огинаючої хвильового імпульсу є час останньої коректної (за швидкістю) фази поперечної хвилі; 2) при відсутності коректних співвідносних фаз поперечної хвилі відправною точкою для пошуку максимуму огинаючої хвильового імпульсу є час, що відповідає часовому центру ваги, який вираховано послідовно по трьох ітераціях. При визначенні співвідносних фаз XSt час, що відповідає максимуму огинаючої, приймається в якості центрального, тобто аналізуються фази як менші за часом, так і більші. В подальшому з отриманими значеннями швидкостей проводяться аналогічні процедури з відбраковкою, як і при оцінці швидкостей поздовжньої і поперечної хвиль.

Вищеописаний комплекс процедур для ідентифікації хвиль дозволив окреслити у хвильовому пакеті часові межі різних типів хвиль і

на цій основі реалізувати більш оперативне, в автоматизованому режимі, визначення їх кількісних динамічних характеристик.

За процедурами, що описані вище, складена дослідна програма для ЕОМ. Програма випробувана на хвильових записих для свердловини Селюхівська-5 в інтервалі 3200-3270 м (350 трас). Результати обчислень кінематичних характеристик у вигляді кривих зміни значень V_s і V_p/V_s з глибиною представлено на рис. 3. Загалом отримані результати можна вважати задовільними, незважаючи на деякі інтервали, в яких визначені значення V_s є некоректними. Це обумовлено об'єктивними причинами (значне послаблення акустичного сигналу і необхідність для таких трас діалогового режиму аналізу).

Таким чином, у геологічних розрізах різної будови для ідентифікації хвиль різного типу та оцінки їх акустичних параметрів необхідний комплексний підхід, що базується на використанні апарату статистики із залученням кінематичних особливостей хвиль.

Література

1. Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направление развития // Каротажник. — Тверь: АИС, 1999. — Вып. 63. — 119 с.
2. Аркадьев Е.А., Блюменцев А.М., Забнев Е.В., Цирюльников В.П. Аппаратурно-методический комплекс многозондового акустического каротажа АМАК-2 // Каротажник. — Тверь: АИС, 2004. — Вып. 122. — С. 66-76.
3. Бudyко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д. Изучение разреза скважин по материалам регистрации динамических параметров упругих волн. — М.: ВИЭМС, 1989. — 23 с.
4. Базылев А.П., Сургучева В.Н., Нефедкин Ю.А., Снопкова Т.К. Использование данных многозондового акустического каротажа для оценки характера насыщения сложных низкопористых коллекторов // Каротажник. — Тверь: АИС, 2004. — Вып. 121.
5. Базин В.В., Пивоварова Н.Е. Обработка данных многоэлементного акустического зонда // Каротажник. — Тверь: АИС, 1998. — Вып. 53. — С. 88-100.
6. Kimball C., Marzetta T. Semblance processing of borehole acoustic array data // Geophysics. — 1984. — v. 49. — №3. — С. 274-281.
7. Козяр Н.В. Идентификация и определение характеристик упругих волн, распространяющихся в скважине при акустическом каротаже // Каротажник. — Тверь: АИС, 1999. — Вып. 56. — С. 73-80.
8. Петкевич Г.И., Косьяненко Г.П. Волновой акустический каротаж / Применение АК при решении геологических задач. — К.: Наук.думка, 1982. — С. 102-105.
9. Глушко В.Т., Ямщиков В.С., Яланский Я.Я. Геофизический контроль в угольных шахтах. — К.: Наук. думка, 1978. — 222 с.
10. Каждан А.Б., Гуськов О.И. Математические методы в геологии. — М.: Недра, 1990. — 251 с.