

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

КАШУБА ГРИГОРІЙ ОЛЕКСІЙОВИЧ

2.44/04
УДК 550.838
К34

ТЕОРЕТИЧНІ ТА МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ЄМНІСНИХ
ПАРАМЕТРІВ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ
АКУСТИЧНИХ ХВИЛЬОВИХ ПОЛІВ

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня

Кандидата геологічних наук

Науковий керівник

Д.Д.Федоришин

доктор геол. наук, професор

*Дисертація ідентична?
за змістом з іншими
правами?*

вчений секретар Ніженко П.О.



Івано-Франківськ – 2004

242

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ.....	11
1.1.Визначення коефіцієнта пористості гірських порід за даними інтервального часу повздожньої хвилі.....	14
1.2.Визначення коефіцієнта пористості порід за даними інтервального часу поперечної хвилі.....	20
РОЗДІЛ 2 ПРОБЛЕМИ ВИДІЛЕННЯ ТА ВІДБОРУ ПЕРШОГО ВСТУПУ АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ.....	28
2.1. Пошук, виділення та відбір початку відліку хвильової частини акустичного сигналу.....	28
2.1.1. Ознаки першого вступу.....	29
2.1.2.Вибір інтервалу очікування першого вступу.....	30
2.1.3. Алгоритм пошуку та виділення моментів появи першого вступу акустичного сигналу.....	32
2.1.4. Підвищення надійності правильного відбору першого вступу.....	36
2.2. Виділення та відбір першого вступу поперечної хвилі.....	36
2.2.1. Алгоритм виділення та відбору.....	37
2.2.2.Перевірка правильності визначення початку часової області поперечної хвилі $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$).....	40
РОЗДІЛ 3 ФІЗИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗА ДАНИМИ ДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ АКУСТИЧНОГО ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ.....	45
3.1. Параметри акустичного сигналу.....	45
3.2. Динамічна геоакустична модель присвердловинної зони колектора.....	47
3.3. Залежність коливних швидкостей і амплітуд акустичного сигналу від пористості і процесів формування – розформування зони проникнення.....	56
РОЗДІЛ 4 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ.....	62
4.1. Оцінка якості матеріалів.....	62

4.2. Виділення порід-колекторів за даними динамічних параметрів.....	69
--	----

РОЗДІЛ 5 МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ

ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗА ДАНИМИ СЕРЕДНІХ КОЛИВНИХ ШВИДКОСТЕЙ ПОВЗДОВЖНЬОЇ ХВИЛІ.....	92
--	----

5.1. Алгоритм визначення коефіцієнта пористості за даними коливних швидкостей повздовжньої хвилі.....	92
5.2. Визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи.....	94
5.3. Визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у поровому флюїді.....	104
5.4. Результати визначення коефіцієнта пористості гірських порід за даними коливних швидкостей повздовжньої хвилі.....	114

РОЗДІЛ 6 МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ

ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗА ДАНИМИ СЕРЕДНІХ КОЛИВНИХ ШВИДКОСТЕЙ ПОПЕРЕЧНОЇ ХВИЛІ.....	124
--	-----

6.1. Алгоритм визначення коефіцієнта пористості за даними середніх коливних швидкостей поперечної хвилі.....	124
6.2. Визначення середньої коливної швидкості поперечної хвилі у скелеті породи.....	125
6.3. Оцінка коефіцієнта, що враховує вплив коливань порового флюїду на середню коливну швидкість поперечної хвилі.....	128

РОЗДІЛ 7 МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЕФЕКТИВНОЇ

ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ СУМАРНИХ АМПЛІТУД АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ.....	131
--	-----

ВИСНОВКИ.....	138
---------------	-----

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	141
---------------------------------	-----

ВСТУП

Робота відноситься до методів геофізичних досліджень свердловин і спрямована на вирішення проблеми підвищення надійності визначення ємнісних параметрів порід-колекторів за даними акустичного каротажу. Цій проблемі присвячено багато робіт. У її вирішення найбільший вклад внесли Козяр В.Ф., Колісниченко В.Г., Логінов І.В., Семенишин О.І., Дзєбань І.П., Федорів Р.Ф., Ніколаєвський В.Н.. На основі результатів їхніх досліджень стало можливим надалі вдосконалювати і проводити нові розробки апаратури та методик акустичного каротажу.

Необхідно зазначити, що ефективність розкриття та виділення продуктивних пластів у значній мірі залежить від ефективності дослідження геологічних розрізів геофізичними методами. На даний час, коли ставиться питання – в стислі терміни вивчити і освоїти нові поклади нафти і газу в старих нафтогазоносних регіонах шляхом дорозвідки, постає проблема підвищення достовірності прогнозу продуктивних відкладів у складних геологічних розрізах.

Для підвищення ефективності геофізичних досліджень у свердловинах на нафту і газ необхідно впроваджувати нові технології та методики, що включають нестандартні підходи до виділення та визначення геолого-геофізичних параметрів продуктивних горизонтів. Системний аналіз геофізичних досліджень свердловин показує, що деякі методи ГДС використовуються недостатньо ефективно.

Акустичний метод дослідження свердловин є резервом підвищення ефективності геофізичних досліджень свердловин на нафту і газ.

Актуальність теми. Для визначення ємнісних параметрів порід-колекторів, як основний метод використовується акустичний каротаж. В практиці застосування акустичного каротажу інформацію про властивості гірських порід оцінюють через реєстрацію одного параметра - інтервалу часу розповсюдження повздовжньої хвилі через гірські породи на задану відстань. Всі інші характеристики акустичного сигналу практично не використовуються через складність розкладу цього сигналу на прості складові та відсутність методик

інтерпретації. Згаданий часовий параметр також виявляється не завжди ефективним тому, що його тривалість визначається не тільки акустичними властивостями гірських порід, але також, в першу чергу, способом відбору вимірювальної інформації, неадекватністю розроблених теоретичних моделей реальним процесам формування сигналу, діаметром свердловини та іншими факторами. Для зменшення впливу вищеперерахованих факторів застосували диференційний метод вимірювання тривалості часового інтервалу проходження повздовжньої хвилі через гірські породи. Диференційний метод виявився ефективним при однакових умовах проходження сигналу в обох каналах, тому реалізація цього методу трьохелементним зондом виявилася ефективною для порівняно щільних і однорідних гірських порід, а для розуцільнених неоднорідних – не ефективною. Незважаючи на ці застереження здійснення вимірювання інтервального часу виявилось найбільш фізично реалізованим. З точки зору відбору вимірювальної інформації інтервальний час найменш надійний параметр при застосуванні акустичного каротажу.

Для тріщинуватих, кавернозних, низькопористих колекторів результатів вимірювання інтервального часу для інтерпретації недостатньо. Визначення коефіцієнта пористості у складнопобудованих розрізах за даними акустичного каротажу ускладнене в зв'язку з недосконалістю аналогової апаратури і методичного забезпечення. Отже, недосконалість відбору вимірювальної інформації, неадекватність розроблених теоретичних моделей реальним процесам формування акустичних сигналів призводить до похибок визначення ємнісних параметрів порід-колекторів. Очевидно, що додаткове використання акустичного сигналу, а саме параметрів, які його характеризують, для отримання інформації про ємнісні характеристики гірських порід досить актуальне.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Тема дисертаційної роботи тісно пов'язана з планами робіт ДК “Укргазвидобування”, ВАТ “Укрнафта”, ЗАТ “Укрпромгеофізика” (договір № 143 – 966/02 з УкрНДГРІ про створення алгоритмів і методик для обчислення та інтерпретації динамічних параметрів акустичного каротажу), в яких автор

безпосередньо приймав участь.

Мета і задачі дослідження.

Мета роботи: Метою роботи є вирішення науково-практичної проблеми підвищення надійності визначення ємнісних параметрів порід-колекторів.

Об'єкт дослідження: породи-колектори різної пористості та літолого-стратиграфічної належності.

Предмет досліджень: акустичні сигнали отримані при проведенні акустичного каротажу.

Методи дослідження: теоретичне моделювання, експериментальні свердловинні акустичні дослідження, математична обробка даних та методи промислової геофізики.

Основні задачі досліджень:

1. Підвищити надійність пошуку та виділення початку відліку хвильової картини.
2. Розробити та обґрунтувати модель процесів формування акустичного сигналу з врахуванням стаціонарних потоків флюїду в поровому просторі та впливу коливань флюїду у порах порід-колекторів.
3. Встановити основні чинники, що впливають на динамічні параметри акустичного сигналу;
4. Розробити підходи до оцінки якості середніх коливних швидкостей повздовжньої та поперечної пружних хвиль, сумарної амплітуди акустичного сигналу;
5. Виявити наявність зв'язків динамічних параметрів з ємнісними властивостями гірських порід;
6. Встановити закономірності зміни пружних хвиль у породах-колекторах різної пористості;
7. Розробити методичні підходи визначення ємнісних властивостей флюїдонасичених середовищ за даними динамічних параметрів акустичного сигналу.

Наукова новизна одержаних результатів:

- вперше встановлено характер поведінки динамічних параметрів акустичного сигналу в пористих насичених середовищах та закономірності їх зміни при формуванні та розформуванні зони проникнення;
- вперше встановлені основні фактори, які впливають на формування акустичного сигналу;
- виявлені та досліджені зв'язки динамічних параметрів з ємнісними властивостями гірських порід;
- вперше встановлено закономірності зміни пружних хвиль у породах-колекторах різної пористості.

Основні положення, які виносяться на захист:

1. Амплітуди і коливні швидкості, які реєструються в області від першого вступу повздовжніх до першого вступу поперечних пружних хвиль, зростають при збільшенні фільтрації бурового розчину в пласт і зменшуються при русі флюїду із порового простору гірських порід у свердловину.

2. Зв'язок коефіцієнта пористості з коливною швидкістю поперечної хвилі має нелінійний характер.

3. Коливна швидкість поперечної хвилі залежить від наявності та кількості вільного флюїду в порах породи-колектора.

Практичне значення одержаних результатів. Результати проведених досліджень сприяють новому підходу до визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу, який на даному етапі є основним методом для його оцінки, та науково обґрунтовують зміни акустичних хвильових полів у складних геологічних умовах. Результати проведених досліджень дозволили:

- підвищити надійність вимірювання кінематичних параметрів акустичного каротажу;
- розробити методику виділення порід-колекторів за результатами комплексного параметра ($\Pi_{пр}$), який враховує динамічні характеристики повздовжньої та поперечної пружних хвиль;
- розробити методики визначення коефіцієнта пористості за даними

середніх коливних швидкостей повздожньої та поперечної хвилі;

- розробити методику визначення коефіцієнта ефективної пористості за даними сумарних амплітуд акустичного сигналу.

Алгоритми визначення перших вступів повздожньої та поперечної хвиль, а також обрахунку їх динамічних параметрів разом із розробленими методики інтерпретації реалізовані у вигляді програми обробки хвильових акустичних сигналів в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС "Геопошук".

Розроблені автором методики виділення порід-колекторів та визначення коефіцієнта пористості за даними динамічних параметрів акустичного сигналу використовуються працівниками геологічного відділу ЗАТ "Укрпромгеофізика" при виділенні продуктивних горизонтів і оцінці їх пористості на родовищах Дніпровсько-Донецької западини (Ульянівське, Вишневське, Північно-Коробочкінське).

Запропоновані методики виділення порід-колекторів та визначення їх коефіцієнтів пористості можуть бути використані в різних регіонах, про що вказують приклади з різних родовищ СНД.

Фактичним матеріалом послужили:

- фондові та опубліковані геолого-геофізичні матеріали з геофізичних досліджень свердловин на родовищах Передкарпатського прогину та Дніпровсько-Донецької западини;

- хвильові картини, отримані ЗАТ "Укрпромгеофізика" при дослідженні свердловин методами акустичного зондування на родовищах ДДз;

- дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів, які надані філією ДК "Укргазвидобування" УкрНДІГазом, визначені на керновому матеріалі.

Автором вивчено і узагальнено результати досліджень методом акустичного каротажу (динамічні параметри) та опрацьовано матеріали комплексу промислово-геофізичних досліджень (кавернометрії, стандартного каротажу, БКЗ, ІК, БК, МБК, МК, АК, ГК, НГК, термометрії) більше ніж в

п'ятдесяти свердловинах Передкарпатського прогину та Дніпровсько-Донецької западини.

Особистий внесок здобувача полягає у систематизації, інтерпретації та опрацюванні результатів акустичного каротажу. В основі дисертаційної роботи використані власні дослідження, які були спрямовані на вивчення змін акустичних сигналів у породах-колекторах. Результати проведених досліджень висвітлені в 7 опублікованих працях, в тому числі 2 самостійно. У статтях, що написані у співавторстві, основна частина використаного матеріалу – це дослідження і аналіз результатів, які виконав особисто здобувач.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи доповідались на Науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу ІФДТУНГ (м. Івано-Франківськ 1998р.), 6-ій Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України-2000” (м. Івано-Франківськ 2000р.), Науково-технічних радах підприємств: ЗАТ “Укрпромгеофізика”, ДК “Укргазвидобування”, ВАТ “Укрнафта”, а також Наукових семінарах кафедри геофізичних досліджень свердловин ІФНТУНГ.

Публікації. Автором опубліковано 7 праць за темою дисертації, із них 4 статті (в тому числі дві одноосібні) в журналах, рекомендованих ВАК України, 1 стаття в збірнику наукових праць та 2 тези в збірниках наукових праць науково-технічних конференцій.

Об'єм роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, 7 розділів, висновків і списку використаних джерел. Текст викладено на 150 сторінках машинного тексту і включає 39 рисунків та 6 таблиць. Список літератури містить 98 найменувань.

Дисертація виконувалась на кафедрі “Геофізичних досліджень свердловин” ІФНТУНГ в 1998-2004 рр. під керівництвом завідувача кафедри геофізичних досліджень свердловин, доктора геологічних наук, професора Федоришина Дмитра Дмитровича, якому автор висловлює щире подяку за постійну підтримку та цінні поради при написанні дисертаційної роботи.

Також автор висловлює подяку кандидату технічних наук, завідувачу відділом радіометрії ФМІ м. Львів Р.Ф. Федоріву, кандидату геолого-мінералогічних наук, професору В.П. Степанюку, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту В.А. Старостіну, кандидату технічних наук, доценту С.В. Клібанцю, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту Ю.В. Філатову, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту О.М. Карпенко, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту Л.С. Мончаку, інженеру І.С. Іванику за допомогу у проведенні досліджень, співробітникам ЗАТ “Укрпромгеофізика”, ІФЕГДС, УкрНДГРІ за матеріали, які були надані дисертанту і сприяння у впровадженні результатів досліджень у практику геофізичних робіт.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ

Акустичний каротаж (АК) широко використовується у нафтовій і газовій галузі, результатом чого є вирішення цілої низки задач, які постають при дослідженні свердловин на нафту і газ [2, 12, 23, 31, 33, 63, 69, 75]. Він призначений для безпосереднього вивчення параметрів хвильового поля гірських порід, які перетинає свердловина, та неоднорідностей у затрубному просторі. АК використовується у кількох модифікаціях [12, 31, 63, 69]. Він здійснюється ультразвуковими імпульсами в діапазоні частот 5 – 50 кГц. Магнітострикційний випромінювач збуджує пружні коливання у гірських породах. Ці пружні коливання розсіюються, відбиваються, заломлюються і поглинаються структурами гірських порід. Частина енергії ультразвукових коливань потрапляє на приймач – п'єзоелектричний перетворювач пружних коливань у електричний сигнал. Цей сигнал називають акустичним сигналом. Одна із можливих реалізацій сигналу представлена на рис. 1.1.

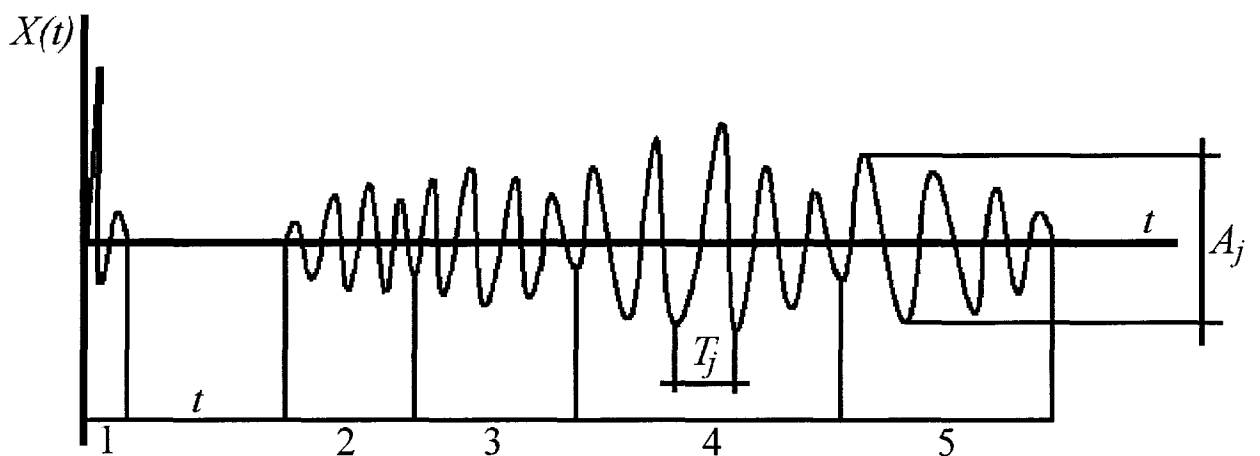


Рис. 1.1. Типова реалізація акустичного сигналу

Цей сигнал має складну структуру. З нього виділяють синхроімпульс 1, повздовжню P 2, поперечну S 3 хвилі, гідрохвилю 4 (що розповсюджується по буровому розчину), а також низькочастотні пружні коливання стінок свердловини, які за аналогією коливань тонких пластинок називають хвилями Лемба — Стоуна $L-St$ 5 [12, 30, 33, 69].

Швидкість і траєкторія поширення хвиль у досліджуваному середовищі характерні для кожної хвилі. Ця характерність проявляється через числове значення інтервалу часу, за який хвиля поширюється від випромінювача до приймача. Отже, інформативним параметром кожної хвилі імпульсного коливного сигналу є інтервал часу t , за який хвиля поширюється від випромінювача до приймача.

Перші спроби вимірювання швидкостей розповсюдження пружних хвиль в свердловинах, на малих базах, були зроблені у 1937 році в колишньому СРСР, з використанням малих вибухів [31, 63]. У 1939 – 1940 роках в США був запропонований метод вивчення акустичних властивостей гірських порід у свердловині з використанням не вибухових, електромагнітних імпульсних випромінювачів. Це дало змогу неперервно реєструвати швидкості розповсюдження повздовжньої (P) хвилі [3, 7]. Вже в 1952 – 1953 р. він використовувався у промислових масштабах для уточнення даних сейсмокаротажу та при інтерпретації матеріалів сейсмозвідки. Основним параметром, який вивчався, була швидкість розповсюдження повздовжньої хвилі.

Слід зауважити, що фізичні основи, тобто принципи методики проведення і інтерпретації матеріалів АК, розвивалися в СРСР і за кордоном з початку 50-х років [30, 31, 64, 86, 98].

Перші розрахунки, пов'язані з кінематикою і динамікою головних хвиль у свердловині, з позиції променевої акустики виконані В.А. Афанасьєвим і А.А. Гвоздевим під керівництвом Е.В. Каруса (ИФЗ АН СССР) [30]. На той час це був великий прорив в області акустичного каротажу. В результаті цих досліджень було розшифровано хвильову картину і дано оцінку кінематичних характеристик основних типів хвиль, які виникають в свердловині. Разом з тим для повздовжньої (P) і поперечної (S) хвилі приводиться оцінка їх динамічних характеристик, а власне - амплітуд. Фундаментальні теоретичні дослідження про розповсюдження пружних хвиль у свердловині виконані Уайтом і Сомерсом в США за допомогою методів динамічної теорії пружності [93]. У Ленінградському оптико - механічному інституті АН СРСР також виконувалися такі роботи П.В. Крауклісом

[47]. Проведені фундаментальні теоретичні дослідження показують великі можливості акустичного каротажу.

Після появи на межі 60-70-х років серійних приладів АК обсяг використання методу стабілізується. В умовах використання аналогової реєстрації і ручної обробки даних для вирішення різноманітних задач використовуються характеристики повздожньої хвилі. Це спричинено тим, що вона менш спотворена інтерференцією з іншими хвилями, більш повільними. Значення її швидкості розповсюдження V_p (або відповідно інтервалу часу t_p), амплітуд A і затухання α по можливості використовувалося для розчленування розрізів свердловин та визначення коефіцієнта пористості K_n гірських порід з міжзерновими порами. Разом з тим для вирішення геолого-технічних задач вивчалися можливості використання крім повздожньої, таких типів хвиль, як поперечна S , Лемба L , Стоуна St , відбитих і т.д. Об'єми таких досліджень обмежилися одиницями, а в кращому випадку десятками свердловин у рік [17, 31]. Тому в практиці досліджень свердловин методами акустичного каротажу інформацію про властивості гірських порід відбирають тільки через реєстрацію одного параметру: інтервалу часу t_p розповсюдження повздожньої хвилі від моменту збудження випромінювача до моменту вступу її на приймач. Всі інші характеристики акустичного сигналу практично не використовуються через трудність розкладу його на прості складові [5, 72, 88]. Зауважимо, що спектральний розклад (Фур'є перетворення) цього сигналу виявився також не ефективним, з точки зору відбору інформації, через швидкий перерозподіл потужності сигналу за частотами [4, 18, 76].

Використання згаданого часового параметру виявляється не завжди ефективним, оскільки його тривалість визначається не тільки акустичними властивостями гірських порід, але також геометрією положення свердловинного приладу у свердловині, діаметром свердловини, кавернами, способом відбору цього параметру, що є власне однією з основних причин, вирішення якої потребує особливої уваги. Для зменшення впливу заважаючих факторів застосували диференційний метод вимірювання тривалості часового інтервалу проходження

повздовжньої хвилі через гірські породи [12, 31, 69]. Диференційний метод ефективний при однакових умовах проходження сигналу у двох каналах. Тому реалізація цього методу так званім трьохелементним зондом виявилася ефективною тільки для порівняно щільних і однорідних гірських порід. Для розуцільнених і неоднорідних гірських порід шляхи розповсюдження пружних коливань ближнього і дальнього зонда не співпадають, тому диференційний метод вимірювання часових інтервалів для них виявився не ефективним.

В результаті із багатопараметрового акустичного сигналу використовується на даний час практично один параметр - інтервальний час Δt_p , за який приймається мінімальний інтервал часу поширення повздовжньої хвилі у гірських породах на заданій відстані. Може здатися дивним те, що з точки зору точності інтервальний час найменш надійний параметр для відбору вимірювальної інформації. Але здійснення вимірювання інтервального часу виявилось найбільш фізично реалізованим [7, 9, 12, 31, 93]. На протязі десятиліть використання у геофізичній розвідці акустичного каротажу шляхом фізичного моделювання за результатами вимірювання інтервального часу успішно визначена, наприклад: пористість флюїдомістких гірських порід у випадку гранулярної (міжзернової) в діапазоні 5 – 25 % [8, 12, 16, 23, 31, 64].

1.1. Визначення коефіцієнта пористості гірських порід за даними інтервального часу повздовжньої хвилі

Визначення коефіцієнтів міжзернової (гранулярної) пористості K_n (з подальшому просто “пористості”) було практично першою задачею свердловинної геофізики, яку почали вирішувати з використанням матеріалів АК [14, 64, 98]. В основу визначення пористості поставлене твердження, що осадові породи представляють собою гетерогенні середовища, які складаються із зерен матеріалів і флюїдів у порах [57]. Властивості таких середовищ (при малих розмірах зерен і пор та їх великою кількістю) визначаються концентраціями окремих фаз, формою і ступенем зв’язку між фазами. При невеликих різницях у

пружних властивостях і щільності фаз форма границь практично немає значення і величини Δt_p і Δt_s (інтервальний час розповсюдження початку відповідно повздовжньої та поперечної хвиль) визначаються як середньозважені у відповідності з об'ємними концентраціями фаз. Такий підхід може бути використаний і при більш значному розходженні властивостей фаз (мінералогічний скелет породи, вода і нафта в порах), але для таких випадків, на думку авторів [14], він менш обґрунтований. Рідко і нерівномірно розміщені (у порівнянні з довжиною пружної хвилі) тріщини і каверни не відповідають умовам гетерогенного середовища, тому для визначення його ємнісних властивостей використовують інші залежності, ніж для порід з міжзерновою пористістю.

Першим і найбільш простим за формою рівнянням, яке задовольняло вище приведені міркування, стало рівняння середнього часу, відоме ще під назвою “рівняння Уїллі - Грегорі” [98]:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} (1 - K_n) + \Delta t_\phi K_n, \quad (1.1)$$

де $\Delta t_{ск}$ – інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі в непористому мінералогічному скелеті;

Δt_ϕ — інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі у флюїді, значення якого залежать від складу флюїду, який заповнює пори, пластових температур, тисків і мінералізації пластової води;

K_n – коефіцієнт пористості виражений в долях одиниць.

У породах, насичених газом і частково нафтою, значення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у флюїді набагато менше, якщо порівнювати з визначених швидкостей V_G , V_n у нафті і газі в умовах наближених до пластових [14]. Величину Δt_ϕ слід розглядати як керовану, значення якої у породах різної насиченості близьке до Δt_ϕ для випадку насичення порід водою.

Кращі результати при визначенні пористості пісковиків із використанням рівняння (1.1) одержують для міцно зцементованих порід, що залягають на глибинах більш 2000 м. Для менших глибин в отриманні значення K_n вводять

поправку за ущільнення, керуючись ущільненням глин з глибиною [1, 28, 57]. Для карбонатних порід поправку не вносять, якщо вони залягають на глибинах більше 700 м.

Вплив глинистості і нафтогазонасиченості колекторів враховують, змінюючи рівняння середнього часу (1.1) [15, 16, 22, 25]. Наприклад, для глинистих порід:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ck} (1 - K_n - K_{zl}) + \Delta t_{\phi} K_n + \Delta t_{zl} K_{zl}, \quad (1.2)$$

де Δt_{zl} - інтервальний час поширення повздожної хвилі у глинах;

K_{zl} - коефіцієнт об'ємної глинистості.

Величина Δt_{zl} приймає різні значення для шаруватої, структурної (у вигляді гранул) і дисперсної (розсіяної) глинистості. Її визначають по найближчому пласту глини у випадку явно вираженої шаруватої глинистості. Значення Δt_{zl} прямує до Δt_{ϕ} для дисперсної глинистості і займає проміжні значення між $\Delta t_{zlшар}$ і Δt_{ϕ} для порід із структурною глинистістю. Деякі відомості про розподіл глинистих частинок у колекторі одержують по відношенню V_p/V_s : значення $V_p/V_s < 2$ відповідає дисперсній глинистості; $V_p/V_s > 2$ служить ознакою структурної глинистості. На практиці визначення типу глинистості і значення Δt_{zl} викликає значні труднощі, тому величину Δt_{zl} часто розглядають як керовану.

Фахівці фірми *Schlumberger* запропонували інше, теж доволі просте розширення рівняння (1.1) для врахування глинистості колекторів [93]:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ck} + (\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ck}) K_n (2 - \alpha_{ПС}), \quad (1.3)$$

де $\alpha_{ПС}$ - відносний параметр ПС.

При $\alpha_{ПС} = 1$ рівняння (1.3) перетворюється в рівняння (1.1).

У роботі [83] відзначається, що простота рівняння середнього часу і зручність його застосування утворили серйозну перешкоду прогресу в області побудови нових петрофізичних взаємозв'язків між Δt_P і K_n . Проте сьогодні відомі декілька десятків рівнянь, що пов'язують інтервальний час поширення подовжньої хвилі і гранулярну пористість порід. Приведемо найбільш відомі з них:

а) рівняння В.Н. Дахнова [25]:

$$\Delta t_P = \Delta t_{ск} + (\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ск}) K_n^{m_n} + (\Delta t_{зл} - \Delta t_{ск}) K_{зл}^{m_{зл}}, \quad (1.4)$$

де m_n і $m_{зл}$ - структурні коефіцієнти, що змінюються від 0,7 до 1,5. Якщо $m_n=1$ і $m_{зл}=1$, рівняння (1.4) вироджується у рівняння (1.2);

б) рівняння Raymer, Hunt, Gardner [96]

$$\Delta t_P^{-1} = \Delta t_{ск}^{-1} (1 - K_n)^2 + \Delta t_{\phi}^{-1} K_n, \quad (1.5)$$

отримане емпіричним шляхом для сукупності великого числа різних даних для діапазону пористості 0 – 37 %. Для цього ж діапазону пористості автори запропонували дві інших апроксимації:

$$K_{nAK} = 0,61 \left(1 - \frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_{\phi}} \right), \quad (1.6)$$

$$K_{nAK} = (\sigma_{ск} - \sigma_{\phi})^{-1} \left(1 - \frac{\Delta t_{ск}}{\Delta t_{\phi}} \right), \quad (1.7)$$

де $\sigma_{ск}$ і σ_{ϕ} - відповідно мінералогічна щільність скелету породи і рідини в порах;

в) рівняння Krief et. al. [92]:

$$\Delta t_p^{-2} = \sigma^{-1} \left[\sigma_{ck} \Delta t_{ck}^{-2} (1 - \beta) + M \beta^2 \right], \quad (1.8)$$

де σ - загальна щільність породи;

$$M^1 = K_{ck}^{-1} (\beta - K_n) + K_\phi^{-1} K_n;$$

K_{ck} і K_ϕ - модулі об'ємного стиску скелету породи і флюїду в порах відповідно;

$\beta = f(K_n)$ - функція, яка визначається теорією Біо – Гассмана [86]. Граничні значення функції $\beta = 0$, якщо $K_n = 0$, і $\beta = 1$, якщо $K_n = 1$.

Krief і ін. запропонували для цієї функції вираз:

$$\beta(K_n) = 1 - (1 - K_n)^{3/(1-K_n)}. \quad (1.9)$$

Фахівці фірми *Halliburton* запропонували для цієї функції дещо інше рівняння [89]:

$$\beta(K_n) = 1 - (1 - K_n)^{3.5/(1-K_n)}. \quad (1.10)$$

Огляд останніх робіт, присвячених визначенню K_n із використанням Δt_p , виконаний Heysse [91]. Ним показано, що за допомогою нелінійних рівнянь (1.5 - 1.8) при тих же значеннях Δt_p одержують більш високі значення K_n у порівнянні з рівнянням середнього часу. Максимальні (4-8 % абс.) завищення K_n забезпечують рівняння (1.8 і 1.9) і менші - (1.8 і 1.10). Вітчизняний досвід визначення K_n за даними АК не підтверджує настільки значних занижень значень пористості, визначених за допомогою рівняння середнього часу [39]. Хоча зустрічаються ряд випадків, де дане твердження справджується.

Найбільш близькі між собою значення K_n , які розраховані за рівняннями (1.1 - 1.7) (хоча з використанням нелінійних рівнянь), одержують на 2-3% вище, ніж за (1.1). Як було показано в [14, 16, 22, 31], розраховані за (1.1 - 1.7) значення K_n майже однаково апроксимують експериментальні дані, отримані для

продуктивних відкладів багатьох нафтогазових родовищ СНД (рис.1.2).

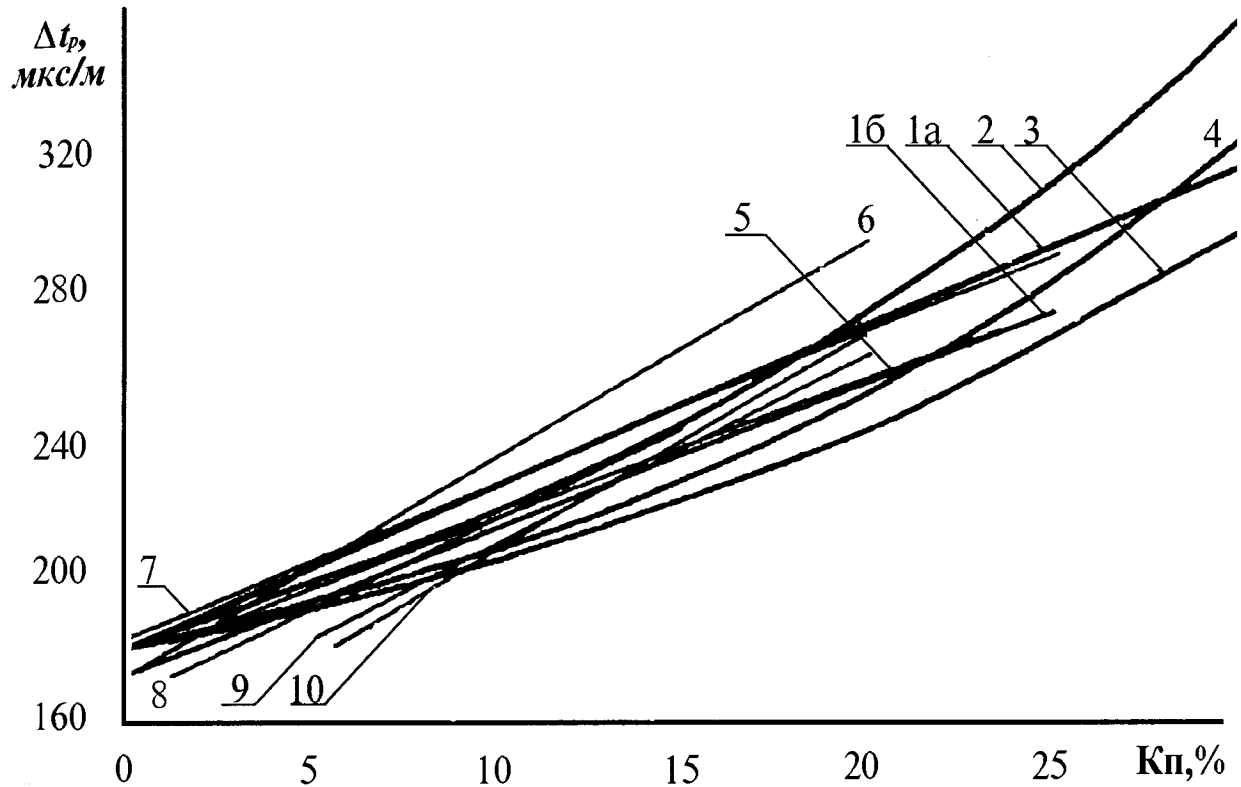


Рис. 1. 2. Співставлення теоретичних залежностей між Δt_p і K_p (криві 1-4) [89, 91, 96, 98] з експериментальними залежностями (криві 5-10), отриманими для колекторів нафтогазових родовищ СНД [14]

Тому вибір якогось із цих рівнянь, для опису моделі колектора, є швидше питанням надання переваг дослідником якомусь із них, ніж явно доведеним явищем. Застосування нелінійних рівнянь тим більше обґрунтовано, чим більше форма пор і зерен відрізняється від ізометричної [91].

У роботі [85] показано, що гетерогенність середовища порушується, якщо відношення довжини хвилі λ до розміру d пор (і зерен) стає меншим 128. Якщо $\lambda/d = 8$, то $\Delta t_p = \Delta t_{ск}$, тобто в середовищі з рідко розташованими порами і кавернами велика частина енергії хвилі поширюється по скелеті породи, минаючи пори і каверни. На частоті АК, рівній 20 кГц , середній розмір таких пор і каверн дорівнює 1,5 мм. Нижня оцінка Δt_p у породі з кавернами складає:

$$\Delta t_p \geq \Delta t_{ск} \left(1 + \frac{K_{n.кав}}{2} \right), \quad (1.11)$$

де $K_{n.кав}$ - ємність каверн;

Δt_p - інтервальний час у породі такої ж пористості, але без каверн.

Із (1.11) випливає, що пористість кавернозних порід, яка визначена за допомогою рівнянь (1.1-1.7), занижена на $K_{n.кав}/2$. Зіставляючи повну пористість порід, розраховану незалежним способом за матеріалами методів геофізичних досліджень свердловин, або визначену на керновому матеріалі, її значення по акустичному каротажі можна оцінити до 1/2 кавернозної пористості. Загальна пористість порово-тріщинуватих порід розраховується за допомогою рівнянь, запропонованих для порід із міжзерною пористістю.

Враховуючи те, що властивості гетерогенних середовищ (при малих розмірах зерен і пор та їх великою кількістю) визначаються концентраціями окремих фаз та формою і ступенем їх зв'язку, а при невеликих різницях у пружних властивостях і густині фаз форма границь практично немає значення, то використання інтервального часу для інтерпретації мало обґрунтовано. Рідко і нерівномірно розміщені, у порівнянні з довжиною пружної хвилі, тріщини і каверни не відповідають умовам гетерогенного середовища, тому для визначення його ємнісних властивостей потрібно використовувати інші залежності, ніж такі, як для порід з міжзерною пористістю. Тому використання для інтерпретації інтервального часу повздожньої хвилі виявляється не завжди ефективним.

1.2. Визначення коефіцієнта пористості порід за даними інтервального часу поперечної хвилі

У літературі [55, 66] відзначається важлива перевага застосування Δt_s для визначення пористості – незалежність результатів від типу флюїду, що заповнює пори. Вірогідність запропонованих рішень вимагає, мабуть, серйозної перевірки.

У роботі [14] вказується на їхню суперечливість: одні дослідники припускають існування лінійного зв'язку між Δt_s і K_n , а інші - між V_s і K_n

В одній із перших робіт пропонується знаходити пористість порід із використанням видозміненого рівняння середнього часу (1.1), у якому член $\Delta t_\phi K_n$ замінений на $m\Delta t_s K_n$ [66]:

$$K_n = \frac{(\Delta t_s - \Delta t_{sck})}{(m-1)\Delta t_{sck}}, \quad (1.12)$$

де Δt_{sck} - інтервальний час розповсюдження поперечної хвилі в мінералогічному скелеті породи.

На думку авторів, значення структурного коефіцієнта m дорівнює 4, що описує шлях поширення поперечної хвилі навколо пор по мінералогічному скелету породи. У більш пізній роботі [55] Маслініковим В.І. та Струковим О.С. встановлено, що значення m змінюється від 2,8 до 4. У ній автори, намагаючись перевірити застосування рівняння (1.11) на матеріалах іншого району робіт (Оренбурзька область), одержали кореляційне рівняння:

$$\Delta t_s = 268,5 + 491,5K_n, \quad (1.13)$$

де Δt_s виражено в мкс/м, K_n - у долях.

Вони прийшли до висновку, що на зв'язок між Δt_s і K_n помітно впливає тріщинуватість. Спільне використання значень загальної пористості, знайдених незалежним способом і встановлених по Δt_s , дозволяє встановити структуру порового простору, розмір тріщинної пористості і переважної орієнтації тріщин.

Огляд робіт, присвячених темі визначення пористості по вимірюваних значеннях швидкості S хвилі, виконаний у статті [95]. У ній приведені рівняння, встановлені різними авторами в різні роки, але доволі подібні один до одного.

Вони встановлюють лінійну залежність V_S від K_n і об'ємної глинистості порід:

$$V_S \left(\frac{\text{км}}{\text{с}} \right) = 3,7 - 6,3K_n - 2,1K_{2n}, [97] \quad (1.14)$$

$$V_S \left(\frac{\text{км}}{\text{с}} \right) = 3,89 - 7,07K_n - 2,04K_{2n}, [87] \quad (1.15)$$

$$V_S \left(\frac{\text{км}}{\text{с}} \right) = 3,52 - 4,91K_n - 1,89K_{2n}, [90] \quad (1.16)$$

де K_n і K_{2n} виражені в долях.

Дві наступні залежності - більш складні. Одна з них пов'язує модуль зсуву порід ($G = \sigma V_S^2$, де σ - загальна щільність) із пористістю [94]:

$$G = 42,65 \left(1 - 3,48K_n + 2,19K_n^2 \right), \quad (1.17)$$

де G виражено в ГПа, K_n - у долях.

Інша залежність запропонована Krief et. al. [92] і нагадує залежність (1.8), що пов'язує V_p і K_n :

$$V_S^2 = \left(\frac{\sigma_{ск}}{\sigma} \right) V_{Sск}^2 (1 - \beta), \quad (1.18)$$

де β визначається виразами (1.9) і (1.10).

Результати співставлень значень пористості, визначених за даними інтервального часу (швидкості поширення) поперечної хвилі, дуже близькі до таких, які отримані за матеріалами РК і інших методів ГДС (із використанням програми ELAN фірми Halliburton) [95], що деякою мірою підтверджує вірогідність визначень і право на життя нового способу визначення K_n .

Із проаналізованого видно, що рівняння 1.12 – 1.13 та 1.14 – 1.16 не

суперечать одне одному. Але потрібно звернути увагу на те, що зв'язок $V_S=f(K_n)$ буде нелінійним, на що вказує відоме співвідношення $\Delta t_S=1/\Delta L V_S$, де ΔL – база акустичного зонда.

Вимірювання інтервального часу поперечної хвилі на сьогодні практично не проводиться. Але при наявності таких даних отримання кількісних значень коефіцієнта пористості вимагає значної колекції зразків з міжзерновою пористістю для встановлення рівняння регресії або оцінки коефіцієнта, що описує шлях поширення поперечної хвилі навколо пор. Для тріщинуватих, кавернозних, низькопористих колекторів використання результатів вимірювання інтервального часу поперечної хвилі для кількісного визначення пористості є необґрунтованим. Очевидно, що додаткове використання акустичного сигналу для одержання вимірювальної інформації про характеристики гірських порід досить актуальне [14, 18, 37, 76].

Як інформативний параметр рекомендують використовувати величину затухання повздовжніх і поперечних хвиль [3, 12, 19, 26, 31, 33, 45, 63] у вигляді логарифмічного декременту затухання:

$$\alpha_{P1,S} = \frac{1}{\Delta L} \ln \frac{A_{P1,S}}{A_{P1,S}^1}, \quad (1.19)$$

де ΔL - база акустичного зонда (відстань між однойменними елементами - приймачами або випромінювачами);

$P1, S$ - індекси, які відповідають повздовжнім хвилям I-го роду (відповідно S - поперечним);

$A-A^1$ - амплітуди, зареєстровані відповідно ближнім і дальнім (відносно випромінювача) приймачем.

Згідно теорії Френкеля - Біо - Ніколаєвського [60, 86] величина затухання повздовжніх і поперечних хвиль у колекторах на частотах порядку десятків кілогерц тим вища, чим більша пористість насиченого середовища

$$\alpha_{P1,S} \approx \mu \frac{K_n^2}{a_0} f(\rho_0, \rho_1, \rho_2, \beta), \quad (1.20)$$

де μ - в'язкість флюїду;

K_n - коефіцієнт пористості незбуреного середовища;

a_0 - фільтраційний опір середовища, пропорційний проникності;

$\rho_{0,1,2}$ - щільності середовища, скелету і флюїду відповідно;

β - узагальнена стискуваність середовища.

Крім того, за величиною затухання пропонується визначати тип колектору. У роботі [15] вказується на можливість розподілу колекторів на три класи за величиною α_{P1} :

перший – теригенні і карбонатні породи із міжзерною пористістю, неглинисті, нетріщинуваті – їм відповідають “низькі” значення α_{P1} ;

другий – глинисті колектори, ускладнені горизонтальними тріщинами і тріщинами з нахилом значної розкритості, яким відповідають “середні” значення α_{P1} ;

третій – породи з “високим” затуханнями повздожньої хвилі (з інтерпретації їх пропонується виключити зовсім).

Отже, декремент затухання використовують чисто на якісному рівні. Як вже підкреслювалося, що для складнобудованих колекторів шляхи проходження сигналів ближнього і дальнього зондів настільки відрізняються, що реалізувати диференційний метод вимірювання, при використанні якого і здійснюється вимірювання декременту затухання, неправомірно [18, 77].

Разом з тим на сьогодні відомі деякі роботи, пов'язані з використанням додаткових параметрів акустичного сигналу, а саме фазокореляційних діаграм і миттєвих амплітуд [2, 12, 31, 34, 40, 80], та параметрів хвилі Лемба - Стоуна [42, 94]. Щодо фазокореляційних діаграм, то слід відмітити, що вони використовуються для якісної оцінки параметрів гірських порід, хоча є роботи [80], де показана можливість, за їхніми даними, визначати кут нахилу пласта.

Згідно літературних джерел [42, 41, 48, 49] параметри хвилі Лемба - Стоуна використовують для виділення проникних горизонтів і оцінки коефіцієнта

проникності. Але слід зазначити, що з запропонованою методикою визначення коефіцієнта проникності, ряд авторів не погоджується, хоча і не заперечують [14, 24, 79]. Отже, потрібно констатувати, що це питання знаходиться на стадії розробки.

Стан розробок і використання вітчизняних приладів АК змінився у 90-ті роки після появи на Україні цифрової обчислювальної техніки, яка проводила оцифровку аналогових сигналів, отриманих із свердловинного приладу. Численні спроби модернізації приладів попереднього покоління (АКВ-1, АКШ, АК-4, МАК-5, АК-П і ін.) з метою цифрової реєстрації повних хвильових пакетів не знаходять широкого використання, що пов'язане, як нами вже згадувалося, з проблемами розділення хвильових пакетів на типи хвиль [4, 38, 76] та надійністю визначення початку хвильової картини [77]. Хоча на даний час відомі окремі типи апаратури для реєстрації динамічних параметрів акустичного сигналу, мова про які буде йти далі. До такої апаратури слід віднести апаратуру серії ВПАС (вимірювач параметрів акустичних сигналів). Згадана апаратура реєструє як кінематичні характеристики, так і динамічні параметри повздовжньої та поперечної хвиль, а також інтегральний динамічний параметр – сумарну амплітуду акустичного сигналу. Алгоритм реєстрації динамічних параметрів реалізовується при умові чіткої (правильної) точки відліку хвильової картини [18]. Але слід зазначити, що вона знаходиться на стадії впровадження (випущена мала серія), хоча нею виконаний великий обсяг робіт у Західному і Східному Сибіру, Узбекистані, Передкарпатському прогині. Власне дана дисертаційна робота присвячена розробці основних методичних прийомів визначення ємнісних властивостей порід-колекторів, за даними динамічних параметрів визначених після обробки хвильових картин, реєстрація яких проведена у цифровій формі, або виміряних безпосередньо апаратурою типу ВПАС. Слід зазначити, що обробка хвильових картин, зареєстрованих у цифровій формі, здійснюється на сьогодні з метою відбору одного (кількісного) параметру - Δt_p [61] і не позбавлена недоліків визначення його серійною апаратурою. Алгоритми визначення згаданого параметру, при обробці акустичного сигналу на ПЕОМ (найбільш

розповсюджені програми обробки *Exsta, Case*), базуються на таких, що запропоновані та впроваджені у серійній апаратурі, хоча дають можливість ручного коректування, яке забирає досить багато часу.

Не дивлячись на це, у Росії майже одночасно були випробувані декілька типів приладів АК з антенами приймачів для дослідження розрізів відкритих і обсаджених свердловин [24, 58, 68], акустичної цементометрії [51, 59], і АК-сканерів [70].

Провівши історично – аналітичний огляд вивченості проблеми дослідження свердловин методом акустичного каротажу, необхідно зазначити, що у випадку порушення гетерогенності порід-колекторів, що спостерігається у практиці часто, результатів вимірювання інтервального часу для інтерпретації недостатньо. Визначення коефіцієнта пористості у складнобудованих розрізах за даними акустичного каротажу, який є основним методом для вирішення даної задачі, ускладнене в зв'язку з недосконалістю аналогової апаратури і методичного забезпечення. Отже, недосконалість відбору вимірювальної інформації, неадекватність розроблених теоретичних моделей реальним процесам формування акустичних сигналів призводить до похибок визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів. Очевидно, що додаткове використання акустичного сигналу, а саме динамічних параметрів, які його характеризують, для отримання інформації про характеристики гірських порід досить актуальне. Проте їхнє використання можливе при підвищенні надійності виділення початку відліку хвильової частини сигналу. Отже, для досягнення поставленої мети потрібно вирішити наступні задачі:

1. Підвищити надійність пошуку та виділення початку відліку хвильової картини.

2. Розробити та обґрунтувати модель процесів формування акустичного сигналу з врахуванням стаціонарних потоків флюїду в поровому просторі та впливу коливань флюїду у порах порід-колекторів.

3. Встановити основні чинники, що впливають на динамічні параметри акустичного сигналу;

4. Розробити підходи до оцінки якості середніх коливних швидкостей повздожньої та поперечної пружних хвиль, сумарної амплітуди акустичного сигналу;

5. Виявити наявність зв'язків динамічних параметрів з ємнісними властивостями гірських порід;

6. Встановити закономірності зміни пружних хвиль у породах-колекторах різної пористості;

7. Розробити методичні підходи до виділення порід-колекторів та визначення їх ємнісних властивостей за даними динамічних параметрів акустичного сигналу.

Саме вирішення цих питань є предметом досліджень даної роботи.

РОЗДІЛ 2

ПРОБЛЕМИ ВИДІЛЕННЯ ТА ВІДБОРУ ПЕРШОГО ВСТУПУ АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Даний розділ дисертаційної роботи стосується проблеми підвищення надійності та точності вимірювання параметрів акустичного сигналу [37, 77].

Як вже зазначалося, акустичний сигнал має складну структуру [12, 31, 63]. З нього виділяють повздовжню, поперечну хвилі, гідрохвилю (що розповсюджується по буровому розчину), а також низькочастотні пружні коливання стінок свердловини, які за аналогією коливань тонких пластинок називають хвилями Лемба – Стоуна (рис.1.1) [18, 42, 72, 75].

Слід зазначити, що на сьогодні метод АК з використанням Δt_p є основним при оцінці коефіцієнта пористості. Програмна продукція для визначення першого вступу (Exsta, TLS 19/96 (Case)) при цифровій реєстрації хвильових картин також не задовольняє оперативності інтерпретації, оскільки вимагає суттєвого ручного втручання, що забирає багато часу. Всі інші характеристики акустичного сигналу практично не використовувалися через трудність розкладу його на прості складові [4, 17, 76, 77], що пов'язано з нечітким визначенням першого вступу і як результат – відсутність методик оцінки геологічних параметрів за даними акустичних хвильових полів.

Для підвищення ефективності акустичного каротажу очевидна необхідність використання для відбору інформації всього акустичного сигналу. Проте його використання можливе при підвищенні надійності виділення початку відліку хвильової частини сигналу. Ця проблема поставлена давно [98]. Для її вирішення нами запропонований алгоритм автоматичного регулювання часового вікна очікування – появи першого вступу [77].

2.1. Пошук, виділення та відбір початку відліку хвильової частини акустичного сигналу

2.1.1. Ознаки першого вступу

Важливою є проблема означення поняття “першого вступу”, тобто характерної точки на акустичному сигналі, яку приймають за початок відліку. Звернемо свою увагу на те, що таке “перший вступ” коливного сигналу і за якими ознаками його можна відрізнити від інших елементів цього ж сигналу. У літературі до 1984 р. [18] не знаходимо означення терміну “перший вступ” коливного сигналу, хоча ним користуються у багатьох працях [12, 22, 25, 31, 32, 63]. У перших роботах, присвячених вимірюванню швидкостей звуку, вважалося, що початком відліку хвильової картини є момент часу t_i , коли напруга сигналу досягає деякого порогового значення U_d (рис.2.1 а). Таким способом виділяється “перший вступ” коливного сигналу у програмних продуктах для визначення Δt_p , а також у деякій сучасній апаратурі дослідження свердловин акустичними методами [74]. При такому означенні початку відліку маємо просту технічну реалізацію (амплітудний дискримінатор). Але такий спосіб не є достатньою ознакою, що саме у цей момент сигнал досягнув приймача. Момент перевищення коливань сигналом заданого порогу залежить від багатьох факторів, і передусім від загальної потужності прийнятого сигналу. Для обчислення інтервального часу такий спосіб виділення першого вступу повздожної хвилі дає помилку в 10 – 20 мкс [18], що адитивне похибці визначення коефіцієнта пористості 2,5 ÷ 5 %.

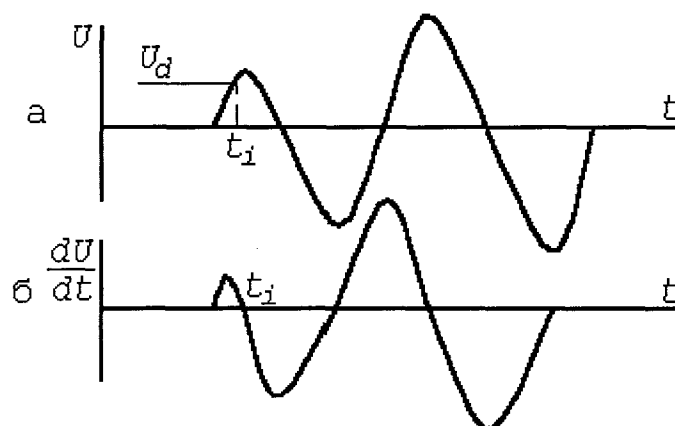


Рис. 2.1. Ілюстрація виділення моментів появи екстремумів коливного сигналу

Більш надійним для виділення першого вступу є така ознака сигналу, як

максимум амплітуди. Нами пропонується вважати першим вступом момент часу появи першого екстремуму, коли похідна акустичного сигналу дає перший нуль (рис.2.1 б). Безперечно, виділення цього моменту технічно та програмно складніше від звичайної амплітудної дискримінації сигналу. Але для вирішення геологічних задач таке ускладнення може бути виправданим.

Через лінію зв'язку (каротажний кабель), окрім коливного сигналу в наземну частину апаратури, поступає сигнал від імпульсів запуску випромінювачів, імпульсів, що утворилися при спрацюванні випромінювачів, а також шуми, обумовлені тертям і ударами глибинного приладу до стінок свердловини. Тому коливний сигнал має компоненти синхроімпульса, шумів і акустичного хвильового сигналу.

2.1.2. Вибір інтервалу очікування першого вступу

На коливному сигналі спостерігаються набір коливань, серед яких коливання у момент часу t_i , має бути прийняте початком відліку хвильової частини акустичного сигналу (в подальшому просто акустичного сигналу). Часовий інтервал від моменту спрацювання випромінювача t_0 , що реєструється, як поява спеціального синхроімпульсу до моменту t_i початку відліку трактується, як параметр t_1 (ближнього зонда), або t_2 (дального зонда), які є характеристиками гірських порід (характеризують швидкість розповсюдження повздовжньої хвилі по породі в інтервалі між випромінювачем і приймачем).

Щоб уникнути впливу шумів на формування інтервалу t_1 , на деякий інтервал часу τ блокують вхід, по якому завершується формування інтервалу часу t_1 . Тривалість інтервалу блокування τ має бути не більшою від мінімального значення $t_{1\text{мін}}$, яке можливе для гірських порід.

Оскільки у гірських породах час розповсюдження хвилі t_1 змінюється приблизно від 200 до 1500 мкс, то виникає проблема завадостійкості пошуку і виділення найбільш імовірної появи імпульсу початку відліку хвильової картини. Для автоматичного пошуку імпульсу початку відліку нами запропонований

алгоритм (система), з так званим змінним по тривалості вікном пошуку. На сьогодні відомі декілька розробок системи формування змінного вікна [18, 74]. Один з варіантів такої системи застосований в апаратурі АНК-М. Проте її функціонування виявилось не ефективним, що обумовлено недосконалими схемними рішеннями.

Нами пропонується алгоритм автоматичного пошуку та виділення першого вступу акустичного сигналу [77]. Розглянемо його детальніше. Про імпульсний потік $X(t)$ відомо, що перший вступ t_1 може появитися в інтервалі часу від 200 до 1500 мкс після моменту появи синхроімпульсу t_0 . Ще важливішими є апіорні відомості про момент $t_{i(j+1)}$ появи першого вступу наступної $(j+1)$ -шої хвильової картини. Імовірність $P(t_{i(j+1)} - t_{0(j+1)} = \tau_{(j+1)})$ появи часового інтервалу $t_{i(j+1)} - t_{0(j+1)} = \tau_{(j+1)}$ розподілена за нормальним законом з математичним сподіванням $[\tau] = t_i - t_0$ (рис.2.2)

$$P(t_{i(j+1)} - t_{0(j+1)} = \tau) = \frac{1}{2\pi\sigma} \exp\left(-\frac{(\tau_{(j+1)} - \tau_j)^2}{2\sigma^2}\right), \quad (2.1)$$

де σ^2 — дисперсія випадкової величини $(\tau_{(j+1)} - \tau_j)$, яка повинна оцінюватися експериментально в конкретних умовах. Вона, як правило, має величину 3-5 мкс.

Імпульсні завади достатньо вважати некорельованими ні з сигналом, ні між собою, а ймовірність їх появи розподілена за законом Пуасона [21]

$$P_{\infty}(\Delta t) = P_{N \geq 1}(\Delta t) = \sum_{N \geq 1} \frac{(n\Delta t)^N}{N!} \exp(-n\Delta t) = 1 - \exp(-n\Delta t), \quad (2.2)$$

де N — кількість шумових імпульсів за інтервал часу Δt ; n — параметр, що має зміст потужності шуму.

Відповідно ймовірність появи сигналу за цей же інтервал часу Δt :

$$P_c(\Delta t) = \int_{\tau_j - \frac{\Delta t}{2}}^{\tau_j + \frac{\Delta t}{2}} \frac{1}{2\pi\sigma} \exp\left(-\frac{(\tau_{(j+1)} - \tau_j)^2}{2\sigma^2}\right) d\tau_j. \quad (2.3)$$

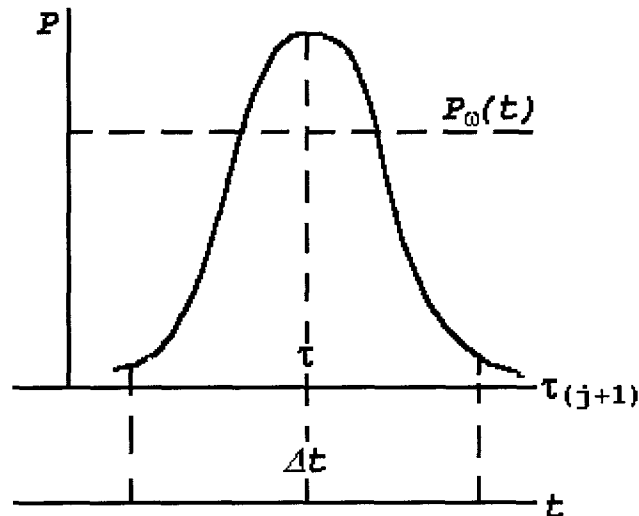


Рис.2.2. Розподіл імовірностей появи першого вступу

Із цих двох виразів видно, що співвідношення сигнал – шум покращується при зменшенні Δt . Проте при $\Delta t \leq t_{(i+1)} - t_i$ втрачається здатність автоматичного пошуку першого вступу. Тому на етапі пошуку і виділення моменту появи першого вступу обмежимося умовою:

$$\Delta t_{\text{пошуку}} \geq (t_{(i+1)} - t_i)_{\text{max}}. \quad (2.4)$$

2.1.3. Алгоритм пошуку та виділення моментів появи першого вступу акустичного сигналу

Із проаналізованого можна зробити висновок, що алгоритм пошуку та виділення моментів появи першого вступу складається з ключа, вимірювача часових інтервалів із зміщеним нулем $Q_j = k_0 \tau_j - Q_0$, формувача імпульсів тривалістю $\tau_j - Q_0/k_0$ з початком імпульсу в момент $t_{0(j+1)}$, формувача часових інтервалів $\tau_{(j+1)} = t_{i(j+1)} - t_{0(j+1)}$ (рис.2.3).

Розглянемо роботу алгоритму. Нормально ключ розімкнений. На виході вимірювача часових інтервалів маємо цифру Q_j , яка пропорційна інтервалу τ_j .

Нуль вимірювача зміщений на величину Q_0 . Синхроімпульс потоку $X_0(t)$ в момент $t_{0(j+1)}$ одночасно запускає формувач часового інтервалу $\tau_{(j+1)}$ і формувач сигналу управління ключем.

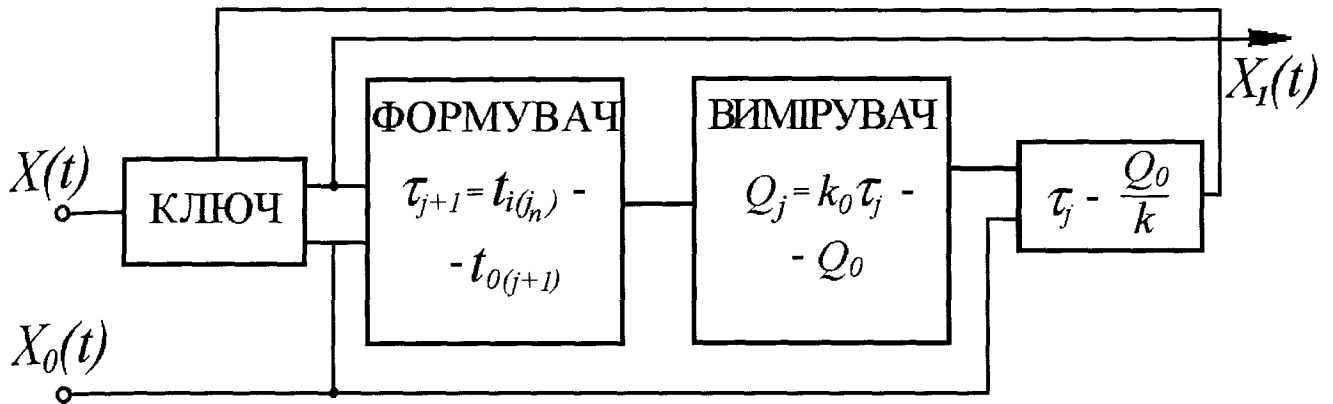


Рис. 2.3. Алгоритм пошуку та виділення моментів появи першого вступу

Останній представляє собою генератор лінійно наростаючих чисел $Q(t)$, які порівнюються з вихідним числом Q_j вимірювача часових інтервалів τ_j . У момент рівності $Q(t) = Q_j$ подається команда на керуючий вхід ключа. У цей момент ключ починає пропускати інформаційний сигнал. З рівності $Q(t) = Q_j$ знаходимо момент часу t , коли потрібно подати команду на відкриття ключа, а власне:

$$Q(t) = kt = Q_j = k_0 \tau_j - Q_0, \quad (2.5)$$

де k і k_0 – масштабні коефіцієнти формувача і вимірювача відповідно.

Тепер знаходимо момент часу t подання команди на ключ (замкнення ключа):

$$t = \tau_j \frac{k_0}{k} - \frac{Q_0}{k}. \quad (2.6)$$

Початком відліку часу тут служить $(j+1)$ -й синхроімпульс (момент $t_{0(j+1)}$). Але нас цікавить ширина вікна Δt перед найімовірнішою появою моменту часу $t_{0(j+1)}$, тобто:

$$\Delta t = \tau_{(j+1)} - t = \frac{Q_0}{k} - \tau_j \left(1 - \frac{k_0}{k}\right). \quad (2.7)$$

Якщо масштабні коефіцієнти k і k_0 вибрати однаковими, то інтервал Δt не буде залежати від значення τ_j і буде постійним $\Delta t = Q_0/k = \text{const}$.

У процесі пошуку першого вступу хвильової картини можуть бути різноманітні ситуації. Чим ширше вікно Δt по відношенню до періоду коливань $T_{ij} = t_{(i+1)j} - t_{ij}$, тим швидше алгоритм (система) знайде момент появи першого вступу $t_{i(j+1)}$. Але з іншого боку, чим ширше вікно Δt , тим більша ймовірність збою його шумами. Тому доцільно при запуску алгоритму чи в момент збою його роботи, щоб ширина вікна Δt була великою і зменшувалася до величини $\Delta t \geq t_{(i+1)(j+1)} - t_{i(j+1)}$.

Таку умову зміни $\Delta t(t)$ задовільняє вимірювач часових інтервалів, побудований за принципом усереднення за функцією ваги. Такий вимірювач вигідно поєднати з формувачем вікна $\Delta t(t)$. Він складається (рис.2.4) із пам'яті Q_j , формувачів сигналів q_j , q_0 і q_j^* , генератора лінійнонаростаючих чисел $Q(t)$, алгоритму порівняння.

Починаючи з моменту t_{0j} формуються сигнали $q_j = a \tau_j$, $q_0 = \text{const}$, $q_j^* = bQ$, a і b – постійні коефіцієнти. Сигнал q_j поступає на вхід “+” (запам'ятовування), а сигнали q_0 , q_j^* на вхід “-” (забування). У пам'яті нагромаджується кількість сигналу Q_j , яка порівнюється з лінійно наростаючим числом $Q(t)$. У момент, коли $Q(t) = Q_j$, формується команда, яка подається на керуючий вхід ключа. В результаті приходу j — тої картини кількість сигналу в пам'яті Q_j змінюється на величину:

$$\Delta Q_j = a\tau_j - q - bQ_j. \quad (2.8)$$

Розв'язок цього різницевого рівняння має вигляд:

$$Q_j = \left(\frac{a}{b} \bar{\tau} - q_0 \right) \left[1 - (1-b)^{(j-1)} \right] + Q_0 (1-b)^j. \quad (2.9)$$

По відношенню до моменту часу $t_{i(j+1)}$ появи першого вступу $(j+1)$ – шої хвильової картини формується вікно:

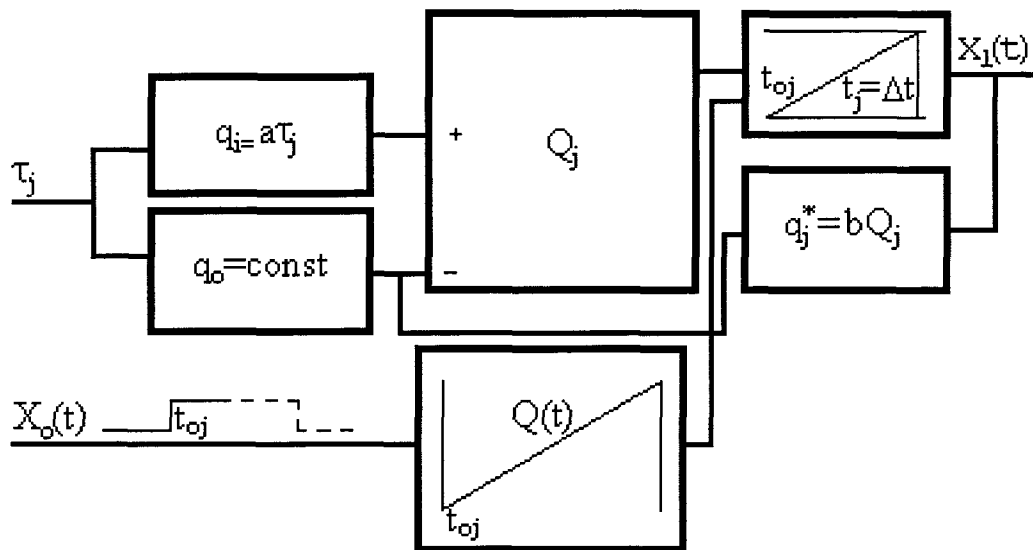


Рис. 2.4. Вимірювач часових інтервалів побудований за принципом усереднення за функцією ваги

$$\Delta t_{(j+1)} = \tau_{(j+1)} + \frac{a}{b} q_0 - \bar{\tau} \left(\frac{a}{b} q_0 + \bar{\tau} \right) (1-b)^{(j-1)} - Q_0 (1-b)^j. \quad (2.10)$$

Оскільки у стандартній ситуації $\tau_{(j+1)} \cong \tau$, а $Q_0 = 0$, то:

$$\Delta t_{(j+1)} = \frac{a}{b} q_0 + \left(\bar{\tau} + \frac{a}{b} q_0 \right) (1-b)^{(j-1)}. \quad (2.11)$$

Із зростанням j ширина вікна прямує (зменшується) до величини :

$$\Delta t = \frac{a}{b} q_0 = \text{const}. \quad (2.12)$$

Те, що в момент пошуку першого вступу виконується умова $\Delta t_{(j+1)} > \Delta t$, то

пошук першого вступу суттєво прискорюється.

2.1.4. Підвищення надійності правильного відбору першого вступу

Підвищення надійності правильного відбору першого вступу полягає у використанні для відбору ознаки першого вступу повздожної хвилі малого (меншого за період коливачь), але достатнього для відслідкування градієнту швидкості поширення пружних коливачь на даному регіоні, “вікна” відбору і заборони формування тих елементів сигналу, ознака початку відліку яких вибрана не вірно. Це робиться наступним чином. Відомими вищеописаними методами проводиться пошук і виділення ознаки, причому ширина вікна виділення задовільняє умові автоматичного пошуку початку відліку (2.4). При цьому формується мале вікно відбору, якщо ознака моменту початку появи пружної хвилі виділена вірно. В протилежному випадку алгоритм одержує команду на пришвидшений пошук ознаки розширеним дозволяючим вікном. Якщо ознака початку відліку пружної хвилі виділена вірно, то вона потрапляє у сформоване на другому етапі мале вікно відбору і подається команда для обчислення інформаційних елементів сигналу.

В результаті уточнені часові інтервали при збоях можуть відрізнятися від істинних на інтервал часу $\pm \Delta t$.

2.2. Виділення та відбір першого вступу поперечної хвилі

У даному випадку важливим є означення поняття “першого вступу” поперечної хвилі, тобто характерної точки на акустичному сигналі. Звернемо свою увагу на те, що таке “перший вступ” поперечної хвилі коливного сигналу і за якими ознаками його можна відрізнити від інших елементів цього ж сигналу. У роботі [12] вважалося, що початком відліку поперечної хвилі є момент часу t_i^S , коли напруга сигналу досягає деякого порогового значення U_d . Виділений таким способом “перший вступ” поперечної хвилі є неправильним, адже в результаті

нелінійних перетворень акустичного сигналу, особливо у високопористих і тріщинуватих колекторах, так званий “хвіст” вторинної (генерованої) повздожньої хвилі накладається на початок поперечної [36].

Для достовірного визначення першого вступу поперечної хвилі потрібно використати всю наявну інформацію про повздожню хвилю. Нами пропонується алгоритм визначення початку поперечної хвилі, який ґрунтується на використанні всієї наявної інформації про повздожню хвилю. Отже, вхідними даними повинні бути:

- t_1, t_2 – час пробігу повздожньої хвилі відповідно від першого та другого випромінювачів до приймача;

- f_1^p, f_2^p – переважаюча частота повздожньої хвилі відповідно в першому та другому каналах (від першого та другого випромінювача).

2.2.1. Алгоритм виділення та відбору

Алгоритм визначення першого вступу поперечної хвилі включає в себе три етапи. На першому етапі, згідно даних про співвідношення швидкостей повздожньої та поперечної пружних хвиль [3, 7, 12], визначаємо орієнтовний час пробігу початку поперечної хвилі:

$$t_1^s = \sqrt{3}t_1 \quad (t_2^s = \sqrt{3}t_2),$$

де t_1^s, t_2^s - час пробігу поперечної хвилі відповідно від першого та другого випромінювачів до приймача.

Другий етап передбачає визначення періодів 3-х коливань починаючи з часу $t_1(t_2)$ та $t_1^s(t_2^s)$ (рис.2.5).

$$T_1^p = \frac{\sum_{n=1}^3 T_{1n}}{3}, \quad T_1^s = \frac{\sum_{n=1}^3 T_{1n}^s}{3}, \quad f_1^p = \frac{1}{T_1^p}, \quad f_1^s = \frac{1}{T_1^s} \text{ - для першого каналу;}$$

$$T_2^p = \frac{\sum_{n=1}^3 T_{2n}}{3}, \quad T_2^s = \frac{\sum_{n=1}^3 T_{2n}^s}{3}, \quad f_2^p = \frac{1}{T_2^p}, \quad f_2^s = \frac{1}{T_2^s} \text{ - для другого каналу.}$$

Третій етап передбачає власне пошук часових інтервалів $t_1^s(t_2^s)$, що

проводиться наступним чином. Проводимо визначення та уточнення частот f_1^s, f_2^s для першого та другого каналів поперечної хвилі.

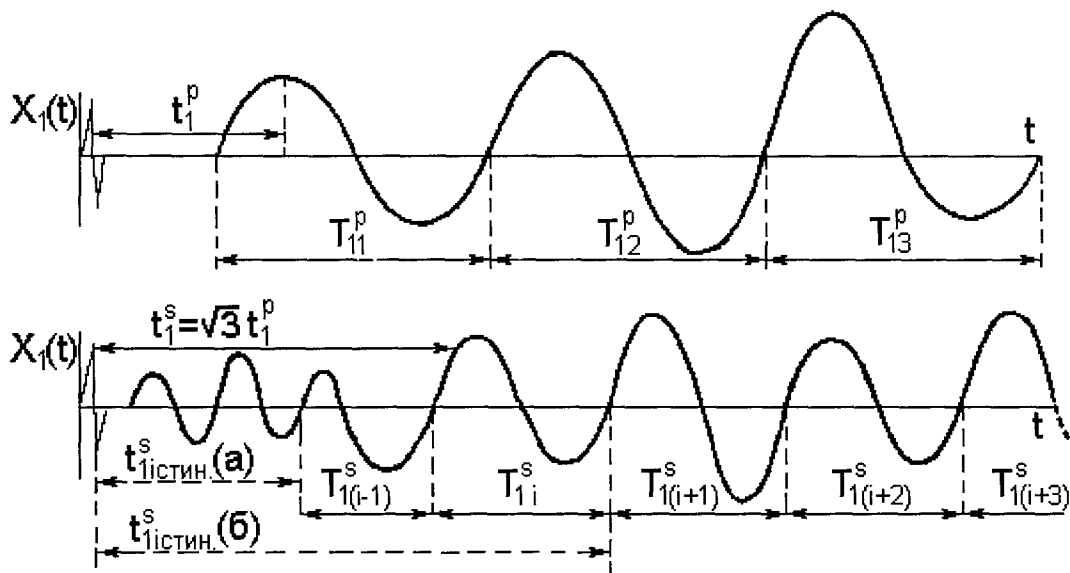


Рис. 2.5. Ілюстрація принципу визначення першого вступу поперечної хвилі
(а – другий варіант описаний в п.3; б – перший варіант описаний в п.3)

Повинно виконуватися правило рівності періодів: коливання, які належать до одного типу хвиль, можуть відрізнятися по періоду (частоті) не більше, ніж на задану величину. Дана величина повинна задаватися оператором, а по замовчуванню бути рівною $\pm 10\%$.

На часовому відрізку $t_1^s + T_{1i}^s + T_{1(i+1)}^s + T_{1(i+2)}^s$ проводимо порівняння періодів між собою. Можливі три варіанти:

- для T_{1i}^s не виконується умова рівності періодів в порівнянні з $T_{1(i+1)}^s$ та $T_{1(i+2)}^s$, які між собою відрізняються не більше, ніж на величину задану оператором для правила рівності періодів (по замовчуванню $\pm 10\%$). Переходимо на наступний період $T_{1(i+1)}^s$, а T_{1i}^s залишаємо як помилковий. Знову проводимо порівняння 3-х періодів з врахуванням доданого періоду $T_{1(i+1)}^s + T_{1(i+2)}^s + T_{1(i+3)}^s$. Якщо вони задовольняють правило рівності періодів, то вважаємо, що вони належать до S - хвилі і істинне значення $t_{1\text{істин.}}^s$ буде рівним часу початку першого періоду, який задовольняє умову рівності періодів, тобто, в конкретному випадку $t_{1\text{істин.}}^s = t_1^s + T_{1(i+1)}^s$. Якщо умова рівності періодів знову не виконується, то переходимо на наступний період $T_{1(i+4)}^s$ і проводимо операцію порівняння з

початку. Проводимо кількість переходів до досягнення рівності періодів, або до максимально можливого проміжку часового інтервалу. Часовий інтервал переходу на наступні періоди обмежується часом вступу гідрохвилі (хвилі Лемба-Стоуна), а саме часом:

$$t_{\max} = l * 650,$$

де l – розмір зонда в м (для зонда СПАК-6(8) для першого каналу $l=1,2$ м, для другого каналу $l=1,6$ м). l – задається оператором.

- для $T_{1(i+2)}^s$ не виконується умова рівності періодів в порівнянні з T_{1i}^s та $T_{1(i+1)}^s$, які між собою відрізняються не більше, ніж на величину задану оператором для правила рівності періодів (по замовчуванню $\pm 10\%$). Переходимо на попередній період $T_{1(i-1)}^s$, а $T_{1(i+2)}^s$ залишаємо як помилковий. Проводимо порівняння 3-х періодів з врахуванням добавленого періоду $T_{1(i-1)}^s + T_{1i}^s + T_{1(i+1)}^s$. Якщо вони задовольняють правило рівності періодів, то вважаємо, що вони належать до S- хвилі, а істинне значення $t_{1\text{істин.}}^s$ буде рівним часу початку першого періоду, який задовольняє умову рівності періодів, тобто в конкретному випадку $t_{1\text{істин.}}^s = t_1^s - T_{1(i-1)}^s$. Якщо умова рівності періодів знову не виконується, переходимо на наступний попередній період $T_{1(i-2)}^s$ і проводимо операцію порівняння з початку. Проводимо кількість переходів до досягнення рівності періодів, або до максимально можливого проміжку часового інтервалу. Часовий інтервал переходу на попередні періоди обмежується мінімальним часом вступу поперечної хвилі, а саме часом:

$$t_{\min} = 1,65 * t_1 \text{ – для першого каналу;}$$

$$t_{\min} = 1,65 * t_2 \text{ – для другого каналу.}$$

З проаналізованого видно, що поперечну хвилю потрібно шукати в інтервалі часу:

$$t_{\min} < t_{1\text{істин.}}^s < t_{\max}$$

- якщо не виконується правило рівності всіх періодів, які знаходяться у вікні поперечної хвилі, то проводимо аналіз періодів в дві сторони: в сторону зменшення t_1^s (t_2^s) до t_{\min} та в сторону збільшення до t_{\max} . Якщо проаналізовані

періоди задовольняють правило рівності періодів, то вважаємо, що вони належать до S – хвилі, а істинне значення $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$) буде рівним часу початку першого періоду, який задовольняє умову рівності періодів.

Якщо правило рівності 3-х періодів вибраних на даному проміжку в будь-якій ситуації не виконується, то виконуємо вищеописані операції тільки для двох періодів. У випадку, коли і в цій ситуації (для двох періодів) не буде виконуватися правило рівності періодів, змінюємо процент, на який можуть відрізнятись періоди або в ручну (задається оператором), або по замовчуванню $\pm 15\%$.

2.2.2.Перевірка правильності визначення початку часової області поперечної хвилі $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$)

Порівнюємо розраховані частоти для повздовжньої хвилі отримані на другому етапі та поперечної хвилі уточнені на третьому етапі. Повинні зберігатися наступні умови:

- для частот:

$$\frac{f^p}{f^s} = 1,1 \div 1,55 \text{ - в загальному для всіх груп порід;}$$

$$\frac{f^p}{f^s} = 1,1 \div 1,3 \text{ - для карбонатного розрізу;}$$

$$\frac{f^p}{f^s} = 1,4 \div 1,55 \text{ - для розрізу з виверженими породами.}$$

- для швидкостей:

$$V_p < 5500 \text{ м/с, } V_s < 2900 \text{ м/с – для теригенного розрізу;}$$

$$V_p = 3000 \div 6500 \text{ м/с, } V_s = 2100 \div 3300 \text{ м/с – для карбонатного розрізу;}$$

$$V_p = 4000 \div 7500 \text{ м/с, } V_s = 2500 \div 2800 \text{ м/с – для розрізу, в якому присутні вивержені породи.}$$

$$\Delta t^s = \frac{t_2^s - t_1^s}{l}, \Delta t = \frac{t_2 - t_1}{l}; V^s = \frac{1}{\Delta t^s}, V = \frac{1}{\Delta t},$$

де l – база акустичного зонда (відстань між однойменними елементами зонда, для

СПАК 6 (8) складає 0,4 м).

Тип розрізу задається оператором.

Якщо не виконуються вищезазначені умови, величина $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$) вважається неправильно визначеною і програма повинна вернутися до аналізу правильності визначення періоду:

$$\frac{f^p}{f^s} > 1,1 \text{ - в сторону збільшення } t_{1\text{істин.}}^s \text{ (} t_{2\text{істин.}}^s \text{);}$$

$$\frac{f^p}{f^s} > 1,55 \text{ - в сторону зменшення } t_{1\text{істин.}}^s \text{ (} t_{2\text{істин.}}^s \text{).}$$

Якщо при визначенні $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$), взятих по трьох та двох періодах, не виконуються умови по частоті та швидкості, береться тільки один період S-хвилі у заданому вікні ($t_{\min} < t_{1\text{істин.}}^s < t_{\max}$ ($t_{\min} < t_{2\text{істин.}}^s < t_{\max}$), щоб задовольняло відношення $\frac{f^p}{f^s} = 1,1 \div 1,3$ і його початок, вважається $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$). Індокси при величинах: 1- відповідає першому каналу; 2 – відповідає другому каналу.

За поперечну хвилю вважаємо три коливання, починаючи з часу $t_{1\text{істин.}}^s$ ($t_{2\text{істин.}}^s$).

Обов'язковою умовою часової області існування поперечної хвилі є те, що вона обмежена часом t_{\max} та t_{\min} , тобто якщо $t_{1\text{істин.}}^s + T_{1i}^s + T_{1(i+1)}^s + T_{1(i+2)}^s > t_{\max}$ та $t_{1\text{істин.}}^s - T_{1(i-1)}^s + T_{1(i-2)}^s < t_{\min}$, то останній та перший період до уваги не беруться, а поперечною хвилею вважається тільки два перші періоди або два останні, якщо вони задовольняють наведеній вимозі. Те ж саме стосується і другого каналу. Якщо уточнення часу проходження поперечної хвилі зроблено по двох періодах, то за поперечну хвилю приймаємо тільки два періоди. Це ж стосується, коли час приходу поперечної хвилі приймався по одному періоду. Тоді за поперечну хвилю приймаємо цей один період.

На основі вищеописаних алгоритмів в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС "Геопошук" розроблено програмне забезпечення обробки повного хвильового пакету акустичного сигналу. Створені

і алгоритмізовані процедури точного встановлення часу приходу повздовжньої та поперечної акустичних хвиль.

Приклад порівняння кривих t_1 , t_2 , Δt отриманих за даними серійної апаратури та існуючими програм (АК-АГАТ+АНК-М; АК-АГАТ+програма обробки *Case*) і визначені за вищеописаними алгоритмом приведено на рис. 2.6. Крім того, там же приведені кінематичні характеристики поперечної хвилі.

Для розрізу пошукової свердловини № 1 – Східно-Борівська кінематичні параметри повздовжньої хвилі (інтервальний час) отримані за допомогою серійної апаратури та існуючих програмних продуктів занижені порядку на 20 мкс/м в порівнянні з такими, отриманими за реалізованими нами алгоритмами в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС “Геопошук”. Похибка в 20 мкс/м адитивна пористості 3 – 5 %. Зниження інтервального часу повздовжньої хвилі, в даному випадку, пов'язане з неправильним визначенням перших вступів в двох каналах, а саме принцип амплітудного дискримінатора спрацював на виділення другого вступу. Ця проблема є актуальною, особливо, при наявності колекторів з граничними пористостями. Такі випадки спостерігалися нами при наявності хвильових картин у процесі дослідження багатьох свердловин.

На підставі порівняння результатів визначення кінематичних характеристик за запропонованими алгоритмами можна стверджувати, що такий підхід до визначення перших вступів повздовжньої та поперечної пружних хвиль дає досить чітку точку відліку тієї чи іншої хвилі, що може служити для обчислення їх динамічних характеристик.

Отже, одержані результати дають нам чітку точку початку відліку повздовжньої та поперечної пружних хвиль, відносно яких надійно можна вираховувати ще декілька інформативних параметрів, розробці методик інтерпретації, для яких присвячена дана дисертаційна робота:

- суми амплітуд всієї хвильової картини на ближньому і дальньому зондах

$A_{1\Sigma}, A_{2\Sigma}$;

- середні коливні швидкості в часових вікнах \bar{C}_P, \bar{C}_S , тощо.

Так, як запис акустичного сигналу проводиться в цифровій формі, це дало нам змогу за допомогою реалізованого алгоритму обробити велику кількість хвильових картин, які до цього використовувалися тільки для визначення інтервального часу. Завдяки цьому стало можливим систематизувати та зробити висновки про характер зміни динамічних параметрів акустичного сигналу, який ми розглянемо далі.

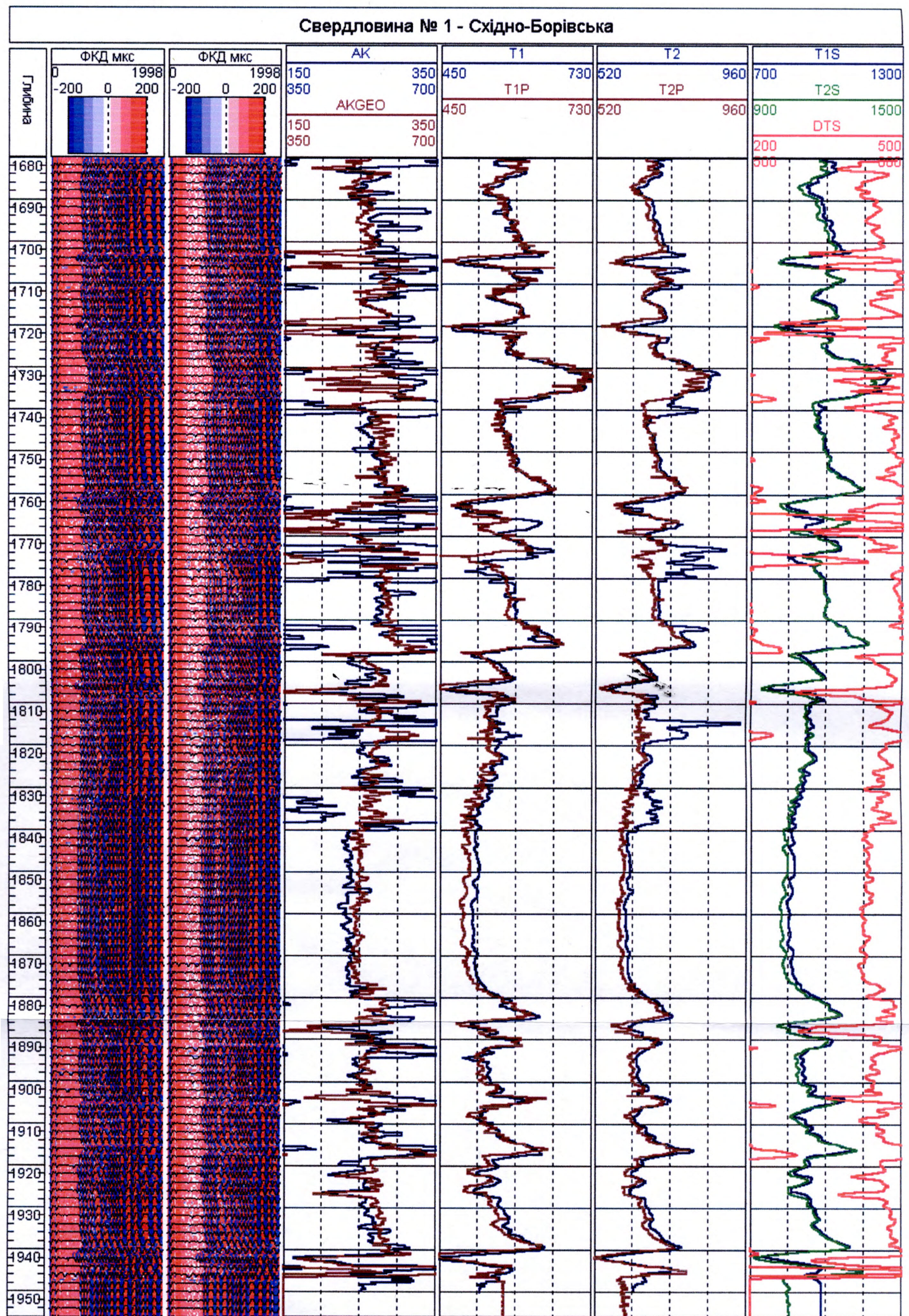


Рис. 2.6. Порівняння кривих кінематичних параметрів отриманих за даними серійної апаратури та існуючих програм (AK-АГАТ+АНК-М; АК-АГАТ+ програма обробки Case) (криві АК, T1, T2) і визначених із хвильових картин за розробленими алгоритмами реалізованими в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС "Геопошук" (криві Akgeo, T1P, T2P, T1S, T2S, DTS)

РОЗДІЛ 3

**ФІЗИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗА ДАНИМИ ДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ
АКУСТИЧНОГО ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ**

3.1. Параметри акустичного сигналу

Структура досліджуваного середовища (гірські породи) є дуже складною. Імпульсний коливний сигнал, що поширюється у такому середовищі, також набирає складної форми. У таких випадках буває важко або неможливо виділити параметри навіть повздовжньої хвилі. Це обумовлено неадекватністю розроблених теоретичних моделей реальним процесам формування сигналу.

Тому такий імпульсний коливний сигнал (рис.1.1) буває корисно охарактеризувати інтегральними параметрами, а саме:

сумарною амплітудою:

$$A_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N A_i, \quad (3.1)$$

числом коливань N з амплітудою $A_i \geq U_o$, де U_o заданий поріг дискримінації;

коливною швидкістю:

$$C = \frac{dU}{dt}. \quad (3.2)$$

Оскільки коливна швидкість є функцією часу, то пропонується використовувати числове значення середньої коливної швидкості (рис.3.1):

$$C_i = \frac{A_i}{\tau_i} [18]. \quad (3.3)$$

Результат вимірювання середньої коливної швидкості буде більш стійким, якщо для її визначення використати 3 - 4 коливання того чи іншого типу хвилі, тобто:

$$\bar{C} = \frac{\sum_{i=1}^3 A_i}{\sum_{i=1}^3 \tau_i} \quad (3.4)$$

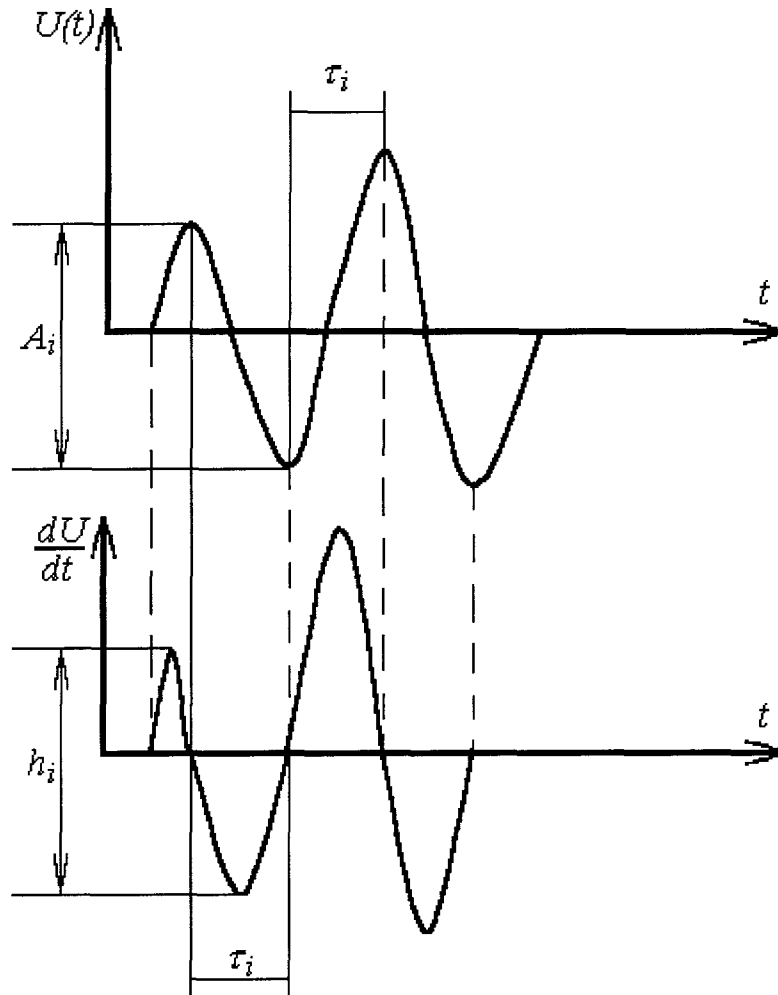


Рис. 3.1. Ілюстрація принципу визначення коливної швидкості

Наша увага далі буде зосереджена на таких параметрах, як сумарна амплітуда (A_{Σ}), середні коливні швидкості повздовжньої (\bar{C}_P) та поперечної (\bar{C}_S) пружних хвиль, які можуть бути розраховані безпосередньо з хвильових акустичних сигналів (в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС "Геопощук"), або зареєстровані апаратурою типу ВПАС.

3.2. Динамічна геоакустична модель присвердловинної зони колектора

Під динамічною геоакустичною моделлю слід розуміти модель радіального розрізу свердловини і навколосвердловинного простору, яка відображає основні особливості процесів, що протікають у реальному навколосвердловинному просторі при поширенні в ньому акустичних коливань. У моделі повинні бути враховані перш за все процеси, які впливають на величину динамічних параметрів хвильового поля: амплітуд, коливних швидкостей, затухання, частотного складу і т.п. Описати однією моделлю всі фізичні закономірності, які проявляються при взаємодії акустичних хвиль з пористим середовищем у присвердловинній зоні – задача надзвичайно складна і на сьогоднішньому етапі не розв’язується. Більш цілеспрямовано піти традиційним шляхом: виділити ті закономірності, які мають в реальних умовах визначаючий або найбільший вплив на характер хвильових полів.

Із розвитком уявлень про фізику присвердловинної зони і акустичного каротажу точка зору вчених на вибір таких закономірностей постійно змінювалась. Однією з перших моделей присвердловинної зони була модель, яка характеризує середовище як абсолютно пружне, макрооднорідне тіло, акустичні властивості якого задаються величинами щільності, модуля зсуву та пружності. У роботах [3, 12, 30, 31, 63, 65], наприклад, обґрунтовується кінематична модель, яка представляє собою внутрішньо симетричний хвилевід з трьома кільцевими зонами швидкостей. Цей клас моделей забезпечує одержання задовільних за точністю результатів швидкостей розповсюдження хвиль. Вимірювання динамічних характеристик хвильових полів знаходиться за межами класичної “пружної” теорії.

Щоб врахувати як кінематичні, так і динамічні особливості поширення хвиль, і перш за все затухань, були запропоновані різні моделі, які описують не ідеально пружні (в’язкопружні, квазіпружні) властивості середовища. Найбільш вдалим є комбінації пружин Гука і демпферів Ньютонa, запропоновані Максвелом, Фойхтом та іншими вченими. До цього ж класу можна віднести деякі

різновиди моделей Френкеля, Біо, Столла [50, 54, 81], у яких основною особливістю є можливість зміщення частинок рідкої фази відносно твердої за законами Пуазейля під дією коливань. Пояснюючи механізм затухань хвиль для пористого насиченого середовища Біо [54, 86], ввів поняття хвиль другого роду. Згідно теорії Френкеля-Біо в пористих насичених середовищах поширюються хвилі трьох типів: прості повздовжні і поперечні та повздовжні хвилі другого роду. Для пояснення механізму затухання хвиль та виникнення хвиль другого роду в пористих тілах ним вводиться поняття в'язкопружності, яке включає широкий діапазон фізичних явищ, в т.ч. релаксацію, яка виникає в результаті різниці пружних властивостей флюїду і скелету, а також деякими іншими фізичними та хімічними процесами, які протікають у двофазному середовищі як в єдиній системі.

У дев'яностих роках було виявлено, що моделі, основою яких є уявлення про рух пластових флюїдів, як рух Пуазейля, найбільш імовірно не пристосовані до природних осадів [43, 60, 84]. В моделі Гамельтона, яка описується в роботі [60] він обґрунтував в'язкопружну модель водонасичених осадів, зробивши наступні основні припущення: всі осади складаються з мінералогічних частинок несферичної форми і утворюють структури достатньої пружності для передачі зсувів напруг; характер руху флюїду крізь відклади будь-якої пористості не відповідає руху Пуазейля, а має більш складну структуру; дисперсія швидкості звуку дуже мала, тому нею можна знехтувати; затухання приблизно пропорційне частоті.

Приведений короткий огляд стосується, в основному, акустичних моделей безмежних водонасичених середовищ. Динамічні моделі колекторів, які перетинає свердловина, практично неадекватні до задач використання динамічних параметрів. Другим недоліком проведених на даний час робіт є те, що в них досліджується в основному вплив пористості, хвиль другого роду, рухомості флюїду відносно скелету на механізм та величину затухання окремих типів хвиль, але не приділяється достатньої уваги динамічним особливостям хвильових полів у кожній локальній точці проникності середовища незалежно від часу і шляху

поширення хвиль. Третім слабким місцем згаданих моделей є ігнорування ними випадку динамічно неврівноважених систем флюїд - скелет, наприклад, випадок пористих середовищ з стаціонарним, незалежним від акустичного впливу рухом рідини відносно твердої фази.

Модель присвердловинної зони колектора, яка пропонується нами [36], ґрунтується на наступних основних положеннях:

1. Кінематично радіальне поширення швидкостей характеризує присвердловинну зону, як внутрішній симетричний хвильовід.

2. Навколосвердловинний простір являє собою трьохфазне середовище, що складається з твердого пружного скелету, хімічно і капілярно зв'язаної рідини та вільної рідини, здатної до переміщення відносно зв'язаної без тертя. В залежності від задачі, яка вирішується, середовище може розглядатися, як двофазне, при цьому зв'язана вода ототожнюється або із скелетом, або з вільним флюїдом.

3. Має місце гідродинамічний зв'язок між поровим об'ємом колектора і буровою рідиною в стовбурі свердловини, що здійснюється через тонкі капіляри в глинистій кірці.

4. Може мати місце гідродинамічна нерівновага між буровою рідиною та флюїдом в поровому просторі колектора і, як наслідок, стаціонарний потік флюїду в поровому середовищі.

5. При поширенні в проникному середовищі (колекторі) акустичних хвиль, крім звичайних типів коливань (повздовжніх, поперечних, поверхневих), виникають вторинні хвилі (комбінаційні, рефраговані, відбиті), на утворення яких використовується найбільша частина енергії первинного (яке збуджується) хвильового поля.

6. При виконанні пункту 4 даної моделі проходить обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним полем і внаслідок цього – зміни в динамічних параметрах хвиль.

Перші чотири пункти не потребують додаткових коментарів. З приводу вторинних хвиль необхідно сказати наступне.

З врахуванням залежностей типу:

$$\alpha_{PI,S} \approx \mu \frac{K_n^2}{a_0} f(\rho_1, \rho_2, \rho_3, \beta), \quad (3.5)$$

(де μ - в'язкість флюїду; K_n – коефіцієнт пористості незбуреного середовища; a_0 – фільтраційний опір середовища, пропорційний проникності, $\rho_{1,2,3}$ – щільності середовища, скелету і флюїду; β - узагальнена стискуваність середовища) одержаних незалежно різними авторами [12, 15, 24, 31, 33, 45, 63], впливає, що у пористих, проникних середовищах реєструються не “чисті” повздовжні хвилі, а інтерференційна картина різних типів коливань, частина яких із збільшенням пористості середовища стає інтенсивнішою. Цю вимогу задовільняє тільки один з відомих типів акустичних коливань, який в теорії Френкеля - Біо - Ніколаєвського одержав назву хвиль другого роду (*PII* - хвиль) [50, 54, 60, 81]. Коливання *PII* - типу виникають у пористому насиченому середовищі через неузгодженість у русі твердої і рідкої фаз, які мають різні пружні та інерційні властивості. Швидкість поширення хвиль другого роду у реальних геологічних середовищах на частотах порядку десятків *кГц* складає перші сотні метрів за секунду: затухання досить велике і носить “дифузійний” характер. За даними Ніколаєвського В.Н. [54, 60], величина затухання коливань *PII*-типу пропорційна в'язкості флюїду μ і обернено пропорційна проникності породи a_0 :

$$\alpha_{PII} \sim \frac{\mu}{a_0} \sqrt{\frac{\beta}{\rho}}, \quad (3.6)$$

де β - пружний модуль;

ρ - локальна щільність середовища ($\frac{г}{см^3}$).

Враховуючи велике значення затухання хвиль другого роду, їх “дифузійність”, ряд авторів [45, 57, 59], вказують, що *PII* - хвиля “затухає на невеликій відстані від джерела і у зцементованих колекторах нафти і газу нею

практично можна знехтувати”. Виникає необхідність піддати сумніву це твердження.

По – перше, хвилі другого роду, на відміну від інших типів хвиль, виникають не тільки у джерелі або на границі розділу різних середовищ, але й у кожній точці порового простору, яка задіяна у коливному процесі, в тому числі і поблизу приймача.

По – друге, коливання частинок середовища у хвилях першого і другого роду виникають в одних і тих же локальних областях з невеликим (один - півтора періоди) зсувом в часі [60, 78]. Не виключено, що частина енергії затухаючих *РІІ* - хвиль може бути “повернена” коливанням першого типу, які їх породили, підсилюючи наступні фази, які у наших термінах ідентифікуються як вторинні хвилі.

По - третє, коефіцієнт проходження через межі розділу двох середовищ для хвилі другого роду практично не залежить від кута падіння на межу [6].

Експериментальний матеріал отриманий нами (рис.3.2) та групою авторів під керівництвом Логінова І.В. [53, 66] (рис.3.3) ілюструє, що, затухаючи, коливання другого роду можуть повертати свою енергію звичайним хвилям, змінюючи форму обвідної та інтенсивність останніх.

Ця обставина приводить до характерної зміни форми акустичного сигналу в проникних середовищах. Як приклад, на рис. 3.2 та 3.3, показано хвильові картини, зареєстровані у однотипних за мінералогічним складом і віком гірських породах (кварцові пісковики (Ульяновське родовище ДДз, Україна)(рис.3.2) та юрські вапняки в Узбекистані(рис.3.3)), які залягають приблизно на одних глибинах і відрізняються тільки величиною пористості і проникності. Осцилограма, яка відповідає суцільній непроникній породі ($K_n \approx 1-2\%$) представляє собою “класичний” вигляд хвильової картини: спочатку реєструються чотири періоди звичайної поздовжньої хвилі, потім - відсутність коливань і чіткий вступ поперечних хвиль.

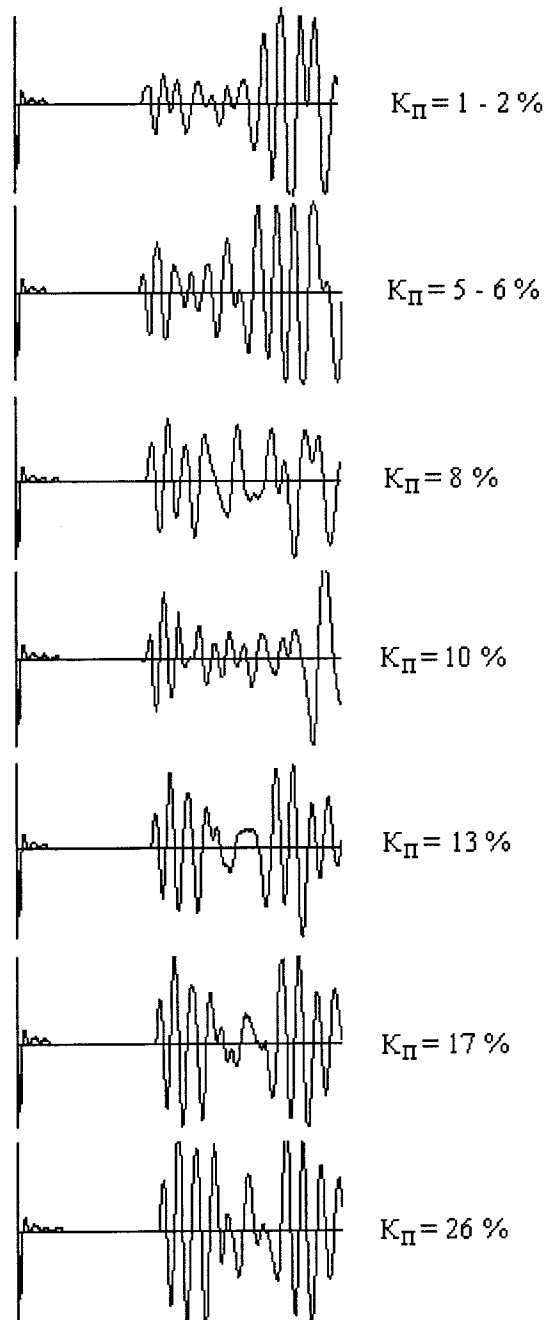


Рис. 3. 2. Осцилограми хвильових картин зареєстрованих в колекторах літологічно представлених пісковиках башкирського ярусу середнього карбону (у процесі формування зони проникнення, де Δt – інтервальний час поширення повздовжніх хвиль; K_{Π} - пористість (свердловина 12-Ульянівська, ДДз, Україна))

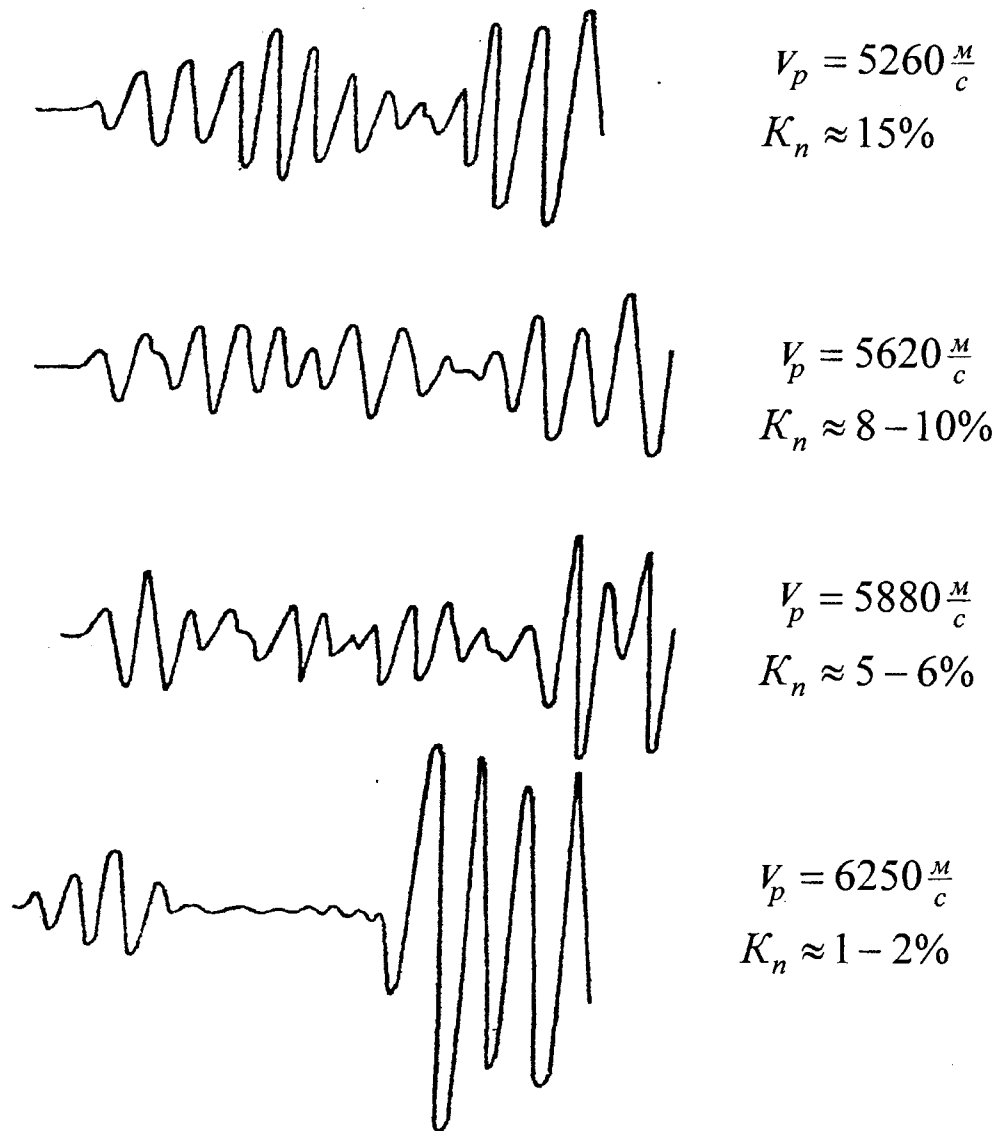


Рис. 3. 3. Осцилограми хвильових картин зареєстрованих в юрських вапняках у процесі формування зони проникнення, де V_p - швидкість поширення повздовжніх хвиль; K_n - пористість (свердловина 12-Зеварда за даними Бухарської експедиції геофізичних досліджень свердловин (Узбекистан))

Починаючи з $K_n \approx 5-6\%$, між повздовжніми і поперечними коливаннями виникають биття, які збільшують свою інтенсивність із збільшенням пористості. При цьому амплітуда перших фаз повздовжніх і поперечних хвиль в середньому зменшується. При $K_n \approx 8-10\%$ виділити “чисту” хвилю вже не вдається. Максимального значення амплітуда коливань у часовій області повздовжніх хвиль досягає при найбільшому K_n .

Відомо, що у суцільних в'язких середовищах акустичні коливання, затухаючи, викликають квазістаціонарні, не зворотні зміщення середовища в бік поширення звуку [31, 50]. В акустиці суцільних середовищ це явище одержало назву “акустичного вітру” [3, 18, 41, 48]. В останні роки опубліковані роботи, у яких обговорюється обернений процес: вплив стаціонарних потоків у середовищі на динаміку акустичних хвиль. Це можна пояснити згідно принципу “хвильової дії”, який використовується Д. Лайтхилом [50]:

$$\frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{W_i \cdot (V_i + U_i)}{\omega} \right) = 0, \quad (3.7)$$

де i - індекс координат;

W_i - хвильова енергія, що переноситься в певному напрямку;

V_i і U_i - складові швидкостей поширення хвилі і стаціонарного потоку відповідно;

ω - частота коливань.

Отже, згідно з (3.7) із збільшенням швидкості потоку у напрямку, оберненому до напрямку поширення хвилі, її енергія зростає і, навпаки, при співпаданні напрямків руху потоку призводить до ослаблення коливань. Це явище спостерігалось експериментально при каротажі свердловин у Західному і Східному Сибіру, а також в лабораторних умовах.

Подібні явища мають місце у двофазних, пористих середовищах при стаціонарному зміщенні флюїду відносно скелету породи. Згідно розрахунків, виконаних в роботах [13, 42, 82], швидкість формування і розформування зони фільтрату бурового розчину в пласт складає порядку десятків мікрометрів в секунду, що є співрозмірним з коливними швидкостями акустичних хвиль. Слід зауважити, що в [82] мова йде про середньомасові швидкості руху, при тому, що діапазон їх локальних значень може складати один, два порядки.

Для того, щоб впевнитись у впливі руху флюїду на динамічні параметри складних повздовжніх хвиль, були проведені лабораторні експерименти під керівництвом В.Н. Ніколаєвського [60]. Керамічний зразок пористого проникного

середовища з $K_n \approx 30\%$ насичували водою і на ньому реєстрували хвильові картини акустичного сигналу частотою 200 кГц при нерухомій воді в поровому об'ємі і протіканні води через зразок в напрямку, оберненому поширенню хвилі зі швидкістю $2-3 \text{ мм/с}$ під дією власної маси (при атмосферному тиску). Приклади хвильових картин показані на рис. 3.4 (*a* - сигнал, зареєстрований при рухомому флюїді, *б* - при нерухомому).

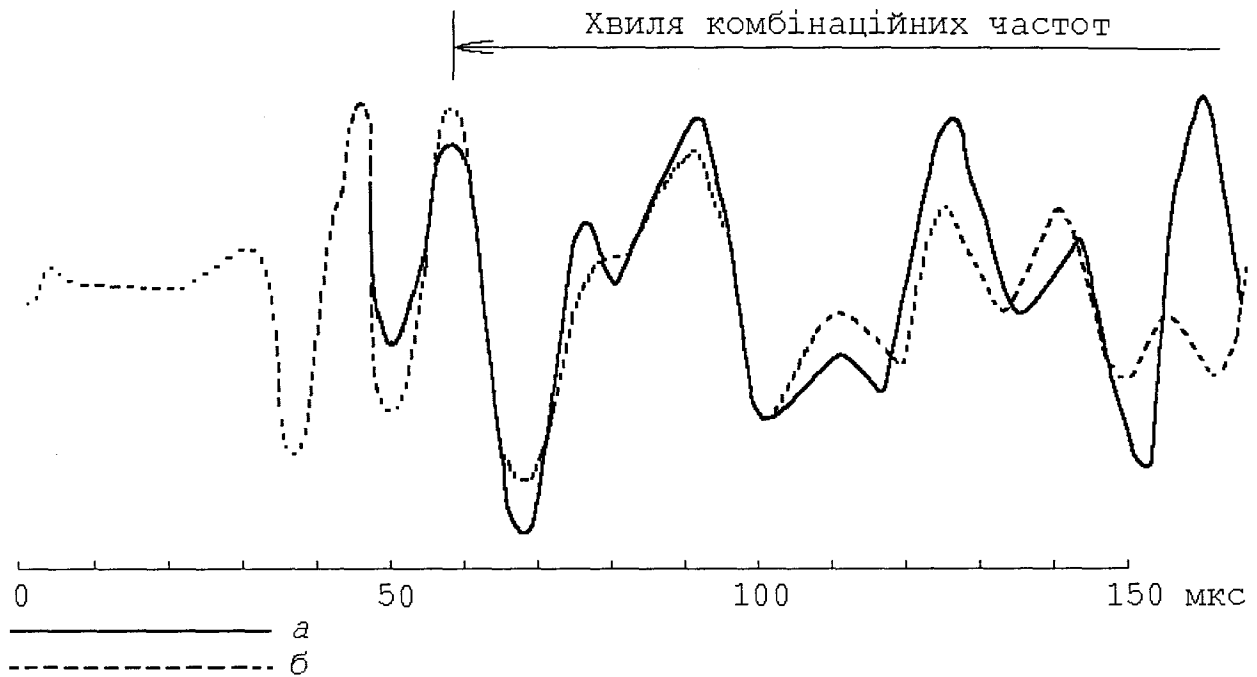


Рис. 3.4. Приклади хвильових картин зареєстрованих при рухомому *a* і нерухомому *б* флюїді

Амплітуди комбінаційних повздовжніх хвиль в другому випадку на $30 - 40\%$ вищі, ніж у першому. Характерно, що перші фази сигналу не змінюються при виникненні потоку. Зміни починаються з третьої фази і наростають з часом. Очевидно, тут у перших вступках реєструється звичайна повздовжня хвиля, а далі - інтерференційна картина коливань першого і другого роду - складні повздовжні хвилі (вторинні). Саме вони підсилюються зустрічним потоком флюїду. Таким чином, динамічні характеристики (амплітуди і коливні швидкості) залежать не лише від колекторських властивостей гірських порід, але й від гідродинамічного стану флюїду. При наявності у поровому об'ємі колектора квазістаціонарного потоку флюїду, спрямованого із стовбуру свердловини в пласт, амплітуди і

коливні швидкості складних повздовжніх хвиль збільшуються, а максимум енергії зміщується на більш пізні часи [78].

Динамічна модель присвердловинної зони, основні положення якої тут приведені, не претендує на повний опис процесів, що протікають при поширенні акустичних хвильових полів у пористому, проникному середовищі. Залишаються за рамками огляду такі явища, як поглинання акустичної енергії за рахунок неідеальної пружності скелету, теплової та хімічної взаємодії фаз і т.п. Однак, в запропонованій моделі виділені якраз ті особливості присвердловинної зони і ті фізичні явища, які є найбільш важливими з промислово - геофізичної точки зору, а саме безпосередньо пов'язують колекторські властивості порід з динамічними параметрами хвильових полів. Решта факторів, залишаючись майже незмінними на фоні зміни пористості і проникності, можуть бути уточнені шляхом еталонування.

3.3. Залежність коливних швидкостей і амплітуд акустичного сигналу від пористості і процесів формування – розформування зони проникнення

Розглянуте положення про вплив на динамічні параметри АК наявності і напрямку стаціонарних потоків флюїдів у поровому просторі колектора підтверджується великою кількістю експериментальних даних, як отриманих нами на родовищах України, так і за даними отриманими з матеріалів наданих нам І.В. Логіновим та Р.Ф. Федорівим по родовищах Узбекистану та Західного і Східного Сибіру. Наприклад, коливні швидкості комбінаційних хвиль (вторинних хвиль, які реєструються в часовому вікні від першого вступу повздовжньої до першого вступу поперечної хвиль) в проникних газових пластах, одержані в процесі формування зони проникнення при важкому буровому розчині в 8 - 10 раз більші, ніж в опорних, густих (дзвінких) пластах (Ульянівське та Кегечівське родовище ДДз, Україна, площі Шуртан, Зеварди, Газли, Гумбулак і ін., Узбекистан). Навпаки, в одновікових і літологічно однотипних відкладах, але в

процесі розформування зони проникнення (легкий розчин) (Східно-Олексіївська площа ДДз, Україна, площа Північний Сох і ін., Узбекистан) вони значно нижчі.

Такі ж закономірності спостерігаються і у водоносних пластах. Аналогічні результати були отримані і в інших районах, наприклад, в Західному і Східному Сибіру. Так на свердловині Салимська - 169 (рис. 3.5) у відкладах баженівської світи, які представлені густими, бітумінозними участками заглинзованими аргілітами з прошарками вапняків зареєстровані хвильові картини, а потім нами за допомогою реалізованої програми “Акустика” (в комп’ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС “Геопошук”) побудовані криві зміни амплітуд комбінаційних хвиль при зміні гідродинамічних умов. Крива I була зареєстрована при питомій вазі бурового розчину 1050 кг/м^3 , тобто при відсутності проникнення фільтрату бурового розчину в проникні пласти. Крива II побудована по хвильовій картинці (ХК), зареєстрованій через добу після збільшення густини розчину до 1530 кг/м^3 в період фільтрації рідини в проникні пропластки. Через два тижні після зміни бурового розчину, коли фільтрація знизилася (за рахунок утворення глинистої кірки, закінчення формування зони проникнення і т.д.), було зареєстровано ХК, по якій побудована крива III. Навпроти проникних участків, які були підтверджені результатами випробовувань, видно значне збільшення складних повздовжніх хвиль (вторинних) (а) в процесі формування зони проникнення і деяке їх зменшення при стабілізації процесу формування зони проникнення (б). На рисунку приріст амплітуд затемнений.

На відміну від свердловини Салимська - 169, де вимірювалися амплітуди складних повздовжніх хвиль, на свердловині Медведівська 501 (ДДз, Україна) (рис.3.6) та Середньо-Яровська - 1 (рис.3.7) з хвильових сигналів обраховано коливні швидкості повздовжніх (\bar{C}_p) та поперечних (\bar{C}_s) хвиль, які власне характеризують їх кількісно і також збільшуються навпроти порід-колекторів в інтервалах 3736,4 – 3743,6 м, 3752,0 – 3768,6 м, 3804,0 – 3821,2м (рис. 3.6) та 2803 - 2820 м, 2878 - 2911 м (рис. 3.7).

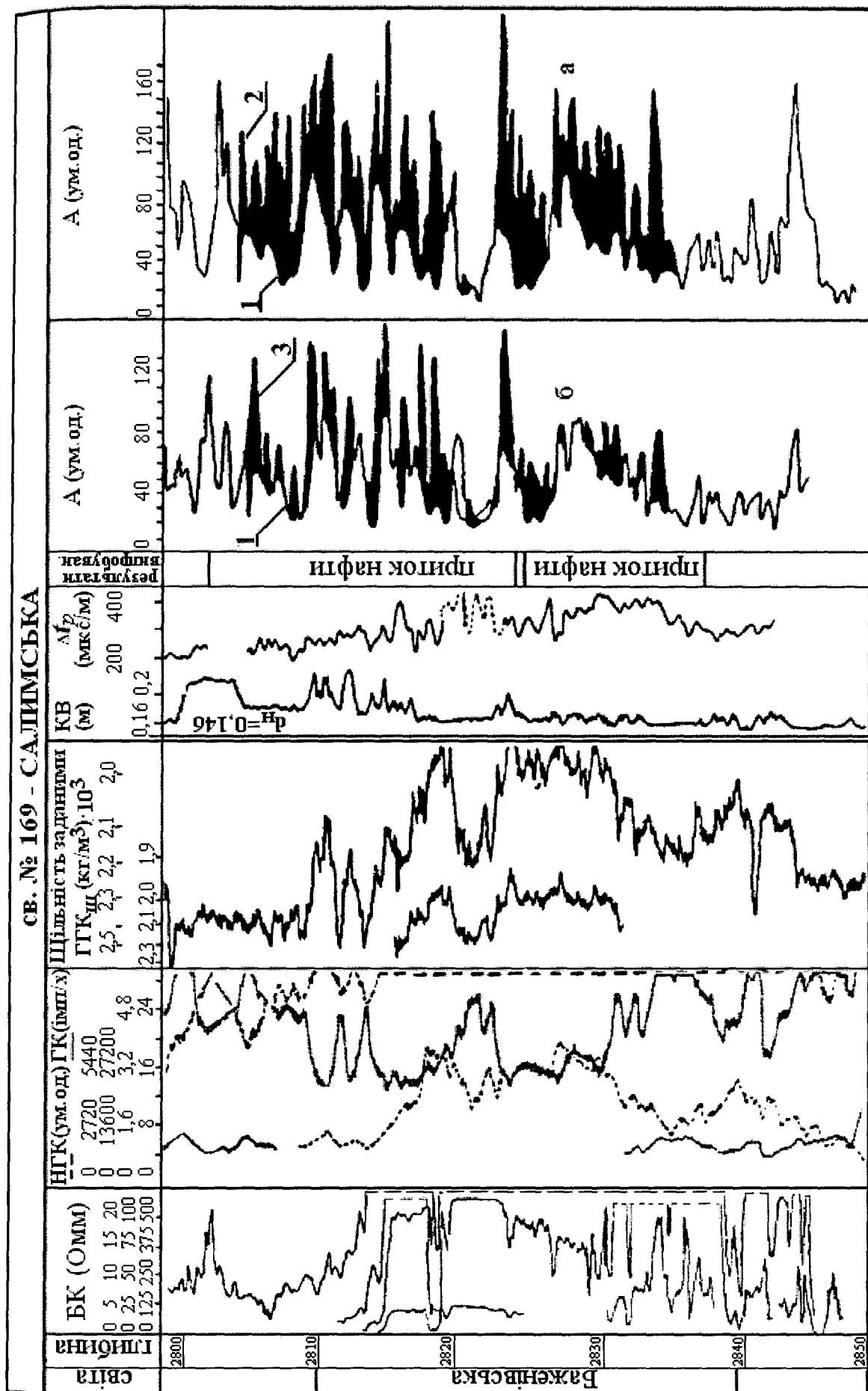


Рис.3.5. Ефект підвищення амплітуд кривих комбінаційних хвиль за рахунок зміни гідродинамічних умов

У цих інтервалах на кривій *ПС* спостерігається збільшення від'ємної аномалії, що вказує на дифузійно-фільтраційний потенціал, який утворюється в результаті потоку флюїду через проникну гірську породу, причому, в напрямку свердловина – пласт. Такі ж ефекти спостерігаються і по інших свердловинах цих площ.

Отже, виходячи із вищесказаного, можна зробити висновок, що амплітуди і коливні швидкості, які реєструються в області від першого вступу повздовжніх до першого вступу поперечних хвиль, зростають при збільшенні фільтрації бурового розчину в пласт і зменшуються при русі флюїду із порового об'єму гірських порід в свердловину. Цей висновок буде справедливим і для повздовжніх хвиль, які є складовою частиною комбінаційних, що утворюються у проникних середовищах. Даний висновок дає підстави використовувати динамічні параметри акустичних хвильових полів для виділення порід-колекторів.

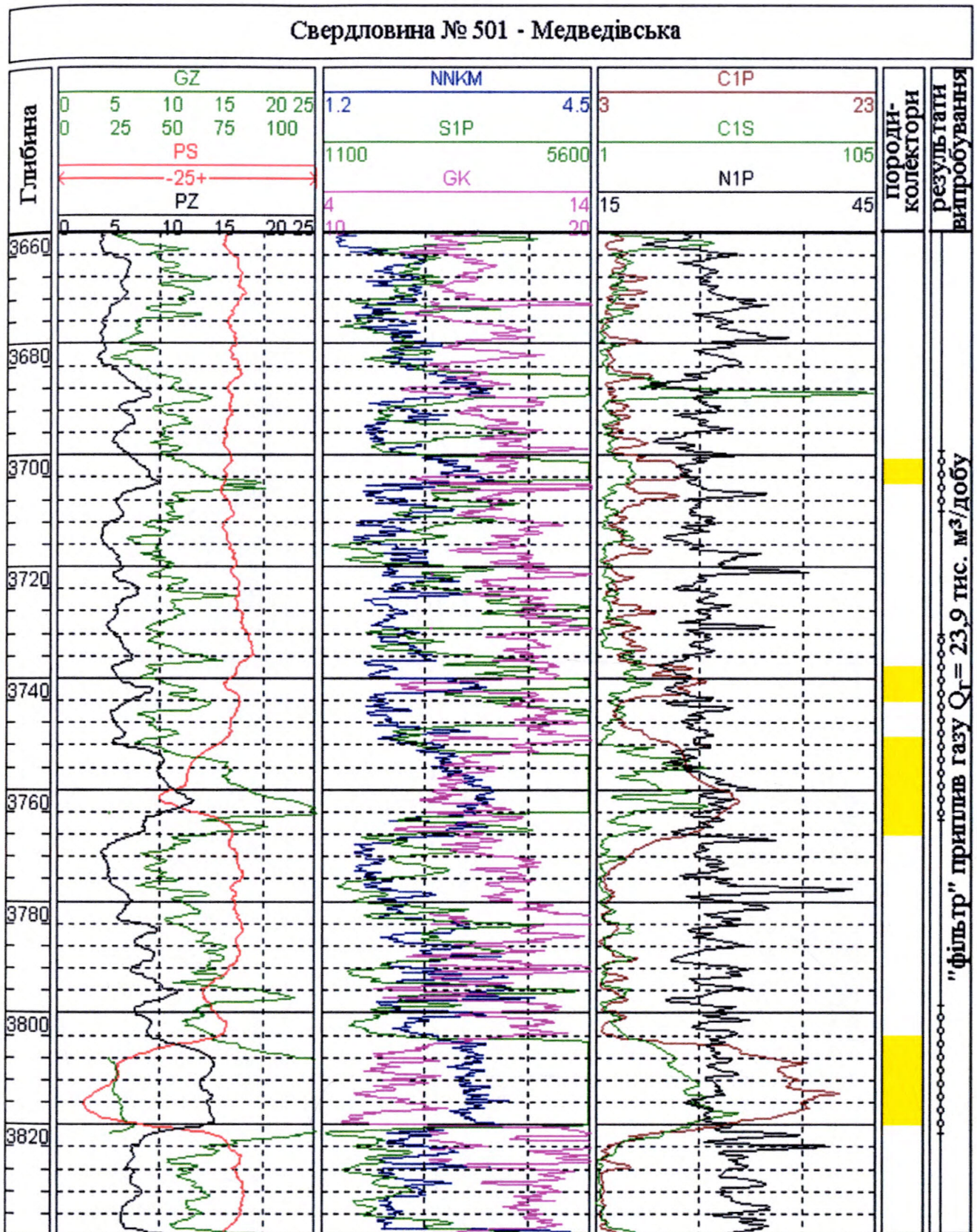


Рис. 3.6. Підвищення значень колильних швидкостей повздовжньої хвилі навпроти порід-колекторів (501-Медведівська, ДДз, Україна)

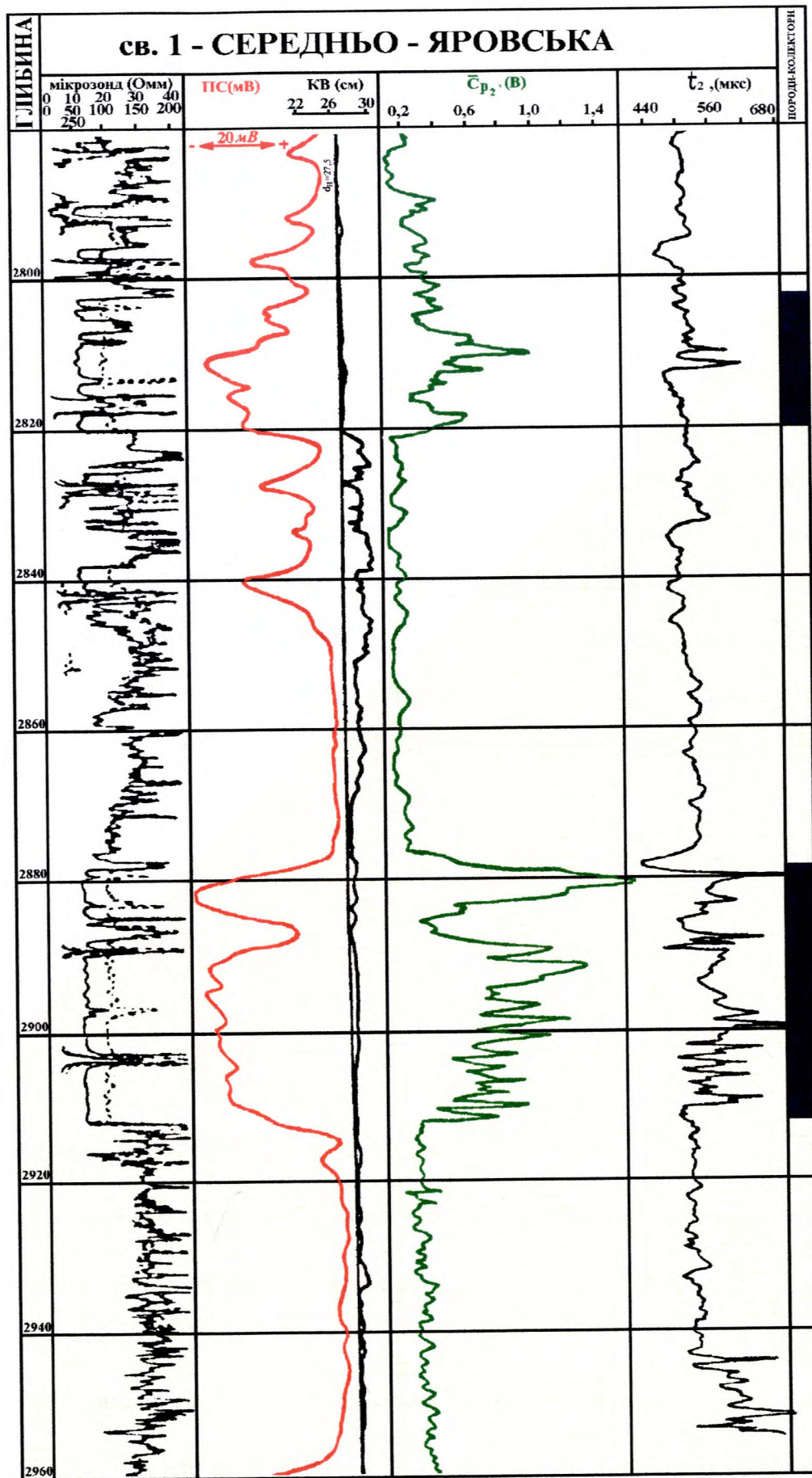


Рис. 3.7. Підвищення значень коливних швидкостей повздожньої хвилі навпроти порід-колекторів

РОЗДІЛ 4

ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ДИНАМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ

4.1. Оцінка якості матеріалів

Оцінка якості каротажних кривих. Оцінка якості записаних кривих динамічних параметрів проводиться шляхом порівняння основного і повторного замірів (контрольний повтор) в інтервалі не менше 30% всього інтервалу запису. Для порівняння даних основного і повторного замірів хвильові картини, з яких вираховуються динамічні параметри, повинні бути зареєстровані з однаковим кроком квантування по глибині. Крок квантування не повинен перевищувати 0,2м, тому що це може призвести до збою роботи алгоритму пошуку та відбору першого вступу, а відповідно – похибки обрахунку динамічних параметрів. Точність оцінюється за формулою:

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^N |A_{осні} - A_{новмі}|}{\sum_{i=1}^N A_{осні}} \times 100, \quad (4.1)$$

де N – число точок в інтервалі;

$A_{осні}$ – значення досліджуваного параметра по основному заміру ($\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_\Sigma, \Delta t_P$);

$A_{новмі}$ – значення досліджуваного параметра по повторному заміру ($\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_\Sigma, \Delta t_P$).

Матеріали вважають якісними, якщо відносна похибка σ для динамічних параметрів $\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_\Sigma$ не перевищує 6 %, для Δt_P – 3 %, що відповідає вимогам описаних в роботах [10, 20, 62].

Результати проведеної оцінки якості діаграм показали, що криві \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_z , Δt_P , як правило, відзначаються доброю диференціацією, повторюваністю і задовольняють загальноприйнятні вимоги. Як приклад, нами показані співставлення основних і повторних замірів динамічних параметрів акустичного каротажу в свердловинах № 40 - В. Луква, № 2 - Підліська, № 811 – Пасічнянська, № 3 – Підборівська (Передкарпатський прогин) (рис.4.1), № 1 – Підкам'яна (ДДЗ) (рис.4.2). Кривими на рис. 4.2 $C2P_P$, $C2S_P$, $S2P_P$, $N2P_P$ відповідно є \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_z отримані для другого каналу ($l=1,6$).

Проведений нами аналіз кривих динамічних параметрів акустичного каротажу, а також проведені дослідження у третьому розділі показали, що роздільна здатність кривих в значній степені залежить від часу проведення досліджень даним методом. Матеріали записані через великий інтервал часу (3-6 місяців) після розбурювання досліджуваного інтервалу характеризуються великим затуханням кривих (а саме більше \bar{C}_P, A_z), що різко понижує їх диференційну здатність і затрудняє використання для інтерпретації.

Враховуючи вищесказане, а також те, що динамічні параметри чутливі до наявності рухомого флюїду, що було показано в третьому розділі, доцільно проводити дослідження в найкоротші терміни після розкриття пласта бурінням, а саме в період формування зони проникнення. Цей час не повинен перевищувати одного місяця.

Слід відмітити той факт, що в слабкоконтсолідованих, розущільнених теригенних відкладах має місце втрата фази, і як результат, вплив на якість кривої Δt_P , що в меншій степені впливає на криві \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_z . У більшості випадків ці криві придатні для інтерпретації навіть при наявності значної кількості точок втрати фази на кривій Δt_P .

Виділення пластів і зняття значень. Оцифровка кривих. Виділення

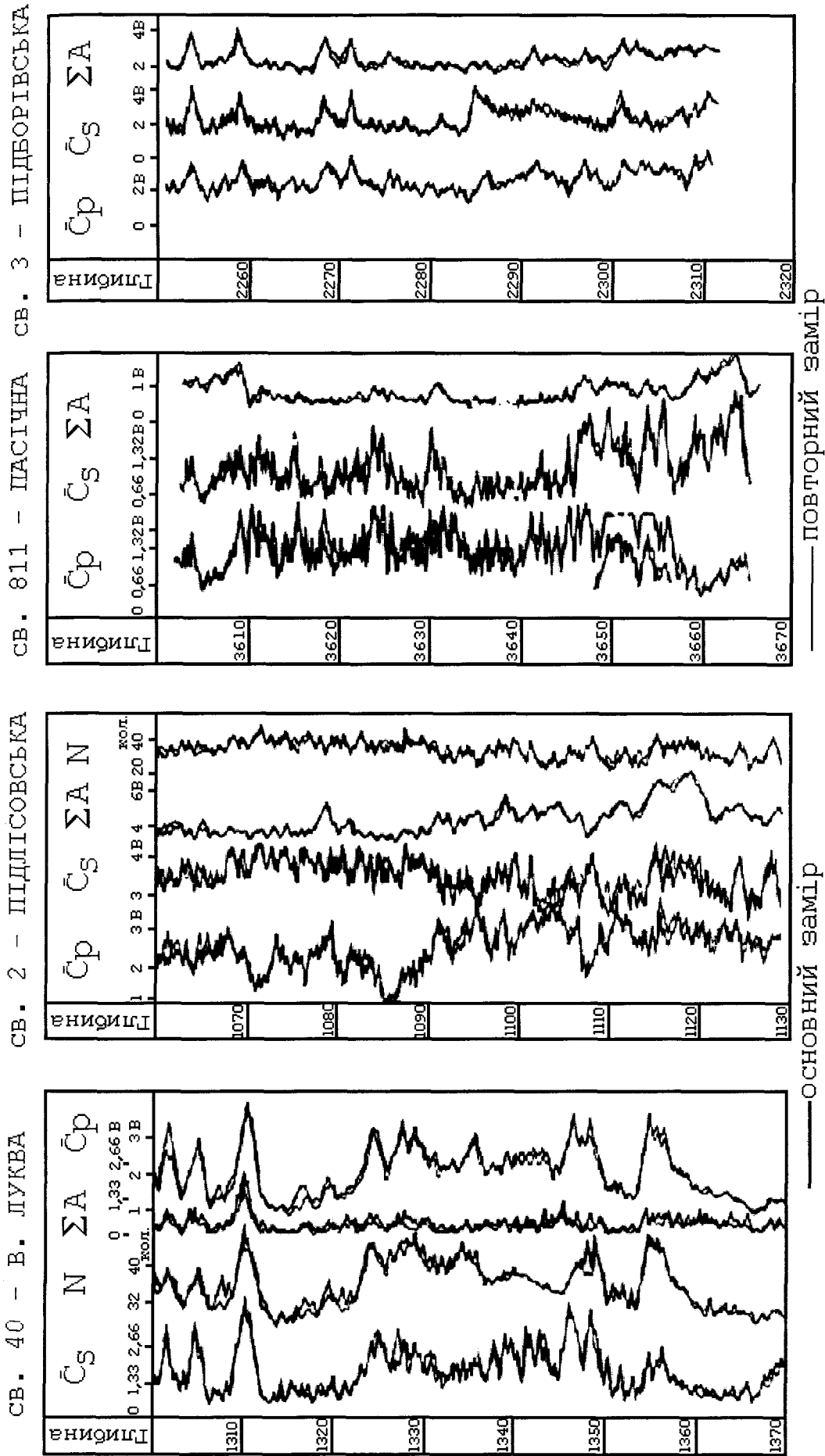


Рис. 4.1. Співставлення основного і повторного вимірів динамічних параметрів АК (свердловинний прилад СПАК-6, панель ВПАС-4АЛ)

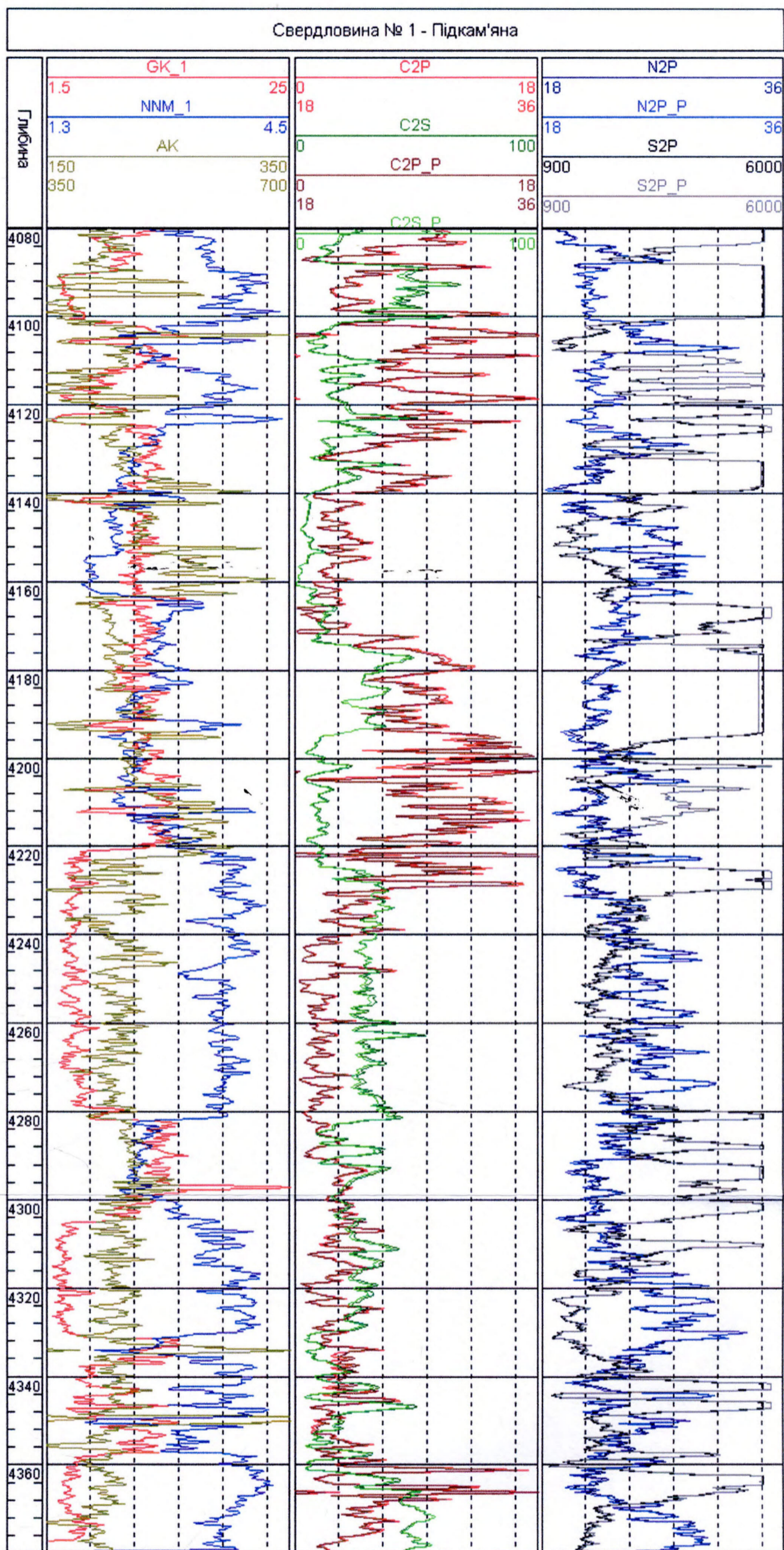


Рис. 4.2. Порівняння кривих динамічних параметрів, отриманих за даними основного (C2P, C2S, S2P, N2P) та повторного (C2P_P, C2S_P, S2P_P, N2P_P) замірів

пластів, відбивання границь і зняття значень з каротажних кривих пропонується проводити згідно [46, 52, 73], що вимагає дотримання наступних правил:

1. Ділянка кривої відповідає окремому геологічному об'єкту, якщо його середнє значення на цій ділянці перевищує середнє значення в суміжних інтервалах більш ніж на подвійну точність вимірювання кривої (для $\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_Z$ - 12 %, для Δt_P - 6 %).

2. Потужність виділених пластів не повинна бути меншою подвійної довжини випромінювача. Як відомо, що роздільна здатність динамічних параметрів акустичного каротажу визначається довжиною зареєстрованої хвилі (λ) і складає 2λ [2, 10, 43, 63]. Із співвідношення, $\lambda=V/f$, де V - швидкість розповсюдження тієї чи іншої хвилі, f - частота тієї чи іншої хвилі, видно, що роздільна здатність по динамічних параметрах ($\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_Z$) буде різною, і більше того, також для різного літотипу породи, оскільки йому буде відповідати визначена частота і швидкість розповсюдження того роду хвилі якому відповідає параметр (P, S , або переважаюча частота прийнятого сигналу в загальному). Отже, змодельовавши даний процес для різних літотипів і частот дослідження, нами рекомендується палетка для визначення мінімально-можливої потужності пласта, який буде виділятися з достатньою точністю запропонованими параметрами (рис. 4.3).

3. При роботі з оцифрованим матеріалом, оскільки такий є (великий об'єм інформації записаний панелями серії ВПАС) необхідно, щоб кожний оцифрований пласт був представлений не менше трьома точками оцифровки. Результати вимірювань показують, що різні динамічні параметри АК по-різному реагують на зміну фізичних властивостей порід по розрізу. Для виділення пластів потрібно використовувати параметри, яким притаманна найбільша диференційна здатність. Проведений аналіз наявного матеріалу свідчить, що в якості базових кривих для розчленування розрізу на окремі пласти із всього комплексу параметрів ($\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_Z, N, \Delta t_P$) потрібно використовувати в основному два Δt_P і

\bar{C}_p , як основні, оскільки вони мають найбільшу роздільну здатність по вертикалі, а всі решта – допоміжні. Роздільна здатність (ΔH) кривої Δt_p визначається базою свердловинного приладу [2, 31, 62, 63, 73] і складає 0,4 м для зондів СПАК-6, СПАК-8, АК-АГАТ.

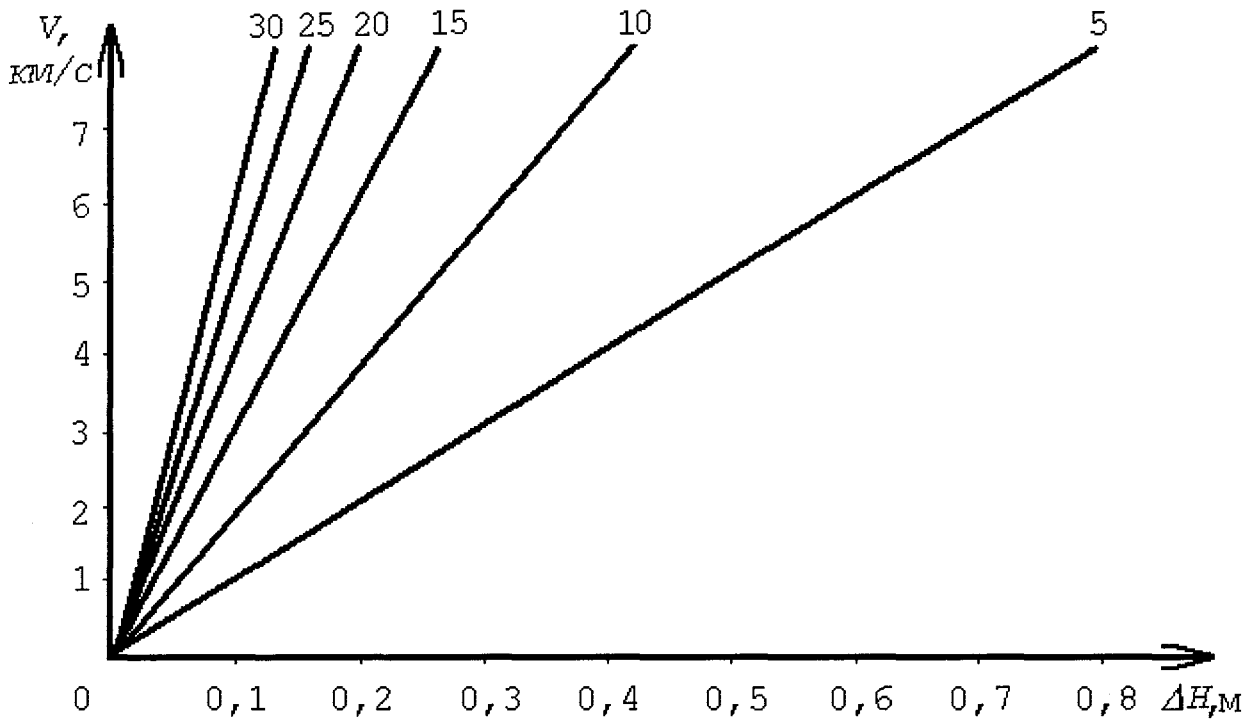


Рис. 4.3. Палетка для визначення мінімальної потужності пласта, який буде виділятися з достатньою точністю (шифр кривих в частоті f (кГц) прийнятого сигналу)

Виділення пластів меншої потужності потребує введення поправок в відрахунки Δt_p . При перенесенні результатів виділення пластів по кривих Δt_p і \bar{C}_p на параметри \bar{C}_s , A_z потрібно враховувати, що за рахунок інтерференції хвиль поблизу границі розділу часто спостерігаються випадки неспівпадання їх за глибиною. Неув'язка по глибині положення границь для \bar{C}_s так і для \bar{C}_p відносно Δt_p може досягати величини ΔH , а для A_z - $2\Delta H$ [10, 62].

Нами пропонується з кривої знімати екстремальні значення, якщо потужність пласта складає $\leq 2\Delta H$, або середні в центральній частині пласта з врахуванням, що потужність пласта більша $2\Delta H$, згідно роздільної здатності

параметра.

Нормування значень динамічних параметрів. Методично нормування сприяє усуненню різних перешкод таких, як настройка апаратури, вплив свердловини і т.д. Фізично нормування має зміст приведення параметра, в нашому випадку, до позірного коефіцієнта поглинання [79], тому нормованим значенням присвоюється розмірність $метр^{-1}$.

Враховуючи те, що інтерпретаційні залежності динамічних параметрів акустичного каротажу є достатньо точні для порід одного літологічного типу, в шаруватих розрізах перед проведенням нормування потрібно провести їх літологічне розчленування. Виділення опорних пластів і нормування в таких випадках потрібно проводити окремо в межах кожного літотипу породи.

Для проведення нормування значень \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_Σ в досліджуваному інтервалі вибирається опорний пласт. Фізично це повинен бути щільний (дзвінкий), непроникний, неглинистий інтервал, бажано великої потужності ($H > 1$ м).

Згідно дослідно-методичних робіт по впровадженню динамічних методів акустичного каротажу [34, 75] для будь-якого класу порід значення параметрів навпроти опорного пласта відносно інших пластів даного літотипу повинно бути наступним: інтервальний час Δt_P - мінімальним, параметри \bar{C}_S , A_Σ - максимальні.

Зняття пластових і опорних значень з кривих \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_Σ здійснюється за формулою:

$$A_{оп.пл} = \frac{1}{N-2} \sum_{i=2}^{N-1} A_i, \quad (4.2)$$

де N - число точок оцифрованих для цього пласта, 1-ша і i -та точки складають його покрівлю і підшву.

Нормування значень проводиться за формулою:

$$A_{\text{нор}} = -\frac{1}{l} \ln \frac{A_i}{A_{\text{оп}}}, \quad (4.3)$$

де $A_{\text{нор}}$ -нормовані значення параметра ($\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_\Sigma$);

l - довжина зонда (для СПАК-6, СПАК-8, АК-АГАТ складає 1,2 м перший зонд, або 1,6 м – другий зонд);

A_i - значення параметра в i - тій точці оцифровки $\bar{C}_P, \bar{C}_S, A_\Sigma$.

Необхідно відмітити значні труднощі у виборі опорних пластів, що часто понижує можливості запропонованих параметрів при кількісній інтерпретації.

4.2. Виділення порід-колекторів за даними динамічних параметрів

Якісну уяву про наявність у розрізі порід-колекторів можна отримати внаслідок суміщення показів зареєстрованих кривих \bar{C}_P, \bar{C}_S у вміщуючих породах. Породи-колектори відповідають ділянкам розходження показів по \bar{C}_P, \bar{C}_S , причому \bar{C}_P збільшується [78, 79]. Для ілюстрації вищесказаного, як приклад, нами підібрано свердловину № 1 – Пн-Коробочкінська (ДДз, Україна) (рис. 4.4), де випробувано візейські відклади нижнього карбону та кристалічний фундамент. Як видно з рис. 4.4, в інтервалах, де середня коливна швидкість повздожньої хвилі збільшується в порівнянні з вміщуючими породами (щільними, непроникними), отримано приплив пластового флюїду. В інтервалі 2860 – 2890 м випробувано за нашими рекомендаціями, шляхом перфорації, породи кристалічного фундаменту. В даному інтервалі спостерігається значне підвищення величини \bar{C}_P . Оскільки, на сьогодні виділити колектори в породах кристалічного фундаменту дуже важко, а в деяких випадках неможливо, тому використання з цією метою запропонованих динамічних характеристик акустичного сигналу є досить актуальним. Такий підхід виділення порід-колекторів у породах кристалічного фундаменту використовується нами уже

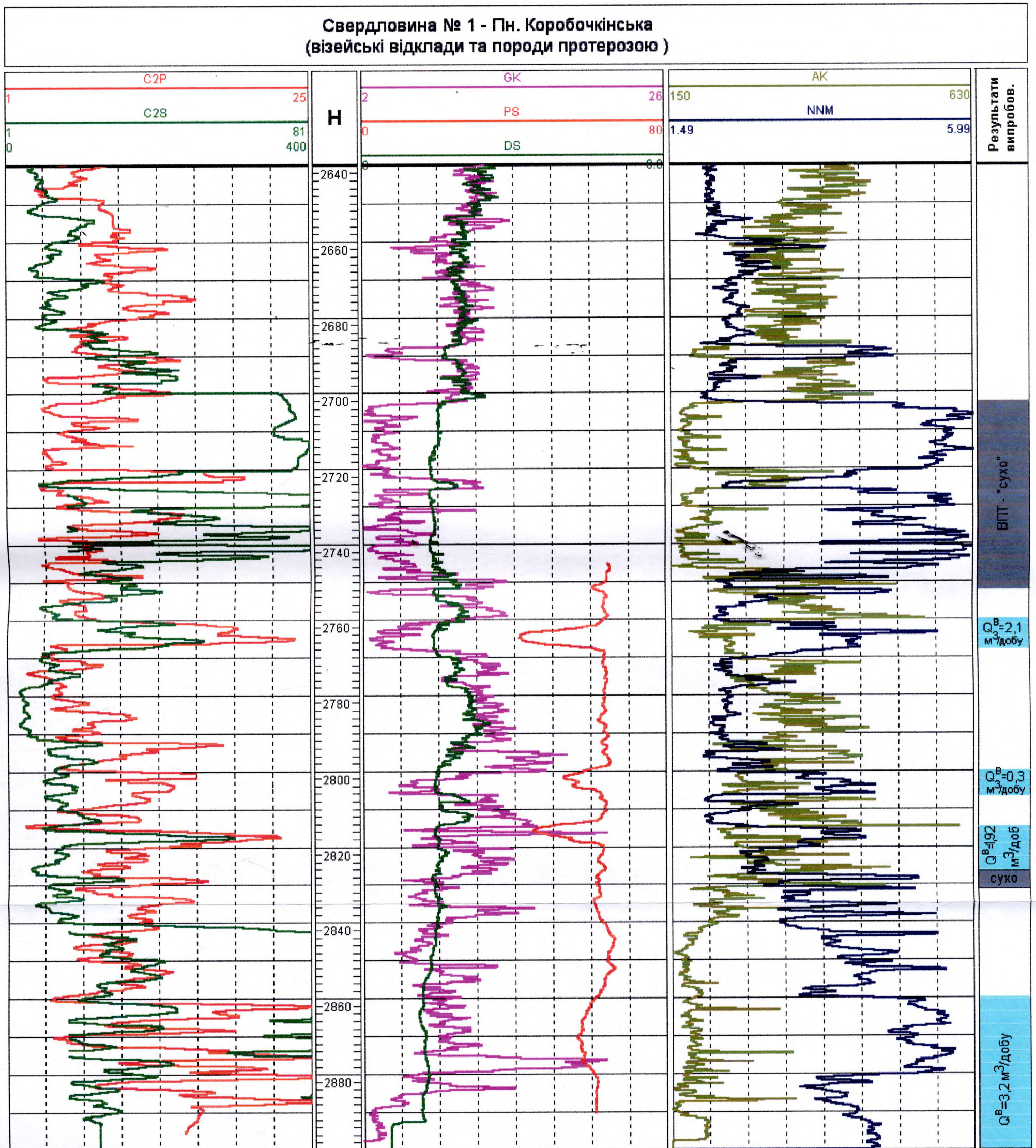


Рис. 4.4. Ілюстрація можливості якісного виділення порід-колекторів

давно, що дало позитивні результати, які підтверджуються випробовуваннями.

Згідно фізичних основ методу акустичного каротажу стосовно динамічних параметрів, а також [10, 35, 78] у досліджуваних інтервалах, з метою виділення порід-колекторів, будувалися нормовані криві $\bar{C}_{P\text{нор}}$, $\bar{C}_{S\text{нор}}$, $A_{\Sigma\text{нор}}$. З цією ж метою нами пропонується використати комплексний параметр (параметр проникності Π_{np}):

$$\Pi_{np} = \left| \bar{C}_{P\text{нор}} \right| + \bar{C}_{S\text{нор}}. \quad (4.4)$$

Даний параметр (Π_{np}) враховує динаміку повздовжніх і поперечних пружних хвиль. У розділі 3 нами було показано вплив на параметр \bar{C}_P факторів, які вказують на колектор. Що стосується використання параметра \bar{C}_S поперечної хвилі, слід відмітити: розповсюджується вона тільки по твердому скелету породи, а отже, \bar{C}_S повинен враховувати вплив коливань флюїду у порах на скелет (про що детальніше ми зупинимося далі).

Криві $\left| \bar{C}_{P\text{нор}} \right|$, $\bar{C}_{S\text{нор}}$ будуються відносно загальної нульової лінії, при цьому крива $\bar{C}_{S\text{нор}}$ розміщується вгору від неї, а крива $\left| \bar{C}_{P\text{нор}} \right|$ - по абсолютній величині вниз.

Послідовність обробки даних динамічних параметрів по описаній методиці показана на рис. 4.5, 4.6, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 на прикладі свердловин № 8 – Юрубченська, № 1- Підкам'яна, № 12 – Ульяновська, № 21 – Вишневська, № 1 – Північно-Делятенська і № 9 – Лопушнянська. Детальніший опис результатів обробки цих параметрів описаний нижче.

При виділенні порід-колекторів перевага надавалася параметру проникності Π_{np} , оскільки він більш чутливий до фільтрації рідин, згідно вищеописаних міркувань. Причому, інтервали, у яких перевищення Π_{np} над заданим рівнем досягається тільки за рахунок відхилення від нуля $\bar{C}_{S\text{нор}}$, а $\left| \bar{C}_{P\text{нор}} \right|$ близьке до

нуля колекторами не є, а складені тріщинуватою, кавернозною породою, у якій тріщини або каверни “залічені” в’язкою речовиною (глина, бітум).

Навпаки, на ділянках з $\bar{C}_{S\text{нор}}$ близькими до нуля і $|\bar{C}_{P\text{нор}}|$ перевищує пороговий рівень поряд з поровою складовою можливий розвиток переважно вертикальної тріщинуватості.

Значення рівневих ліній для досліджуваних розрізів умовні. У першому наближенні вони визначаються по співставленню одержаних нормованих значень динамічних параметрів АК з результатами обробки стандартного комплексу ГДС (ГК, ННК, ПС, БМК, МК, БК, ІК, БКЗ, АК) і з даними лабораторних аналізів керну, а також, якщо такі є у досліджуваних інтервалах, результатами випробовування пластів. У досліджуваних відкладах палеоген-неогенового і крейдового періодів для більшості розглянутих глибоких свердловин (1 - Бисківська, 4,9 - Лопушна, 101 - Янківська і ін.) граничні значення P_{np} складають $0,6 \div 0,7$ ум.од., значення $A_{\Sigma\text{нор}}$ - $0,15 \div 0,2$ ум. од., пороговий рівень параметра $|\bar{C}_{P\text{нор}}|$ близький до $0,2$ ум.од..

У цих свердловинах породами-колекторами будуть інтервали, у яких значення параметрів P_{np} , $|\bar{C}_{P\text{нор}}|$, $A_{\Sigma\text{нор}}$ перевищують названі величини. У кожному конкретному випадку при виділенні порід-колекторів використовувалися найбільш інформативні у даному розрізі динамічні параметри АК.

Найбільш достовірні є інтервали співпадання прогнозів по параметрах $A_{\Sigma\text{нор}}$ і $P_{np} = |\bar{C}_{P\text{нор}}| + \bar{C}_{S\text{нор}}$, причому якісні значення параметра P_{np} знаходяться у прямій залежності від фільтраційно-ємнісних характеристик пропластів. Це твердження добре ілюструють дані про коливні швидкості і сумарну амплітуду отримані в свердловині №8 – Юрубченська (Східний Сибір)(рис. 4.5). Забір даних параметрів проводився два рази. В результаті інтерпретації з використанням $A_{\Sigma\text{нор}}$, P_{np} були виділені продуктивні інтервали і співставленні з

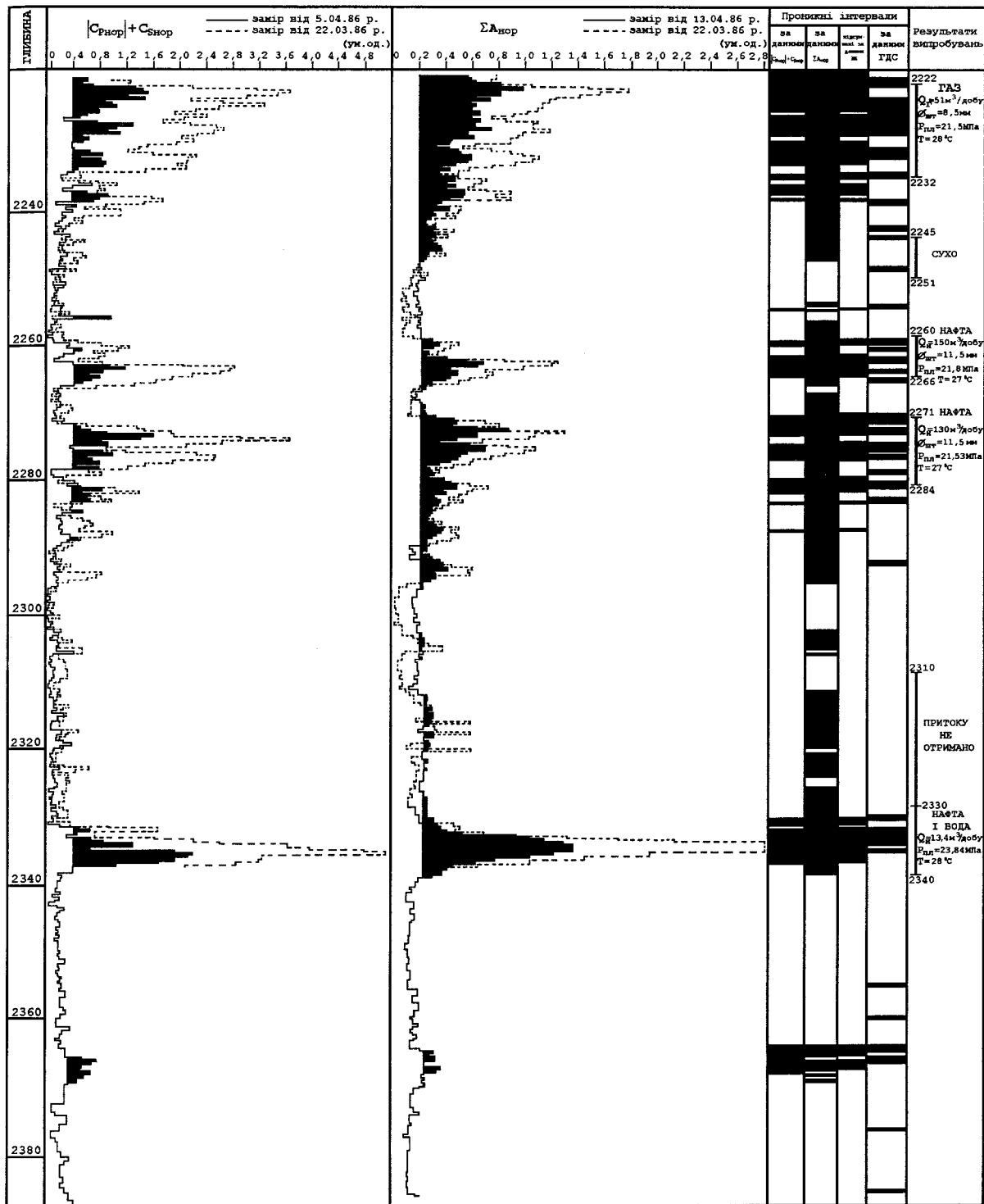


Рис. 4.5. Виділення продуктивних інтервалів за даними параметра проникності (P_{np}) та сумарними амплітудами (A_{Σ})

такими, виділеними за даними комплексу ГДС та результатами випробування. Крива, яка позначена на рис. 4.5 штриховою лінією, побудована за даними \bar{C}_p , \bar{C}_s , A_Σ , отриманими при інтенсивному формуванні зони проникнення, тобто 16 днів після буріння. Слід зазначити, що буріння велося з перевищенням гідростатичного тиску над пластовим на 5 – 8 МПа, тобто при достатньому проникненні фільтрату бурового розчину у пласт. Крива, яка позначена на рис. 4.3 суцільною лінією отримана за даними \bar{C}_p , \bar{C}_s , A_Σ при повторному дослідженні через три тижня після першого. Як видно з рисунка, крива зареєстрована у першому випадку має значно кращу диференціацією, що ще раз підтверджує зроблені нами висновки у розділі 4.1.

Також потрібно відмітити наступне, що навпроти продуктивних горизонтів, які підтверджуються результатами випробувань та комплексом методів ГДС, спостерігається значне розходження двох замірів. Як видно, що за даними параметра проникності виділяються всі продуктивні горизонти, які підтверджуються результатами випробувань. Більш того, у інтервалі 2245 – 2251 м, за даними комплексу ГДС, виділяють породи-колектори, а за даними P_{np} , у цьому інтервалі вони відсутні, що також підтверджується результатами випробувань. У цьому інтервалі нормовані криві, побудовані по двох різних часових замірах, розходяться несуттєво.

У розрізі пошукової свердловини № 1 – Підкам'яна (ДДз) виділення порід-колекторів проводилося нами також за даними двох замірів (рис. 4.6). Перший запис хвильовою акустиккою проведено 10.11.2003 р. при щільності бурового розчину 1120 кг/м³ (легкий розчин). У процесі буріння, згідно ГТНу, свердловину переведено на розчин 1560 кг/м³ (важкий розчин) і повторно виконано каротаж (від 25.12.2003 р.). За даними комплексу ГДС, пласти виділені в інтервалах 4305,0 – 4331,8 м; 4220,4 – 4282,0 м; 4357,4 – 4376,0 м характеризуються аналогічними геофізичними характеристиками, пористість яких змінюється в межах 7 – 14 %, що повинно гарантувати приплив пластового флюїду.

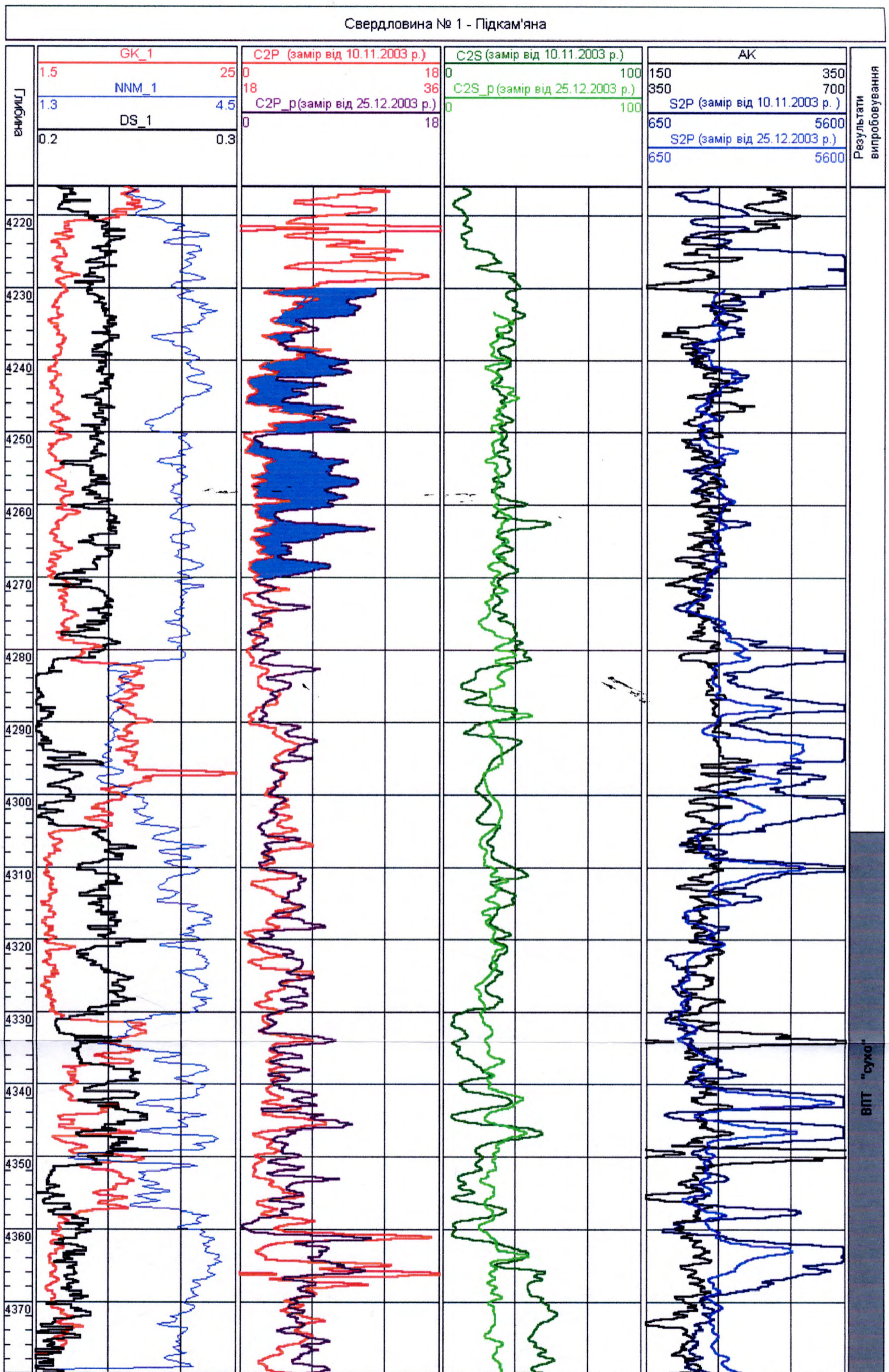


Рис. 4.6. Виділення порід-колекторів за даними двох замірів

Нами було надано рекомендації: випробувати даний інтервал за допомогою ВПТ. Через складність стовбуру свердловини ВПТ проведено тільки в інтервалі 4304 – 4376 м, де притоку не отримано. Згідно повторних досліджень за даними середніх коливних швидкостей (рис.4.6) в інтервалі, де проведено ВПТ, рівень кривих не змінився, що підтверджується даними про результати випробовувань. В інтервалі 4230 – 4270 м спостерігається розходження, в сторону збільшення, кривих середніх коливних швидкостей повздовжньої хвилі, отриманих відповідно від 10.11 та 25.12.2003 р. (на рисунку відмічено синім кольором). Тобто при збільшенні щільності бурового розчину в інтервалі 4230 – 4270 м проходить формування зони проникнення, що свідчить про наявність колектора. Два нижні інтервали, навпроти яких не проходить змін у динамічних параметрах повздовжньої хвилі, колекторами не є, що підтвердили і результати випробовувань.

Отже, той факт, що при почасових вимірах динамічних параметрів (\bar{C}_p , \bar{C}_s , A_z) спостерігається їх розходження між собою навпроти порід-колекторів, дає нам право пропонувати для їх виділення почасові виміри цих параметрів (у період формування зони проникнення та після її стабілізації і початку розформування). Для цього потрібно провести, як мінімум, два заміри. Перший замір даних параметрів, згідно висновку зробленого у третьому розділі, слід проводити до одного місяця після розкриття порід свердловиною. Другий замір слід проводити в період уже сформованої зони проникнення, коли відсутня фільтрація фільтрату бурового розчину в пласт.

Що стосується $A_{z\text{ нор}}$, слід відмітити: інтервали, визначені як колектори за її допомогою, непогано співставимі з такими, що визначені за даними комплексу ГДС. Але роздільна здатність $A_{z\text{ нор}}$ для вирішення даної задачі менша ніж у параметра проникності. Отже, дані про A_z слід використовувати для виділення продуктивних горизонтів на якісному рівні.

Щоб переконатися у інформативності параметра P_{np} по свердловинах № 1 -

Бисківська, №№ 4, 8, 9 - Лопушна, була проведена прив'язка кернових визначень пористості і побудована залежність:

$$K_{n \text{ від}} = f(|\bar{C}_{P \text{ нор}}| + \bar{C}_{S \text{ нор}}),$$

де $K_{n \text{ від}}$ – відкрита пористість по керну.

Всі одержані по свердловинах залежності були зведені у загальний графік $K_{n \text{ від}} = f(|\bar{C}_{P \text{ нор}}| + \bar{C}_{S \text{ нор}})$, на якому спостерігається наявність прямого кореляційного зв'язку між параметром $K_{n \text{ від}}$ і Π_{np} (рис.4.7).

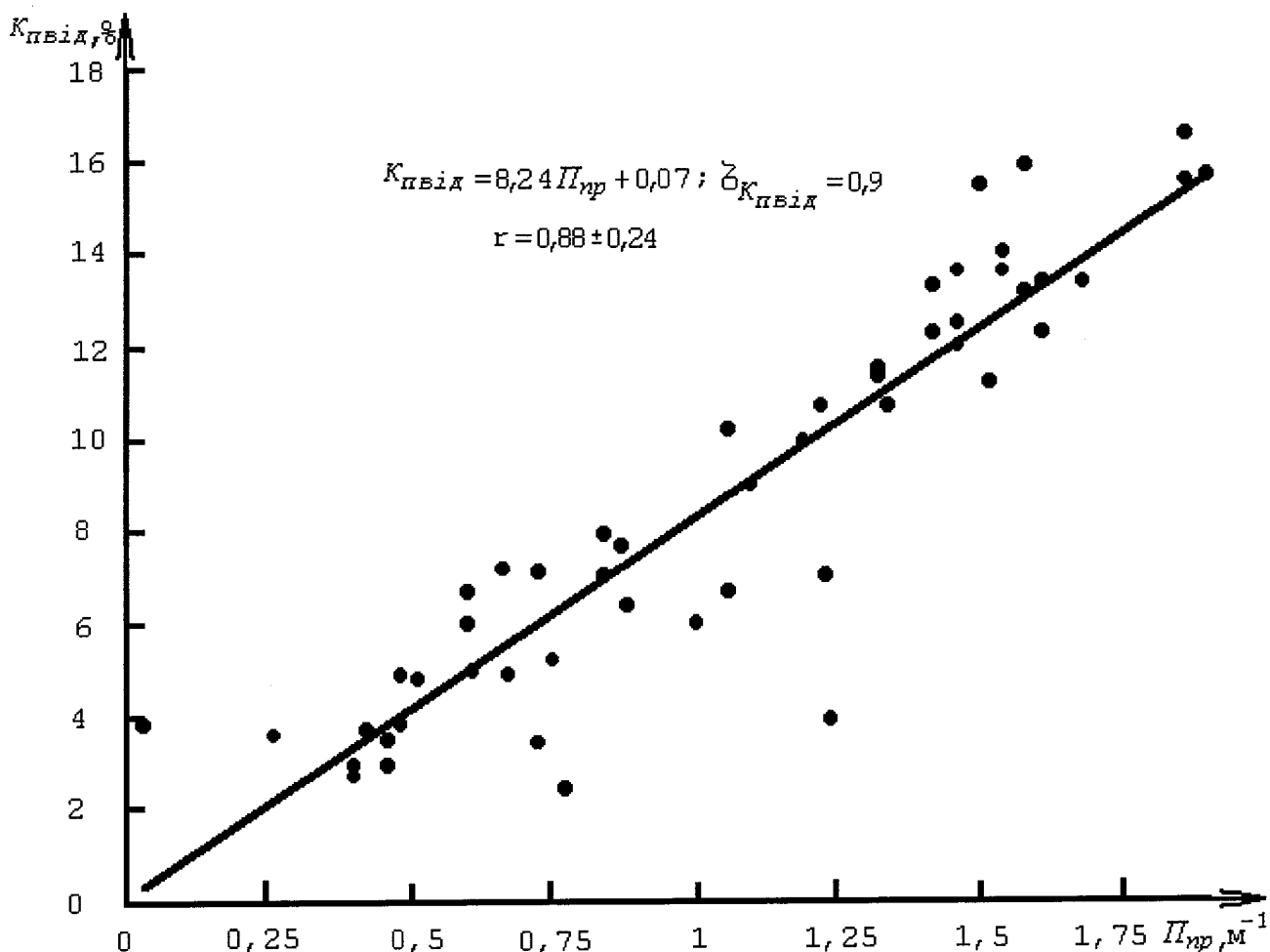


Рис. 4.7. Співставлення параметра проникності (Π_{np}) та коефіцієнта відкритої пористості, визначеного на керновому матеріалі ($K_{n \text{ від}}$)

Збільшення $K_{n \text{ від}}$ по керну відповідає збільшенню параметра проникності Π_{np} . Цей зведений графік залежності між $K_{n \text{ від}}$ і Π_{np} разом з даними стандартного

комплексу ГДС також був використаний нами при визначенні граничних значень параметра проникності для виділення порід-колекторів інтервалів.

Більше про взаємозв'язок між параметрами $K_{n \text{ від}}$ та Π_{np} і можливості використання останнього для кількісних визначень пористості описано нижче.

На можливість вирішення задачі кількісної оцінки колекторських властивостей, за даними динамічних параметрів АК, в принципі, вказує згаданий вже вище зв'язок параметра проникності Π_{np} з кількісними визначеннями коефіцієнта відкритої пористості на керновому матеріалі. Результати кількісних співставлень параметрів Π_{np} і $K_{n \text{ від}}$ приведені в табл. 4.1. У даній виборці діапазон зміни пористості складає $2,4 \div 17,2$ %, при цьому значення Π_{np} змінюються від $0,4$ до $1,86 \text{ ум.од.}$. Після обробки результатів співставлення Π_{np} і $K_{n \text{ від}}$ отримуємо рівняння (у графічному вигляді показане на рис. 4.7):

$$K_{n \text{ від}} = 8,24\Pi_{np} + 0,07, \quad r = 0,89 \quad (4.5)$$

Таблиця 4.1 –

Співставлення параметра проникності з коефіцієнтом відкритої пористості, визначеному на керновому матеріалі

Номер свердловини і площа	Інтервал покрівлі пласта, м	Параметр проникності (Π_{np}), м ⁻¹	$K_{n \text{ від}}$, По керну (%)
1-Бисківська	4706,6	1,5	12,6-17,2
-/-	4708,2	1,58	15,9
-/-	4717,0	0,72	3,4
-/-	4723,0	0,67	4,9
-/-	4727,2	1,19	9,9
-/-	4737,2	0,26	3,6
-/-	4739,0	0,48	3,8
-/-	4739,8	0,51	4,8

Продовження табл. 4.1

Номер свердловини і площа	Інтервал покрівлі пласта, м	Параметр проникності (Π_{np}), м ⁻¹	K_n від, по керну (%)
-/-	4740,4	0,42	3,7
4-Лопушнянська	4202,8	1,68	13,2-13,7
-/-	4205,2	1,9	15,7
-/-	4208,0	1,58	13,2
-/-	4209,6	0,46	2,9
-/-	4248,0	1,22	10,7
-/-	4249,6	1,34	10,7
-/-	4250,2	1,54	13,6
-/-		1,54	14,0
-/-	4253,6	1,06	6,7
-/-		1,06	10,2
-/-	4256,4	1,46	13,6
-/-	4257,2	1,46	12
-/-		1,46	12,5
-/-	4258,2	1,86	15,6
-/-		1,86	16,6
-/-	4263,6	1,32	11,5
-/-		1,32	11,3
-/-	4264,8	1,42	12,3
-/-		1,42	13,3
-/-	4265,6	0,88	6,4
8-Лопушнянська	4206,0	0,77	2,4
-/-	4209,0	1,1	3,9
-/-	4216,0	1,0	3,0

Продовження табл. 4.1

Номер свердловини і площа	Інтервал покрівлі пласта, м	Параметр проникності (P_{np}), м ⁻¹	K_n від, по керну (%)
-/-	4219,0	1,24	3,9
-/-	4220,6	1,52	11,2
-/-	4221,6	1,23	4,8
-/-	4232,4	1,61	13,4
-/-		1,61	12,3
-/-	4239,0	0,4	2,9
-/-		0,4	2,7
9-Лопушнянська	4092,4	0,751	5,2
-/-	4107,6	0,462	3,5
-/-	4108,4	0,031	3,8
-/-	4111,4	0,475	4,9
-/-	4112,6	0,601	5,0
-/-	4115,8	0,595	6,0
-/-		0,595	6,7
-/-	4118,2	0,722	7,1
-/-	4119,4	0,876	7,7
-/-	4121,2	0,84	7;7,9
-/-	4127,6	0,662	7,2

Виходячи із вищеприведеного, слід зазначити, що кореляційний зв'язок між динамічними параметрами АК і колекторськими властивостями пластів є суттєвим і достатнім для практичного використання.

Результати виділення порід-колекторів за даними динамічних параметрів акустичного сигналу. У якості прикладів на рис. 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 показані можливості використання методики комплексної інтерпретації

даних динамічних параметрів акустичного каротажу з метою виділення і оцінки ємнісних властивостей колекторів у розрізах свердловин ДДз, Бориславсько-Покутської і Більче-Волицької зон (Передкарпатський прогин).

На цих рисунках приведені результати співставлення виділених порід-колекторів за даними динамічних параметрів, стандартного комплексу ГДС, лабораторних досліджень керну та свердловинних випробовувань (у випадку їх наявності).

У свердловині № 12 – Ульянівська (ДДз) (рис.4.8) замір хвильовою акустикою проводився один раз, тобто зміни бурового розчину на більш важкий не проведено. Динамічні параметри отримані за допомогою розробленої програми “Акустика”, реалізованої в комп’ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС “Геопошук”. Слід відмітити, що пласти-колектори чітко виділяються за даними $A_{\Sigma \text{ нор}}$, $P_{\text{нр}}$, $|\bar{C}_{P \text{ нор}}|$, $\bar{C}_{S \text{ нор}}$, що підтверджується комплексом ГДС та керновими даними. Згідно кернових даних інтервали колекторів башкирського ярусу середнього карбону (1660-2010м) представлені пісковиками світло-сірими до сірих, середньо-дрібнозернистими, середньо-слабозцементованими переважно карбонатно-глинистим цементом. Міцність порід від середньої до низької. За даними лабораторних досліджень характеризуються відкритою пористістю від 6,4 до 28,8%, проникністю 0,12 до $5293,89 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. З опису керну видно, що, як коефіцієнт пористості, так і коефіцієнт проникності, змінюються в досить широких межах. У свою чергу параметр \bar{C}_P змінюється від 3,2 до 36 ум. од., тобто на порядок, в порівнянні з щільними вміщуючими породами. На рис. 4.8 приведено порівняння інтервалів залягання порід-колекторів, виділених за вищеописаними методиками та комплексом ГДС. Вони досить добре співпадають. Крім того, колектори, виділені за даними динамічних параметрів, виключають щільні (непроникні) пропластки, що є суттєвою перевагою.

На рис. 4.9 (свердловина № 21 – Вишневіська, ДДз) показано принцип

Свердловина 12 - Ульяновська

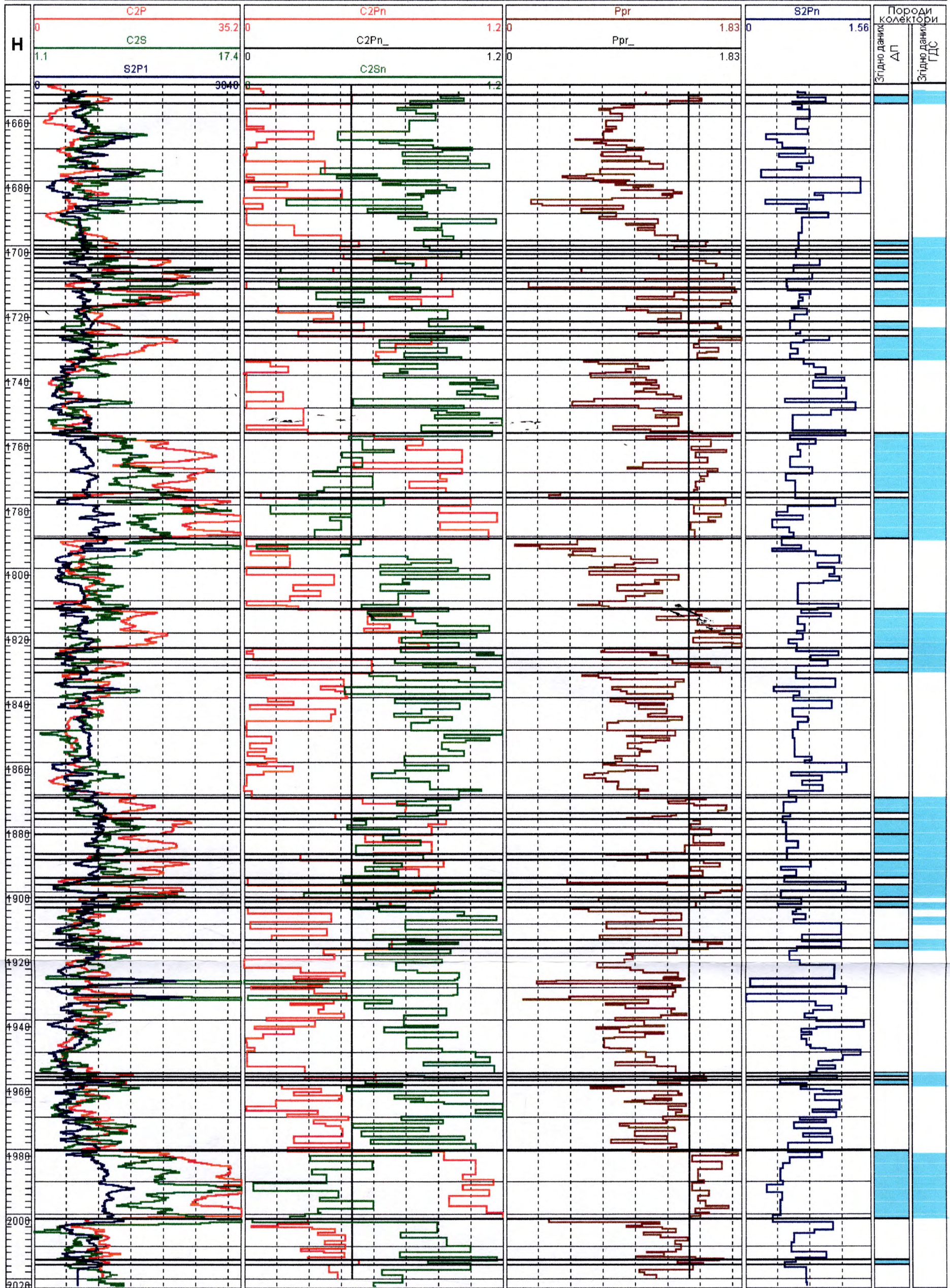


Рис. 4.8. Виділення порід-колекторів за даними динамічних параметрів акустичного сигналу

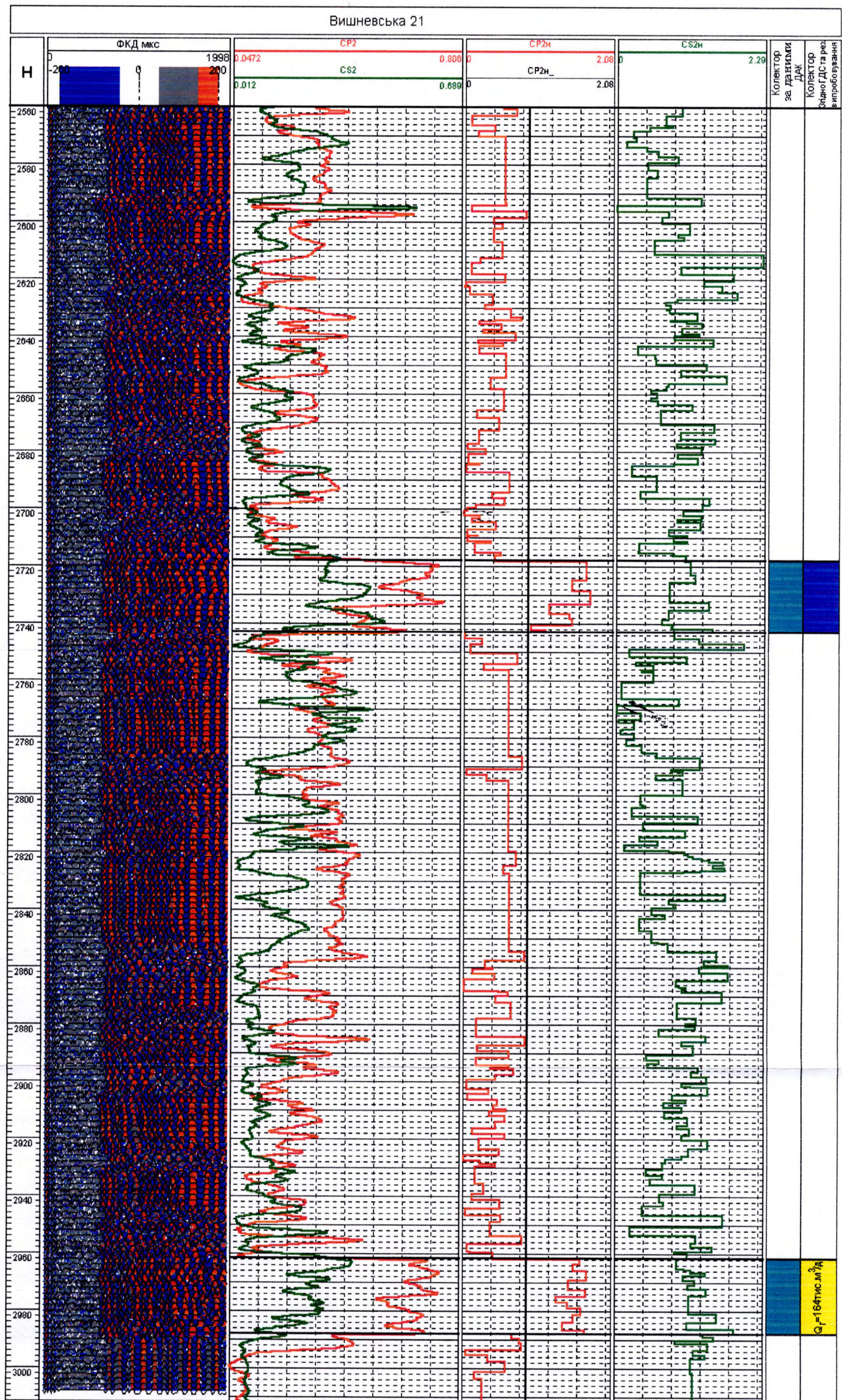


Рис. 4.9. Виділення порід-колекторів за даними нормованих значень середніх коливних швидкостей по вздовжньої та поперечної пружних хвиль

виділення колекторів за даними нормованих значень середньої коливної швидкості повздожньої хвилі. В даному випадку крива має досить високу диференціацію. За даними ГДС пласт виділений в інтервалі 2962 – 2988 м характеризується пористістю 14 – 22 %. Виділені колектори підтверджуються даними ГДС та результатами випробовувань, де з вищезгаданого інтервалу отримано приплив 164 тис. м³/добу газу.

У свердловині № 1-Північно-Делятинська (Передкарпатський прогин) (рис.4.10, 4.11) панеллю ВПАС-4АЛ зареєстровані динамічні параметри акустичного каротажу \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_Σ , N (кількість коливань у хвильовій картині). Буріння свердловини велось з перевищенням гідростатичного тиску над пластовим на 8-13 МПа. За даними комплексної інтерпретації ГДС, з врахуванням виносу керна матеріалу, представлений на рисунках інтервал складений ущільненими піщано-глинистими відкладами менілітової світи. За результатами оперативної обробки даних ГДС у досліджуваному розрізі виділено ряд водонасичених інтервалів, які представлені чергуванням пісковиків, алевролітів із прошарками аргілітів (рис. 4.10).

Криві \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_Σ , N , Δt_P зареєстровані панеллю ВПАС-4АЛ, добре диференціюють розріз і відповідають поставленим до них вимогам. Значна диференціація кривих \bar{C}_P , \bar{C}_S , Δt_P обумовлена літологічною неоднорідністю розрізу, що підтверджується іншими даними комплексу ГДС і результатами опису керну в інтервалах його виносу (3981 – 3990 м; 4041 – 4046 м; 4055 – 4059 м). Керн представлений частим перешаруванням прошарків пісковиків, алевролітів, аргілітів, гравелітів.

У якості опорного для нормалізації зареєстрованих кривих \bar{C}_P , \bar{C}_S , A_Σ вибраний пласт в інтервалі 4049 – 4052 м. Оцифровка і нормалізація кривих проведена на ЕОМ з кроком 0,2 м по глибині. За співставленими цифровими і нормованими кривими $\bar{C}_{P\text{нор}}$, $\bar{C}_{S\text{нор}}$, $A_{\Sigma\text{нор}}$ з використанням параметра Δt_P

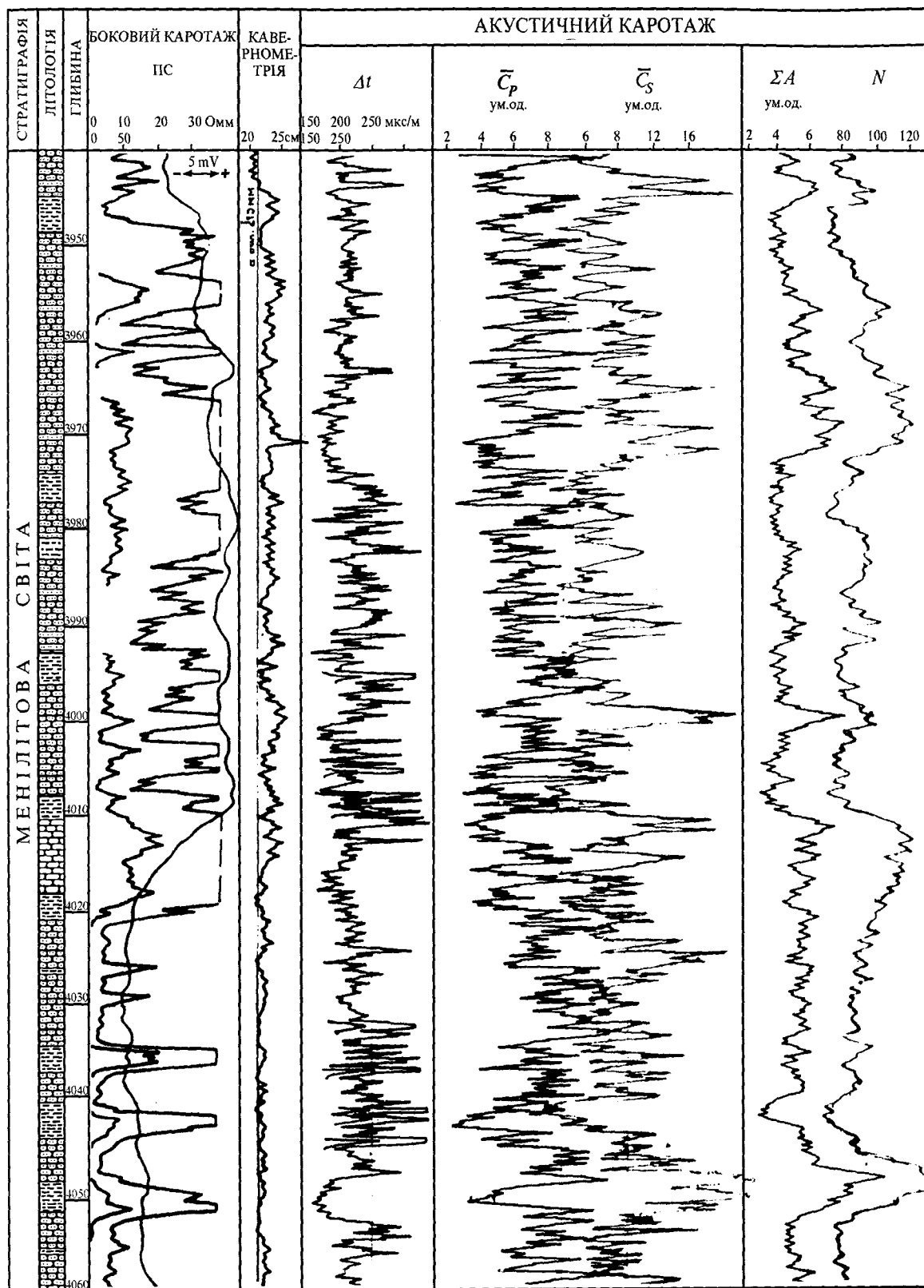


Рис.4.10. Характеристика менілітових відкладів за даними динамічних параметрів акустичного сигналу

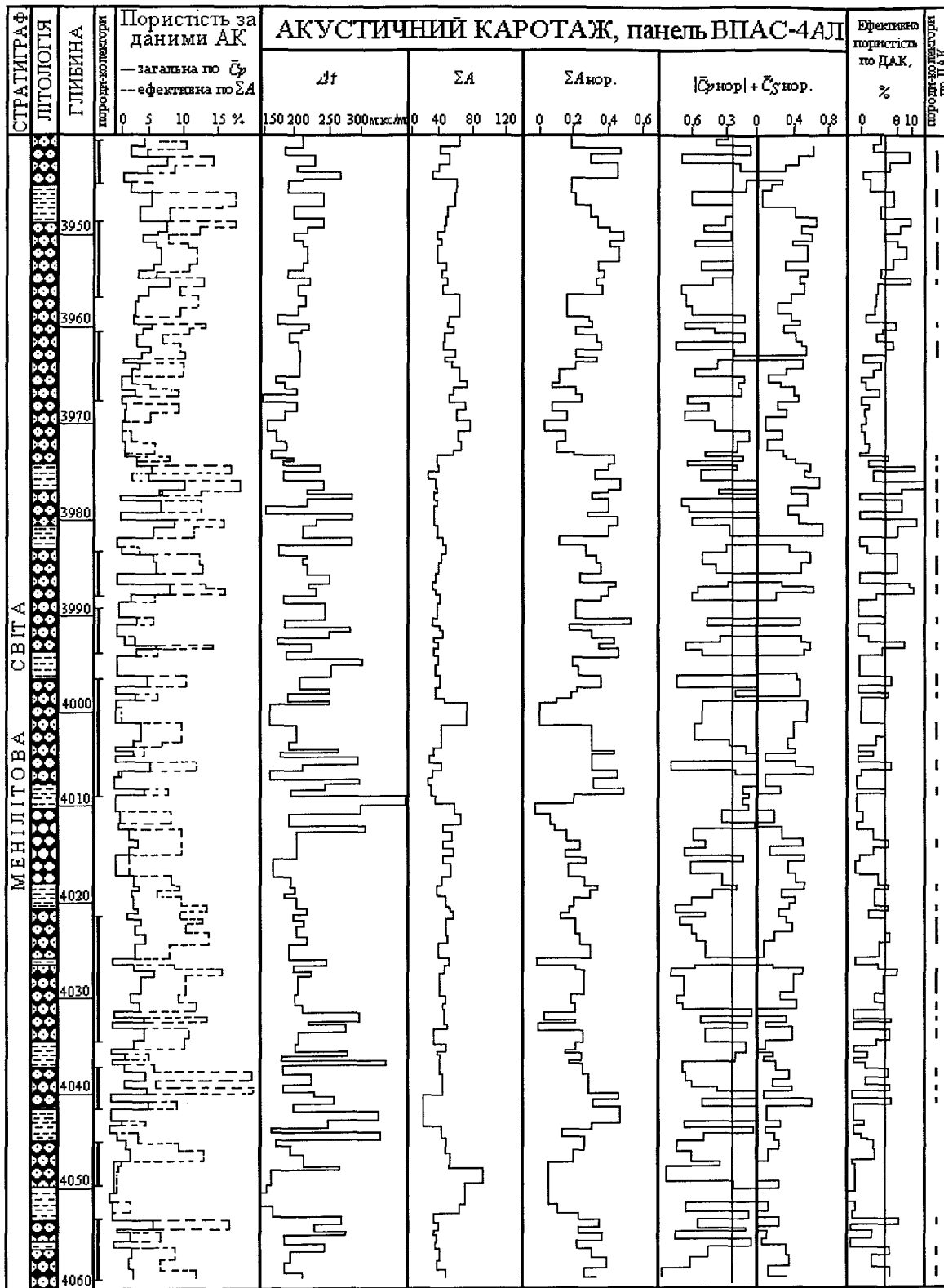


Рис.4.11. Результати виділення порід-колекторів та визначення їх емісних властивостей за даними динамічних параметрів

проведено літологічне розчленування розрізу і виключені із подальшого розгляду глинисті інтервали. До розряду глин віднесені інтервали низьких значень A_{Σ} , підвищених значень Δt_p і прямуючих до нульових значень $\bar{C}_{P_{нор}}$ і $\bar{C}_{S_{нор}}$ (інтервали 3943,6 – 3944,4 м; 3963,2 – 3963,6 м; 3986 – 3986,8 м; 3988,6 – 3990,4 м; 3998,4 – 4000,0 м; 4040,6 – 4045,2 м і ін.).

Кількісна оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей виділених інтервалів проводилася по величині $K_{неф}$, визначеному по параметрах A_{Σ} , Δt_p , \bar{C}_p .

Детальніше про визначення кількісних значень коефіцієнтів ефективної та відкритої пористості за даними вищезгаданих параметрів ми зупинимося в подальшому (розділи 5, 6, 7). Приймаючи умовний рівень колектора по $K_{неф}$ рівним 3%, проведено виділення порід-колекторів, які володіють фільтраційно-ємнісними властивостями вище граничних. Результати виділення порід-колекторів і оцінка їх пористості (відкритої і ефективної) по свердловині № 1 – Північно-Десятинська, приведені на рис. 4.11. За результатами інтерпретації даних динамічних параметрів у досліджуваному розрізі інтервали представлені невеликими пропластками із значенням ефективної пористості до 10%, що співпадає з результатами інтерпретації стандартного комплексу ГДС.

Відсутність у інтервалі дослідження лабораторних визначень ефективної пористості на керновому матеріалі не дозволяє провести більш достовірну оцінку одержаних значень ефективної пористості визначеної за даними динамічних параметрів акустичного каротажу.

На рис. 4.12 приведені результати дослідження даним методом свердловини № 9 – Лопушна у інтервалі 4440 – 4550 м, який викрив відклади карбонатних порід верхньоюрського періоду. Інтервал був розкритий 18.06.88 року при незначному збільшенні гідростатичного тиску над пластовим. Дослідження даним методом виконані 5.07.88 року, тобто через 17 днів після розкриття інтервалу. Діаграми динамічних параметрів акустичного каротажу, зареєстровані панеллю ВПАС-4АЛ, доброї якості. Роздільна здатність розрізу висока. У якості

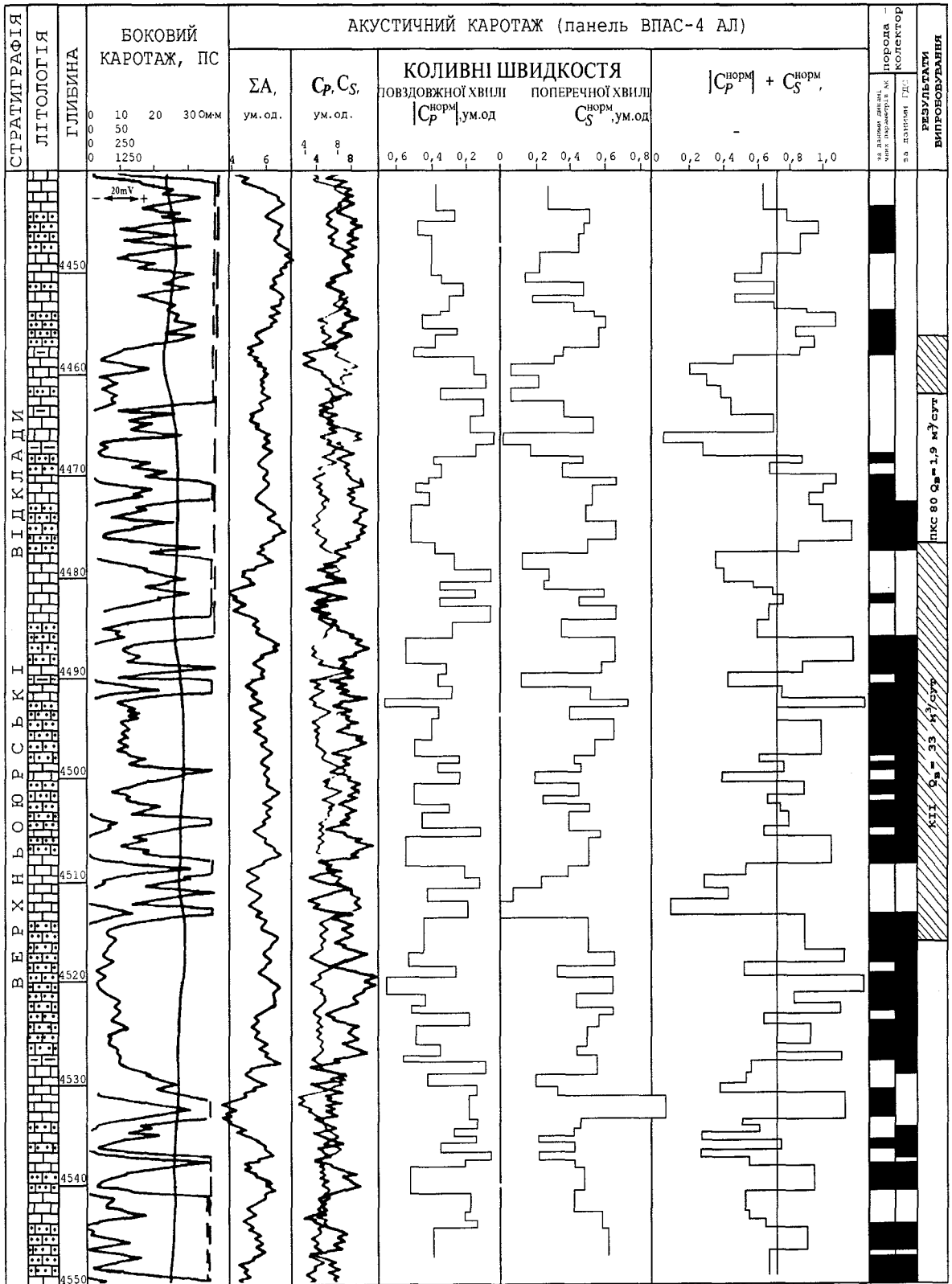


Рис. 4.12. Приклад виділення порід-колекторів для карбонатних порід

опорного для нормування параметрів був вибраний пласт в інтервалі глибин 4465,6 - 4466,8 м.

Виділені по параметрах $|\bar{C}_{P_{нор}}| + \bar{C}_{S_{нор}}$ породи-колектори характеризуються пористістю, за даними ГДС, від 4 до 13% і співпадають з інтервалами колекторів виділених по стандартному комплексі ГДС. У даному випадку динамічні параметри володіють досить високою роздільною здатністю, і більшою аніж стандартний комплекс ГДС деталізацією при виділенні колекторів.

Породи-колектори, виділені по динамічних параметрах у загальному інтервалі глибин 4456,0 - 4512,0 м, підтверджуються результатами випробування пластів на бурильних трубах (КП). З даного інтервалу одержано приплив мінералізованої води дебітом 33 м³/добу.

Здатність породи віддавати флюїд в інтервалі 4468,0 – 4477,0 м, (див. рис.4.12) підтверджується результатами перфорації, яка була проведена в інтервалі 4462,0 – 4477,0 м, де приплив води склав 1,9 м³/добу.

За даними стандартного комплексу ГДС, інтервал 4440,0 – 4458 м визначений як непроникний, щільний пласт. За даними динамічних параметрів у межах цього інтервалу, пласти 4443,0 - 4448,0 м і 4454,0 – 4458,0 виділені як проникні. Дані цих параметрів у комплексі з іншими даними ГДС дозволяють віднести їх до тріщино-порового типу колектора, що підтверджується керном, піднятим із глибини 4445,0 - 4450,0 м, який представлений розущільненими вапняками.

Пласт в інтервалі 4530,8 - 4533,2 м за даними параметрами може бути віднесений до тріщинного типу колекторів з горизонтальною тріщинуватістю (\bar{C}_P лише незначно вище вміщуючих порід, \bar{C}_S сильно затухає, A_z наближається до мінімального значення). Всі інші виділені в даному інтервалі пласти за даними вищеописаних параметрів характеризуються як порово-тріщинні.

У розрізі баден-гельветських відкладів свердловини № 9 - Лопушна представленому на рис.4.13, дослідження методом акустичного каротажу

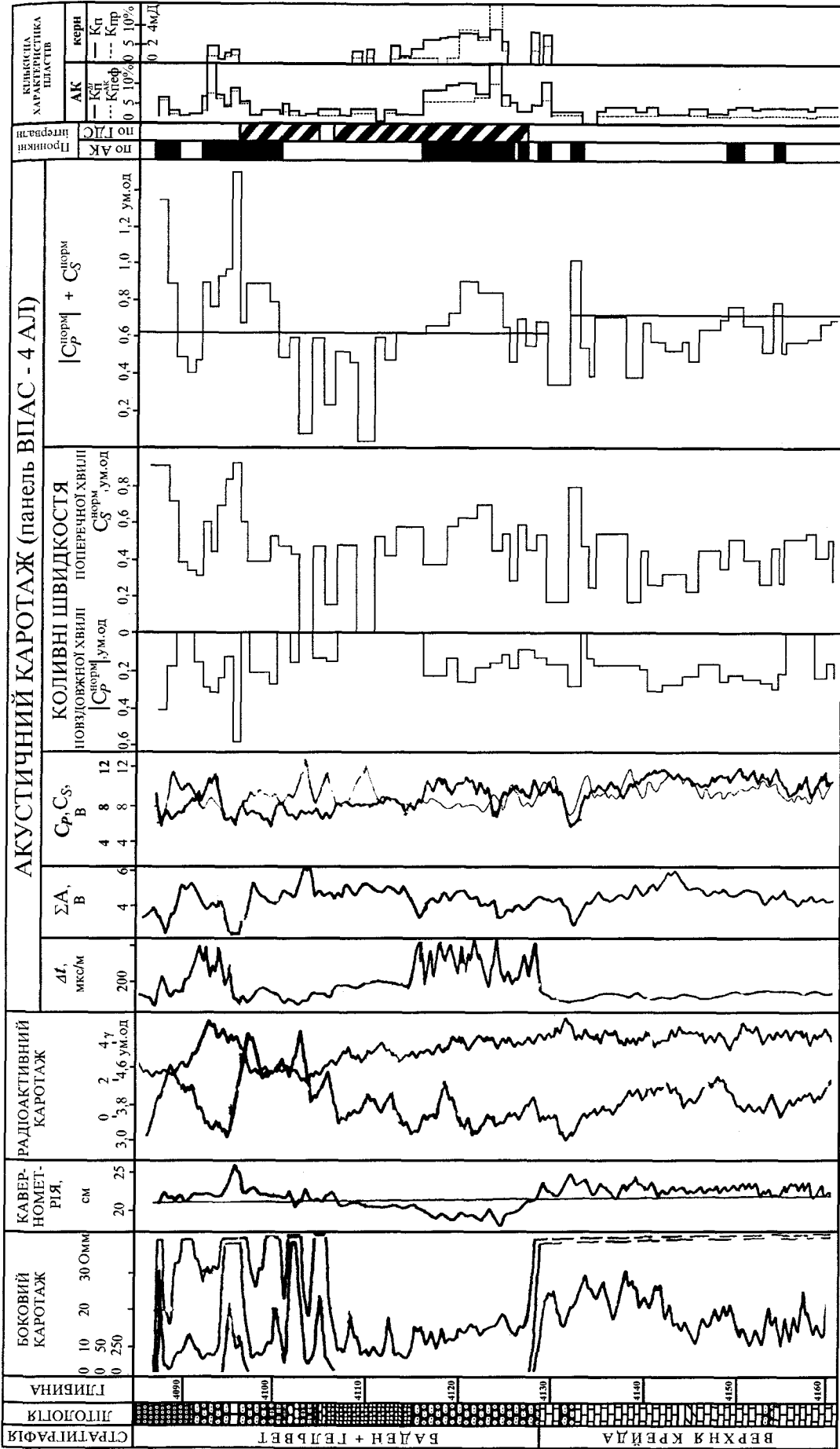


Рис.4.13. Результати інтерпретації динамічних параметрів акустичного каротажу у розрізі баден-гельветських відкладів

виконувались більше одного місяця після розкриття інтервалу, що у деякій мірі погіршило диференціацію кривих динамічних параметрів акустичного каротажу. За даними опису керну даний розріз складений з карбонатизованих пісковиків з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями. Пористість згідно кернових даних змінюється в межах 2,8 - 10 %, проникність від 0,03 до 16,4 мД. За даними стандартного комплексу ГДС у загальному інтервалі 4097,0 - 4126,0 м виділено три пачки піщанистих порід, рекомендованих для вивчення колекторських властивостей і характеру насичення.

Нормування і обробка кривих виконані по опорному пласту в інтервалі 4102,0 – 4103,6 м. В результаті обробки у розрізі баден-гельветських відкладів до числа проникних віднесені інтервали 4096,4 – 4099,0 м; 4091,6 – 4100,0 м і загальний інтервал 4115,8 – 4128,8 м. Проникність виділених інтервалів підтверджується збільшенням ефективної пористості, визначеній за даними динамічних параметрів, а також підвищеними значеннями проникності по керну.

У виділених інтервалах високий рівень складової $\bar{C}_{S_{пор}}$ і незначні перевищення над прийнятим рівнем (0,2 ум.од.) параметра $|\bar{C}_{P_{пор}}|$ дозволяє припустити, що значний вклад у їхню проникність вносить тріщина складова. Петрофізичне вивчення керну, а також результати інтерпретації КВД підтверджують наявність у досліджуваних відкладах колекторів порово-тріщинного типу.

Отже, із проведеної роботи видно, що спосіб виділення порід-колекторів у розрізах свердловин Передкарпатського прогину та Дніпровсько-Донецької западини, за даними параметра проникності, добре підтверджується результатами випробовування, є достатньо обґрунтованим і перспективним для використання у інших геологічних умовах.

РОЗДІЛ 5

**МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКИХ
ПОРІД ЗА ДАНИМИ СЕРЕДНІХ КОЛИВНИХ ШВИДКОСТЕЙ
ПОВЗДОВЖНЬОЇ ХВИЛІ**

5.1. Алгоритм визначення коефіцієнта пористості за даними коливних швидкостей повздовжньої хвилі

В роботі [46, 62, 78] запропоновано наступне співвідношення, що пов'язує загальну і ефективну пористості з густинами середовищ та коливними швидкостями частинок у повздовжній хвилі:

$$\rho_p \bar{C}_P = (1 - K_n) \rho_{ск} \bar{C}_{ск} + K_n \rho_{ф} \bar{C}_{ф} - K_{неф} \rho_{ф} \bar{C}_{від}, \quad (5.1)$$

де ρ_p - середня об'ємна густина породи;

\bar{C}_P - середня по всьому об'єму породи коливна швидкість частинок у повздовжній хвилі;

K_n - коефіцієнт загальної пористості (тобто відносний об'єм породи, зайнятий вільним і зв'язаним флюїдом);

$\rho_{ск}$ - щільність речовини скелету;

$\bar{C}_{ск}$ - коливна швидкість повздовжньої хвилі у скелеті породи;

$\rho_{ф}$ та $\bar{C}_{ф}$ - щільність та коливна швидкість для флюїду відповідно;

$K_{неф}$ - коефіцієнт ефективної пористості (відносний об'єм зайнятий вільним, рухомих флюїдом);

$\bar{C}_{від}$ - швидкість відносного зміщення частинок скелету та флюїду.

Величини \bar{C}_P , $\bar{C}_{ск}$, $\bar{C}_{ф}$, $\bar{C}_{від}$ - середні по модулю за весь час процесу. Взагалі, в другому та третьому доданку правої частини рівняння повинні стояти різні щільності, тому що вони для зв'язаного і вільного флюїдів не співпадають [71].

Цією відмінністю поки що ми нехтуємо.

Величина \bar{C}_p - “ефективна” коливна швидкість повздовжньої хвилі - може бути зареєстрована в процесі каротажу. Складові $\bar{C}_{ск}$ та \bar{C}_ϕ - відповідають за коливну швидкість звичайної повздовжньої хвилі відповідно в скелеті і флюїді, доданок з $\bar{C}_{від}$ відображає вплив комбінаційних хвиль. Нехтуючи цим доданком і проводячи підстановку [9, 31]

$$\rho_i \bar{C}_i = \frac{P_i}{V_i}, \quad (5.2)$$

для всіх доданків ($i = p, ск, \phi$) з врахуванням неперервності тиску ($P_p = P_{ск} = P_\phi$), отримаємо кінематичне рівняння середнього часу (Уїллі)(1.1):

$$\frac{1}{V_p} = \frac{1 - K_n}{V_{ск}} + \frac{K_n}{V_\phi}, \quad (5.3)$$

де V_p - швидкість поширення повздовжньої хвилі у породі;

$V_{ск}$ - швидкість поширення повздовжньої хвилі у речовині скелету;

V_ϕ - швидкість поширення повздовжньої хвилі у речовині флюїду.

Цей зв'язок не прямо вказує на причину неточності, у ряді випадків, формули Уїллі. Тут має вплив залежність кінематичних характеристик повздовжніх хвиль від анізотропії гірських порід, а також в'язкості пористих середовищ та нехтування у (5.1) останнім доданком, що призводить до похибки визначення пористості.

Враховуючи зв'язок

$$\rho_p = (1 - K_n)\rho_{ск} + K_n\rho_\phi, \quad (5.4)$$

можна з рівняння (5.1) одержати аналог рівняння середнього часу через щільності

та коливні швидкості

$$K_n = \frac{\bar{C}_P - \bar{C}_{ск}}{\left(\frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}} \bar{C}_\phi - \bar{C}_{ск}\right) + \left(1 - \frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}}\right) \bar{C}_P}. \quad (5.5)$$

Хоча і при виводі цього співвідношення опущений доданок з $K_{неф}$ та $\bar{C}_{вiд}$, воно часто дає більш точні результати, ніж рівняння середнього часу. Очевидно, пов'язане це з тим, що коливна швидкість, як параметр хвильового поля, більш чутлива до зміни пористості, ніж швидкість поширення хвилі або інтервальний час. За даними авторів [46, 53] та власних досліджень [35, 78] діапазон зміни \bar{C}_P у залежності від зміни пористості та гідродинамічного стану флюїду складає порядок, тоді як інтервальний час змінюється у 1,5 - 2 рази.

Неважко побачити, що у формулі (5.5) єдиним параметром хвильового поля, який реєструється, є середня коливна швидкість повздовжньої хвилі \bar{C}_P . Всі інші параметри невідомі, і на нашу думку, повинні оцінюватися з апіорних відомостей про фізику хвильового поля, в пористих насичених середовищах. Що стосується щільності скелету породи та фільтрату бурового розчину, то будемо вважати, що це відомі величини, хоча, як їх можна оцінити за допомогою акустичного каротажу, коли немає таких відомостей, ми розглянемо пізніше. Отже, звернемо свою увагу безпосередньо на визначенні кожного параметра, що входить в рівняння (5.5).

5.2. Визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи

Величина $\bar{C}_{ск}$, як і $\Delta t_{ск}$ визначається мінералогічним складом скелету породи [1, 33, 56, 63]. Дамо визначення даного параметра: $\bar{C}_{ск}$ - це середня коливна швидкість (в часовій області від першого вступу повздовжньої до

першого вступу поперечної) пружних хвиль в породі такого ж мінералогічного складу, як порода - колектор, але малої пористості ($1 \div 2\%$). Можна зауважити, що коефіцієнт пористості мав би бути рівним нулю, але в природі насправді немає таких гірських порід. Порода, K_n якої рівне $1 \div 2\%$, вже вважається щільною, непроникною і дзвінкою в термінах акустики.

Враховуючи вище приведені міркування, на практиці встановити істинні значення $\bar{C}_{ск}$ важко. На нашу думку, мають право на життя такі способи визначення величини $\bar{C}_{ск}$:

1) розрахунковий;

2) співставлення коливної швидкості \bar{C}_p , зареєстрованої навпроти пласта - колектора з коефіцієнтом пористості цього пласта;

3) співставлення величини інтервального часу Δt_p і коливної швидкості \bar{C}_p в пластах – колекторах;

4) співставлення коливної швидкості \bar{C}_p з величиною, оберненою питомому електричному опору $1/\rho_{ефБК}$, розраховану по діаграмі бокового каротажу (БК) для пластів, які характеризуються максимально - великим діапазоном зміни цих параметрів;

Зупинимося детально на кожному запропонованому способі визначення величини $\bar{C}_{ск}$.

Визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи розрахунковим шляхом. Слід зауважити, що по аналогії визначення інтервального часу розповсюдження пружної хвилі в скелеті породи $\Delta t_{ск}$ [15, 56], слід скористатися апріорними відомостями про процентний вміст мінералів, що складають скелет породи. Тоді алгоритм визначення $\bar{C}_{ск}$ набуде вигляду:

$$\bar{C}_{ск} = \sum_i^n \delta_i \bar{C}_{Pi}, \quad (5.6)$$

де δ_i - вміст i - того мінералу у скелеті породи, виражений у долях;

\bar{C}_{P_i} - величина середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі в i - тому мінералі;

n - кількість мінералів, які утворюють скелет породи.

Параметр \bar{C}_P виміряти в лабораторних умовах практично не можливо. Це пов'язано з тим, що, по-перше, змоделювати процеси в лабораторних умовах, які проходять в пластах-колекторах при їх природному заляганні для вирішення цієї задачі, практично не можливо; по-друге, kern обмежених розмірів і при його дослідженні збільшують частоти пружних коливань (порядку МГц) відносно тих, при яких ведеться дослідження в свердловині, що, в свою чергу, веде до втрати фізичних явищ, описаних в третьому та четвертому розділах.

Так, як на даний час немає приладів для визначення \bar{C}_P в лабораторних умовах, то потрібно піти іншим шляхом визначення цієї величини. Оскільки даних про величину інтервального часу мінералів є в достатній кількості [28], а тим більше інтервальний час можна визначити у лабораторних умовах, то використовуємо відоме співвідношення (5.2): $\rho_i \bar{C}_i = \frac{P_i}{V_i}$, або $\rho_i \bar{C}_i = P_i \Delta t_{P_i}$.

Виходячи з неперервності тиску, індекс при P_i можна опустити, тобто $P_i \equiv P$.

Якщо величину P_i опустити з врахування неперервності тиску, то

$$\rho_i \bar{C}_i = P \Delta t_{P_i} \Rightarrow \bar{C}_{P_i} = \frac{P \Delta t_{P_i}}{\rho_i}. \quad (5.7)$$

Підставляючи (5.7) у (5.6), отримаємо вираз для визначення $\bar{C}_{ск}$ за даними щільності мінералу та інтервалу часу пробігу пружної хвилі по ньому:

$$\bar{C}_{ск} = \sum_i^n \delta_i \frac{100 \cdot \Delta t_{P_i}}{\rho_i}. \quad (5.8)$$

де ρ_i – виражене в кг/см^3 .

Оскільки, $\bar{C}_{ск}$ розраховуємо у відносних одиницях, то для простоти розрахунку приймаємо $P=10^2$.

Важливим результатом робіт, виконаних закордонними і вітчизняними дослідниками, стало визначення емпіричних значень інтервальних часів $\Delta t_{P(S)ск}$ в ідеальному непористому полікристалічному мінеральному скелеті породи [3, 22, 28, 57].

Практикою інтерпретації (визначення коефіцієнта пористості (K_n)) показана стабільність і можливість використання цих значень для різних регіонів. Тому, використавши дані про інтервальний час пробігу пружної повздовжньої хвилі в скелеті породи $\Delta t_{ск}$, нами, за вищеприведеною методикою, зроблений розрахунок середніх коливних швидкостей повздовжньої хвилі $\bar{C}_{ск}$ для типових мінералогічних комплексів та мінералів (табл. 5.1). Згідно проведених розрахунків для еоценових відкладів (пісковиків) Передкарпатського прогину, які залягають на глибині порядку 4000 м, середня коливна швидкість скелету породи, повинна складати $\bar{C}_{ск}=6,3$ ум.од.,

Таблиця 5.1 -

Значення $\bar{C}_{ск}$ основних мінералогічних комплексів і деяких мінералів визначені розрахунковим шляхом

Порода	Щільність мінералогічного комплексу, або мінералу, кг/см^3	$\Delta t_{Pск}$, мкс/м	$\bar{C}_{ск}$ ум.од.
Пісковик добре зцементований	2650 – 2710	170	6,27-6,4
Пісковик слабо зцементований (рихлий)	2650 – 2710	182	6,7-6,8
Аргіліт консолидований	2300 – 2740	270	9,85-11,7

Продовження табл 5.1.

Порода	Щільність мінералогічного комплексу, або мінералу, $кг/см^3$	Δt_{PCK} , мкс/м	\bar{C}_{CK} ум.од.
Аргіліт (глина) погано консолідований ($H < 2000 м$)	2000 – 2400	330	16,5 -27,5
Вапняк	2710	155	5,72
Доломіт	2870	142	4,95
Ангідрит	2970 – 3070	167	5,55
Гіпс	2320	178	7,67
Галіт	2160	214	9,9
Сільвіт (КСІ)	1940	225	11,6

для пісковиків, які залягають на глибині 1500 – 1900 м (Ульянівське родовище, Дніпровсько-Донецька западина) - $\bar{C}_{CK} = 6,7$ ум.од.

Слід зазначити, що про правильність таких розрахунків висновки робити швидко. Для цього потрібно проаналізувати всі значення величини \bar{C}_{CK} , отримані за допомогою різних способів.

Визначення коливної швидкості повздожньої хвилі у скелеті породи способом співставлення середньої коливної швидкості в області повздожніх хвиль з коефіцієнтом пористості. Даний метод визначення \bar{C}_{CK} буде найбільш надійним. Величину пористості визначають на керновому матеріалі, відібраному з досліджуваних горизонтів для конкретного родовища, якщо такий є. Якщо ж такої інформації немає, то можна використати коефіцієнт пористості визначений, за даними комплексу методів ГДС, або окремому методу, який буде найбільш інформативним в конкретних геологічних умовах [20, 44].

Величину коливної швидкості повздожньої хвилі у скелеті породи \bar{C}_{CK} визначають шляхом співставлення значень \bar{C}_P (середньої коливної швидкості в області повздожніх хвиль) і коефіцієнта пористості K_n , для пластів-колекторів,

які досягають, по можливості, великий діапазон зміни цих параметрів. Одержану при усередненні точок лінію регресії продовжують до пересічення з віссю \bar{C}_p . Точка перетину якраз і покаже величину $\bar{C}_{ск}$ при $K_n=0$. Як приклад, розрахуємо за запропонованим способом величину коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи для пісковиків середнього карбону башкирського ярусу (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), Ульянівське родовище) (рис. 5.1).

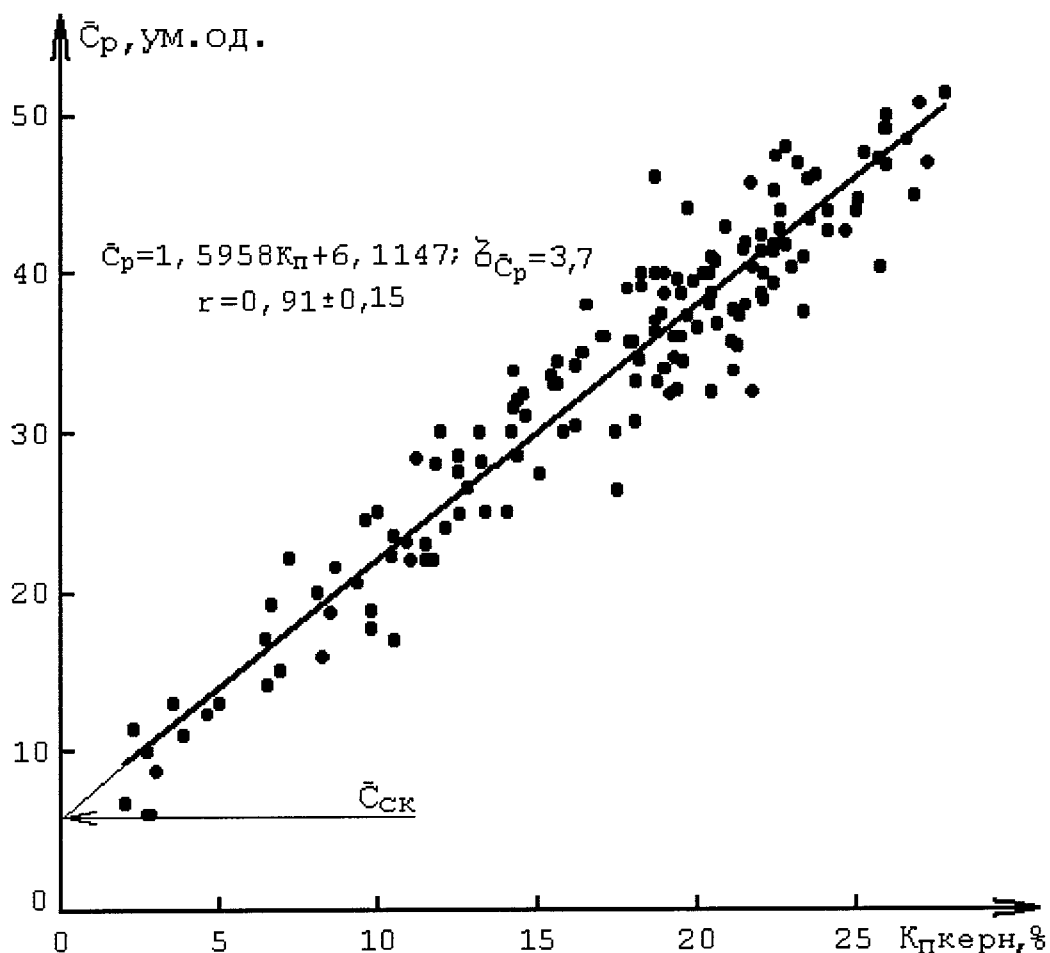


Рис. 5.1. Ілюстрація принципу визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи за даними \bar{C}_p і $K_n \text{ керн}$

З рис. 5.1 видно, що коливна швидкість \bar{C}_p , зареєстрована навпроти пластів-колекторів, добре корелює з коефіцієнтом пористості цих пластів, визначеним на керновому матеріалі (коефіцієнт кореляції $r=0,91$), і зростає з його збільшенням. Це підтверджує зроблені нами висновки у третьому та четвертому розділах, що навпроти порід-колекторів спостерігається збільшення величини \bar{C}_p .

Продовживши лінію регресії до перетину з віссю \bar{C}_P , ми отримали значення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи (пісковик) рівне $6,1$ ум.од. Разом з тим, нами також, за даним способом розраховані величини $\bar{C}_{ск}$ для еоценових відкладів (пісковиків) родовищ Передкарпатського прогину (Лопушнянське, Північно-Делятенське). Для них отримані наступні величини $\bar{C}_{ск}$ $6,2 - 6,3$ ум.од.. Слід відмітити, що, отримані значення величин $\bar{C}_{ск}$, за описаним способом, досить непогано співставляються з такими, які було визначено розрахунковим шляхом.

Визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи способом співставлення коливної швидкості в області повздовжніх хвиль і інтервального часу пробігу повздовжньої хвилі в пластах-колекторах.

Запропонований метод визначення $\bar{C}_{ск}$ шляхом співставлення \bar{C}_P і Δt_P подібний до описаного в попередньому пункті, тільки замість коефіцієнта пористості, по осі абсцис будемо відкладати інтервальный час (Δt_P), зареєстрований навпроти досліджуваних інтервалів (порід - колекторів). Разом з тим, цей метод складається з трьох етапів:

- 1) Визначити інтервальный час скелету породи $\Delta t_{ск}$.
- 2) Зіставити значення \bar{C}_P і Δt_P та отримати лінію регресії при усередненні точок.
- 3) По залежності, отриманій на другому етапі, і відомому значенню $\Delta t_{ск}$, отриманому на першому етапі, визначити $\bar{C}_{ск}$.

Визначення значення $\Delta t_{ск}$, достатньо добре описане в літературі [2, 28, 30, 33], отримане нами (рис. 5.2) шляхом співставлення Δt_P , зареєстрованого навпроти досліджуваних пластів, та K_n цих пластів, визначеного на керновому матеріалі, для пісковиків середнього карбону ДДз (Ульянівське, Сх.-Олексіївське, Вишнівське, Сахалінське родовища).

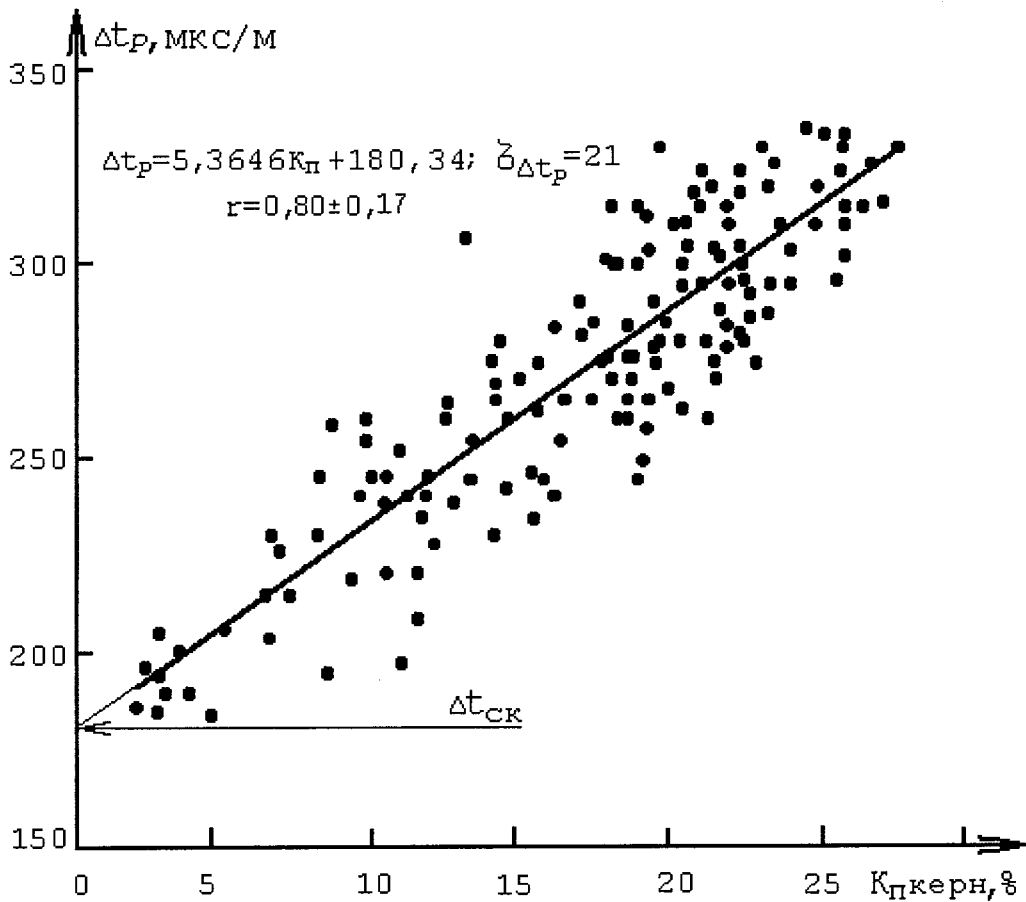


Рис. 5.2. Ілюстрація принципу визначення інтервального часу в скелеті породи за даними Δt_p і $K_{II\text{кери}}$

Ці ж самі значення Δt_p співставляємо з \bar{C}_p і отримуємо наступну залежність (рис. 5.3).

З отриманої залежності (рис.5.3) і маючи $\Delta t_{ск}$, визначеного згідно [15, 26, 56], або способом показаним вище, визначаємо $\bar{C}_{ск}$ наступним чином:

- 1) на осі Δt_p відкладаємо значення $\Delta t_{ск}$ і проводимо лінію паралельну осі \bar{C}_p до перетину з лінією регресії;
- 2) з точки перетину прямої $\Delta t_{ск}$ з лінією регресії проводимо пряму паралельну осі Δt_p до перетину її з віссю \bar{C}_p . Точка перетину якраз і покаже коливну швидкість у скелеті породи.

Слід зазначити, що $\bar{C}_{ск}$ в нашому випадку дорівнює 6,6 ум.од., що не дуже відрізняється від значень цього параметра отриманих в попередніх двох описаних

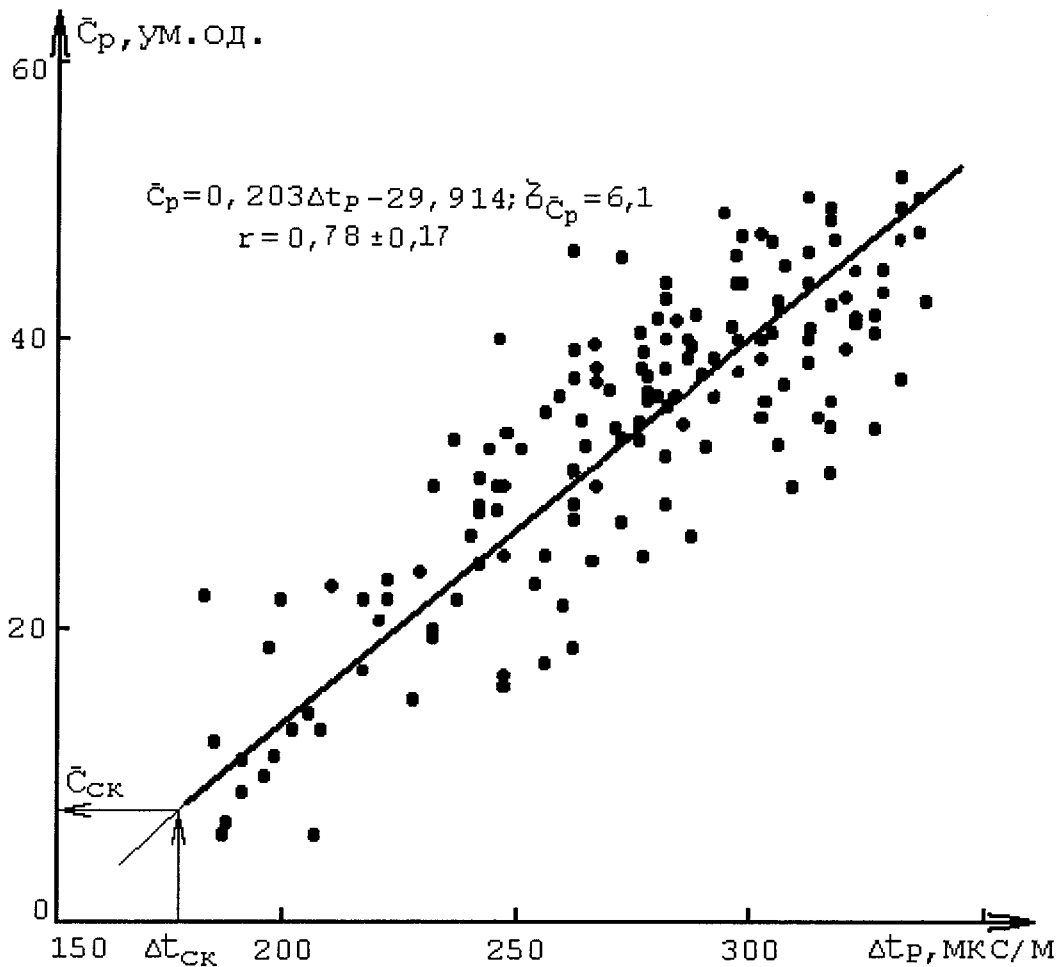


Рис. 5.3. Ілюстрація принципу визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи за даними \bar{C}_p і Δt_p

пунктах. Для еоценових відкладів (пісковиків) родовищ Передкарпатського прогину (Лопушнянське, Янківське), даним способом, отримана наступна величини $\bar{C}_{ск}$ 7 ум.од..

Визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи способом співставлення середньої коливної швидкості в області повздовжніх хвиль з величиною оберненою питомому електричному опору. Величина, обернена питомому електричному опору ρ_{ef} , розраховується з діаграмах бокового каротажу (БК), для пластів-колекторів, які характеризуються максимально-великим діапазоном зміни параметрів \bar{C}_p і ρ_{ef} . Результатом співставлення значень цих величин буде лінія регресії, яка отримана при усередненні точок. У рівняння, яке отримано при усередненні точок, підставляємо величину ρ_{ef} , яка відповідає

щільній породі, тобто відношення $1/\rho_{ef}$ прямує до нуля. Чим більше перший член рівняння регресії прямує до нуля, тобто зростає ефективний опір, що характерно для щільних порід, то правий член рівняння (вільна константа) якраз і буде величиною $\bar{C}_{ск}$, коли коефіцієнт пористості прямує до нуля ($K_n=0$) (рис. 5.4).

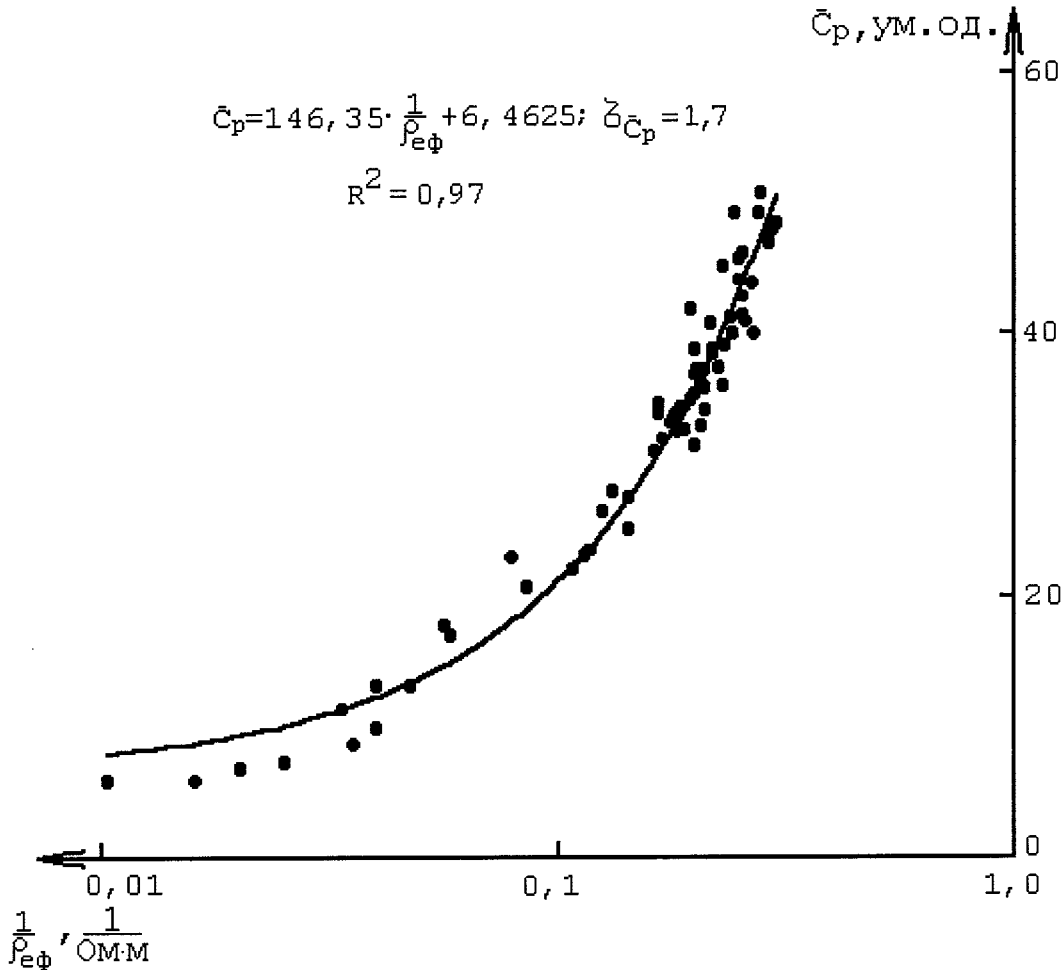


Рис. 5.4. Ілюстрація принципу визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи за даними \bar{C}_p і ρ_{ef}

По аналогії визначення інтервального часу повздовжньої хвилі у скелеті породи даним методом, ряд авторів [15, 57, 69] пропонують користуватися ним у породах із складним мінералогічним складом. До таких порід можна віднести гірські породи ДДЗ та Передкарпатського прогину. Отже, використавши даний метод визначення $\bar{C}_{ск}$, в умовах ДДЗ, нами отримано значення $\bar{C}_{ск} = 6,5$ ум.од. Слід зазначити, що даний метод вимагає наявності водоносних (водонасичених) горизонтів [15], що не завжди зустрічаються, і цим самим обмежений при

використанні.

5.3. Визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у поровому флюїді

Для визначення середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у флюїді \bar{C}_ϕ , який знаходиться в порах породи – колектора, спочатку свою увагу звернемо на фактори, які впливають на цей параметр. Для цього спробуємо порівняти поняття інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у флюїді Δt_ϕ і середню коливну швидкість у поровому флюїді \bar{C}_ϕ .

У роботах [14, 15, 56, 57] відмічено, що значення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі залежить від складу флюїду, пластових температур і тисків, мінералізації пластової води. Його значення змінюється від 570 мкс/м в максимально мінералізованій воді до 640 мкс/м в прісній воді. Ці значення не завжди чітко відповідають мінералізації води. У породах, насичених газом і, частково, нафтою, значення інтервального часу у флюїді набагато менше, ніж це впливає із відомостей про швидкості поздовжніх хвиль у газі і нафті (V_G і V_H). Слід зазначити, що величину Δt_ϕ визначають, як таку, для безмежного середовища, що не відповідає реальним умовам розповсюдження пружної хвилі в рідинах у пористих насичених середовищах. Отже, параметр Δt_ϕ слід умовно розглядати як керовану величину, значення якої у породах різної насиченості близькі до Δt_ϕ для випадку насичення порід водою.

Тепер звернемо увагу на \bar{C}_ϕ , оскільки, визначення цього параметра є нашою задачею. Згідно динамічної геоакустичної моделі присвердловинної зони колектора [36] навколосвердловинний простір представляє собою трьохфазне середовище (скелет, хімічно -і капілярнозв'язані рідини, вільні рідини). Виникає питання: що ми будемо визначати, а саме, коливну швидкість повздовжньої хвилі у вільній рідині, чи якусь загальну коливну швидкість у всьому флюїді, який є

власне у поровому об'ємі, а основне, вплив коливань цього порового флюїду на середню коливну швидкість повздожньої хвилі, яка реєструється навпроти породи-колектора. В той же час стверджувати, по-перше, що хімічно і капілярно зв'язані рідини будуть коливатися, як скелет, і не впливати на вільний флюїд, буде упереджено. Мабуть, це буде залежати, в першу чергу, від кількості вільного флюїду у порах, а потім від кількості хімічно- і капілярнозв'язаної рідини, а в загальному від об'єму пор. По-друге, згідно того ж [35, 36, 50, 78], можливий обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним полем, і внаслідок цього зміни у динамічних параметрах хвиль. Це твердження саме по собі вказує на те, що, коли такий обмін є, а в цьому ми вже переконалися, то він буде відбуватися через проміжну ланку, а саме флюїд, який знаходиться в порах. І саме як впливає параметр \bar{C}_ϕ на \bar{C}_p (величину і знак) при зміні кількості флюїду у порах (при зміні K_n), потрібно і оцінювати.

Отже, підходити до визначення коливної швидкості флюїду у порах породи - колектора \bar{C}_ϕ , за стандартним алгоритмом (по аналогії визначення Δt_ϕ) не допустимо. В даному випадку потрібні інші підходи до вирішення цієї задачі.

Щоб переконатися у правильності наших міркувань, спробуємо спочатку по традиції визначення коливної швидкості повздожньої хвилі в скелеті породи, оцінити середню коливну швидкість у поровому флюїді \bar{C}_ϕ .

Визначення коливної швидкості у поровому флюїді породи розрахунковим шляхом за даними інтервального часу розповсюдження пружних хвиль у флюїді. В роботах [25, 31] приведене наступне співвідношення для визначення Δt_ϕ :

$$\Delta t_\phi = \frac{712(1 - 1,2 \cdot 10^{-3} P)}{(1 + 2,2 \cdot 10^{-3} t - 1,65 \cdot 10^{-5} t^2)(1 + 5,5 \cdot 10^{-4} C)}, \quad (5.9)$$

де t - температура на даній глибині в $^{\circ}C$;

P - тиск на даній глибині в Мпа;

C - концентрація фільтрату бурового розчину солями $NaCl$ в $кг/м^3$.

Використовуючи відоме співвідношення (5.2): $\rho_i C_i = \frac{P_i}{V_i}$, або $\rho_i C_i = k \Delta t_i$,

одержимо вираз для розрахунку середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі у флюїді:

$$\bar{C}_\phi = \frac{100 \cdot \Delta t_\phi}{\rho_\phi}.$$

Якщо виразити щільність фільтрату бурового розчину як $\rho_\phi = 1000 + C$ і врахувати (5.9), то вираз (5.2) набуде вигляду:

$$\bar{C}_\phi = \frac{712(1 - 1,2 \cdot 10^{-3} P) \cdot 10^{-1}}{(1 + 2,2 \cdot 10^{-3} t - 1,65 \cdot 10^{-5} t^2)(1 + 5,5 \cdot 10^{-4} C)(1000 + C)}. \quad (5.10)$$

Згідно наведеного алгоритму і даних про інтервальний час Δt_ϕ [56, 57] не важко розрахувати \bar{C}_ϕ . В залежності від складу флюїду і його термодинамічного стану для водних сольових розчинів \bar{C}_ϕ складає 4,54 - 6,9 ум. од., для нафти 8,9 - 9,6 ум. од..

В алгоритмі (5.10) враховані склад флюїду та термодинамічні умови. Як зазначалося вище, для динамічних параметрів хвильового поля тільки такий підхід був би незадовільним. Тож проаналізуємо інший підхід для визначення \bar{C}_ϕ .

Як відомо [2, 12, 32, 63], поперечна хвиля S не розповсюджується у рідинних середовищах. У свою чергу хвильовий пакет містить таку хвилю, інформацію про поведінку якої в пласті - колекторі слід використати. Разом з тим, повздовжня хвиля розповсюджується в таких середовищах. Виникає питання: чи можна знайти величину \bar{C}_ϕ за допомогою відомих параметрів повздовжньої та поперечної хвилі. Для вирішення цієї задачі нами пропонується співставити

параметри P та S – хвиль визначені для групи пластів-колекторів одного літологічного складу та насичення. В якості параметрів використовуємо середні коливні швидкості в часовій області повздовжніх \bar{C}_P та поперечних \bar{C}_S пружних хвиль.

Вивчення впливу коливань флюїду у порах породи на середню коливну швидкість повздовжньої хвилі. У третьому та четвертому розділах було показано, що із збільшенням пористості, а відповідно і проникності, збільшується середня коливна швидкість у часовій області повздовжніх хвиль (амплітуда). Описані там процеси та отримана нами залежність (див. рис. 5.1) дають підстави стверджувати, що із збільшенням пористості гірських порід збільшується середня коливна швидкість повздовжніх хвиль. На основі цього принципу нами вже був описаний метод (див. розділ 5.2) визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі в речовині скелету породи. Тепер звернемо свою увагу на поведінку поперечної хвилі у пористих середовищах. З цією метою співставимо величини середніх коливних швидкостей повздовжньої \bar{C}_P та поперечної \bar{C}_S хвиль. Замість величини \bar{C}_P можна використати коефіцієнт пористості K_n , але в нашому випадку це було б недоречно, оскільки стоїть мета: визначити середню коливну швидкість флюїду у порах породи.

Якщо побудувати вище запропоновану залежність, а поперечна хвиля не розповсюджується у рідинних середовищах, тобто $\bar{C}_S=0$, то продовжуючи лінію регресії, одержану при усередненні точок, до перетину з віссю \bar{C}_P , одержимо не що інше, як \bar{C}_ϕ .

Такий спосіб визначення середньої коливної швидкості флюїду у порах породи буде найбільш оптимальним із запропонованих, адже мова йде про вимірювання цих величин у конкретних, геологічних умовах. У той же час такий метод визначення \bar{C}_ϕ буде задовольняти всі вищеописані вимоги, згідно з якими у пористих, проникних середовищах відбуваються “некласичні” перетворення акустичних сигналів.

Як приклад, для свердловин Ульяновського родовища (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ)), а саме №№ 9, 11, 12 нами побудована така залежність для порід однакового літотипу (пісковики) і віку (башкирський ярус середнього карбону), які залягають приблизно на однакових глибинах (1500÷1900 м) (рис. 5.5).

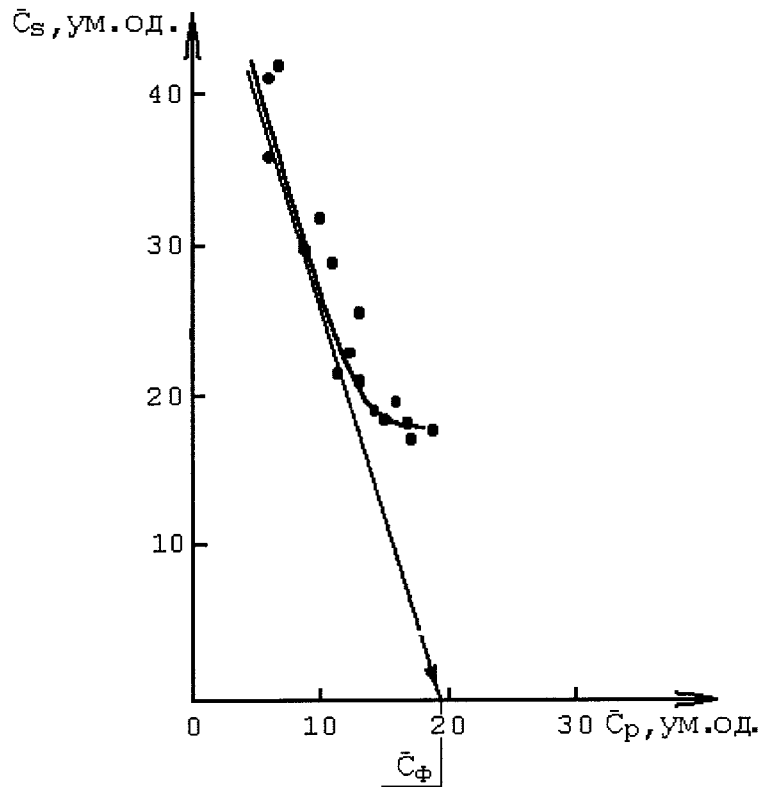


Рис. 5.5. Співставлення величин \bar{C}_P і \bar{C}_S для визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі у флюїді \bar{C}_ϕ , який насичує пори породи.

Точка, де дотична до лінії регресії перетне вісь \bar{C}_P , покаже нам значення коливної швидкості флюїду у порах породи. У нашому випадку $\bar{C}_\phi = 19$ ум.од.. Слід відмітити, що діапазон зміни величини \bar{C}_P достатній, щоб отримати значення \bar{C}_ϕ , але по осі \bar{C}_P можна проставити і вісь K_n , згідно вищеприведених міркувань, і побачити, що діапазон зміни пористості знаходиться в межах 1,5÷10%, що нами зроблено з подальших міркувань. Виникає необхідність проаналізувати поведінку поперечної хвилі (параметра \bar{C}_S , який її характеризує) при пористостях більше 10 %.

З цією метою нами були взяті дані про коливні швидкості \bar{C}_P і \bar{C}_S по цих же свердловинах для порід-колекторів (пісковиків), які знаходяться на тих же глибинах та належать до одних стратиграфічних відкладів (середній карбон башкирський ярус). Пористість даних порід-колекторів за даними кернового матеріалу змінюється в межах $2 \div 28,8$ %. В результаті нами отримана залежність показана на рис. 5.6.

Оскільки із збільшенням коефіцієнта пористості K_n середня коливна швидкість повздовжньої хвилі (\bar{C}_P) також збільшується [32, 66], то неважко вісь \bar{C}_P умовно привести до осі K_n .

Як видно із залежності (рис.5.6), що коливна швидкість поперечної хвилі зменшується до деякої межі, а потім починає зростати. Згідно кернових даних видно, що до пористості порядку 10 % \bar{C}_S зменшується за експоненціальним законом, що не суперечить класичній теорії пружних хвиль, а при пористості більше 10 % вона починає зростати. Те ж саме спостерігається на рис. 3.2. Середня коливна швидкість поперечної хвилі (\bar{C}_S), а отже, і її амплітуда в області малих пористостей зменшується в сторону збільшення пористості і, починаючи з деякого значення пористості, а саме в нашому випадку $8 \div 10\%$, вже зростає.

Спробуємо пояснити дане явище. Як зазначалося, поперечна хвиля не розповсюджується у рідинах. Провівши дотичні до лівої і правої вітки залежності до перетину з віссю \bar{C}_P , ми отримаємо не що інше, як коливну швидкість повздовжньої хвилі в флюїді \bar{C}_f , який насичує пори. Як показано нами в роботах [35, 78], при малих пористостях, а саме до 10 %, коливна швидкість флюїду \bar{C}_f буде випереджувати середню коливну швидкість породи \bar{C}_P . Це можна пояснити наступним чином. Оскільки об'єм пор малий, то з точки зору теорії пружних коливань, в порах будуть спостерігатися так звані лембівські ефекти. Флюїд достатньо зв'язаний з скелетом породи, тобто великий опір середовища для коливань флюїду у порах породи, і він буде резонувати більшу коливну

швидкість, разом з тим максимально впливаючи на коливання скелету \bar{C}_s , а саме

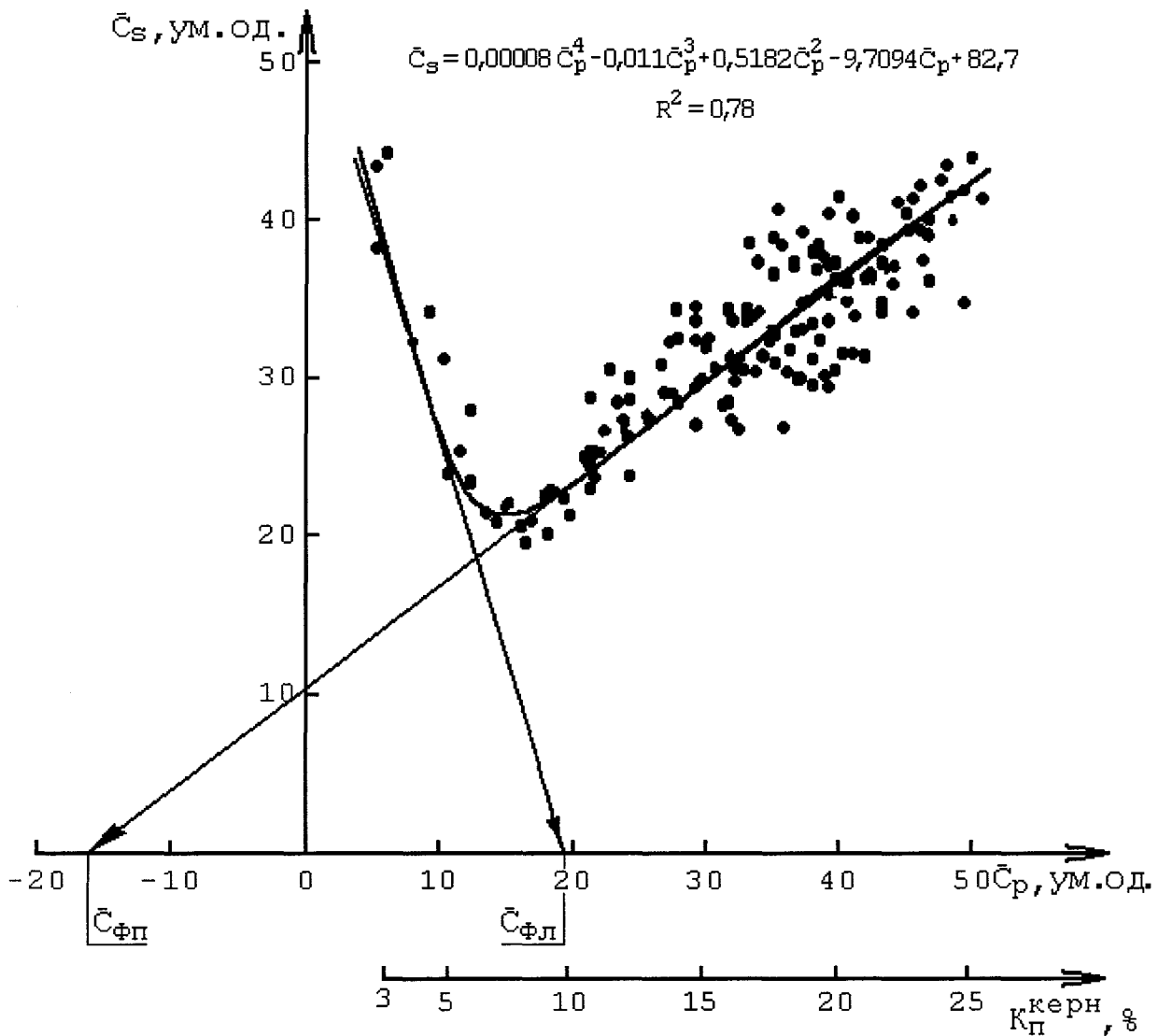


Рис. 5.6. Характер зміни середньої коливної швидкості поперечної хвилі в залежності від середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі (коефіцієнта пористості гірських порід)

зменшуючи їх. При деяких значеннях об'єму пор (що відповідає в нашому випадку $K_n \approx 8 \div 12\%$) коливна швидкість флюїду породи буде приблизно рівною коливній швидкості породи \bar{C}_p , тобто флюїд більш вивільнюється, але ще достатньо зв'язаний з скелетом породи, і максимально впливає на коливання самого скелету породи \bar{C}_s , зменшуючи його до мінімуму.

Починаючи з $K_n \approx 10\%$ і більше, коливна швидкість флюїду \bar{C}_f починає відставати від коливної швидкості повздовжньої хвилі \bar{C}_p . Це пояснюється тим,

що при збільшенні пор у поровому об'ємі зростає кількість вільного флюїду, який починає коливатися під час коливного процесу самостійно, незалежно від коливань породи, тому що акустичний опір середовища для коливань флюїду зменшується. І як результат, флюїд із збільшенням об'єму пор (пористості) все менш впливає на скелет породи, по якому проходить поперечна хвиля, \bar{C}_s якої при певних умовах (по пористості) набуде значення, характерного для непроникних порід даного літотипу.

Отже, величина коливної швидкості поперечної хвилі залежить від наявності та кількості вільного флюїду в порах порід-колекторів.

Як видно із залежності показаної на рис. 5.6, що значення \bar{C}_ϕ для правої гілки залежності буде набувати від'ємних значень. З іншої сторони, величина \bar{C}_ϕ , згідно рівняння 5.1, не може набувати від'ємного значення. Аналізуючи процес взаємодії повздовжніх та поперечних типів коливань у хвильовому акустичному полі, ми отримали не коливну швидкість повздовжньої хвилі у поровому флюїді, а величину, яка враховує вплив коливань порового флюїду на коливну швидкість повздовжньої хвилі в породи-колекторі та є базовою для визначення коефіцієнта пористості. Тобто судячи із отриманого, автори [46, 62] неправомірно у (5.1) знехтували останнім членом у правому доданку ($K_{неф} \rho_\phi \bar{C}_{від}$). Навіть при $\bar{C}_p = 56$ ум.од., згідно наших даних, при $K_{н\ керн} = 28\%$ і відомому $\bar{C}_{ск} = 6,1$ ум.од., згідно розрахункової формули (5.5) для визначення K_n , отриманої ними, ми не отримуємо задовільного результату при $\bar{C}_\phi = 6,1$ ум.од., що відповідало б середній коливній швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи. Якщо поглянути на формулу (5.1), то отриману величину, позначимо її за $\bar{C}_{ум}$, яка враховує вплив коливань флюїду на середню коливну швидкість повздовжньої хвилі, можна тлумачити наступним чином.

При малих значеннях пористості $1,5 \div 10\%$ останнім членом правої частини дійсно можна знехтувати, згідно вищеприведеного опису хвильових процесів у

проникних середовищах та враховуючи емпіричний зв'язок коефіцієнта пористості та проникності. При збільшенні відкритої пористості і досягненні нею певної величини різко зростає коефіцієнт проникності, а відповідно – і коефіцієнт ефективної пористості (кількість вільного флюїду у порах). За таких умов у формулі (5.1) спрацьовує останній член у правій частині рівняння ($K_{неф} \rho_{\phi} \bar{C}_{від}$). Він призводить до зменшення величини правої частини швидше, ніж може зменшуватися ліва $\rho_p \bar{C}_p$ за рахунок ρ_p . Разом з тим нами показано, що при збільшенні коефіцієнта пористості збільшується середня коливна швидкість повздовжньої хвилі (залежність отримана у розділі 5, рис. 5.1). При збільшенні пористості збільшується фільтрація, величина \bar{C}_p та $K_{неф}$. В результаті при деякому значенні пористості другий та третій доданок правої частини рівняння (5.1) стають рівними і $\bar{C}_{ум}=0$. При подальшій зміні пористості (в сторону збільшення) третій доданок ($K_{неф} \rho_{\phi} \bar{C}_{від}$) переважає другий ($K_n \rho_{\phi} \bar{C}_{\phi}$) і як результат $\bar{C}_{ум} < 0$.

Таким чином, середня коливна швидкість поперечної хвилі, а отже, і її амплітуда в області низьких значень пористості зменшуються в сторону збільшення пористості і, починаючи з деякого значення пористості, а саме 8÷10%, зростають, що вказує на зменшення впливу коливань флюїду в порах на коливання матриці породи.

Оскільки величину $\bar{C}_{від}$ оцінити важко, а коефіцієнт ефективної пористості невідомий, то для визначення коефіцієнта пористості за даними середніх коливних швидкостей повздовжньої хвилі, при відсутності залежності “керна-геофізика” (типу показаної на рис. 5.1), на основі статистичних даних нами виведена формула:

$$K_n = \frac{0,1(\bar{C}_p - \bar{C}_{ск})}{\left(\frac{\rho_{\phi}}{\rho_{ск}} \bar{C}_{ум} - \bar{C}_{ск}\right) + \left(1 - \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{ск}}\right) \bar{C}_p} \quad (5.11)$$

За ρ_ϕ приймаємо щільність фільтрату бурового розчину, як такого, що є основним, при наявності гідродинамічної нерівноваги між буровою рідиною і флюїдом, що впливає на обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним хвильовим полем у радіусі дослідження методом АК.

Слід також зауважити, що критичні значення $\bar{C}_{умл}$ і $\bar{C}_{умл}$ для різних відкладів і конкретних гідродинамічних умов будуть різними, в залежності від кута нахилу правої та лівої вітки залежності, показаної на рис. 5.6, але характер кривої не зміниться. При наявності в розрізі колекторів з $K_n < 0,10$ ми будемо мати тільки ліву вітку, а при $K_n > 0,10$ – праву. При зміні $K_n \approx 2 \div 30\%$, тобто в широкому діапазоні, - дві вітки.

Отже, нами пропонується визначати величину $\bar{C}_{ум}$, яка враховує вплив коливань флюїду та його гідродинамічного стану на величину середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі, наступним чином (рис. 5.6):

1) співставляємо величини середніх коливних швидкостей повздовжньої та поперечної пружних хвиль;

2) точки перетину дотичних, проведених до лінії регресії, для правої та лівої вітки з віссю \bar{C}_P покажуть діапазон зміни величини $\bar{C}_{ум}$, для конкретних відкладів та гідродинамічних умов;

3) вибір значення $\bar{C}_{ум}$ здійснюється наступним чином:

- для порід, коливна швидкість навпроти яких змінюється в межах $\bar{C}_{ск} \div \bar{C}_{умл}$ ум.од., береться значення $\bar{C}_{ум} = \bar{C}_{умл}$ (перетин з віссю \bar{C}_P дотичної лівої вітки);

- для порід, коливна швидкість навпроти яких більше $\bar{C}_{умл}$, $\bar{C}_{ум}$ буде зменшуватися від значення $\bar{C}_{умл}$, на яке вказує ліва вітка, на величину різниці \bar{C}_P і $\bar{C}_{умл}$. (Наприклад, (див. рис. 5.6) $\bar{C}_P = 30$ ум.од., перетин дотичної лівої вітки залежності, показаній на рис.5.6, вказує на величину $\bar{C}_{умл} = 19$ ум.од., в нашому випадку $\bar{C}_P > \bar{C}_{умл}$, тому $\bar{C}_{ум} = 19 - (30 - 19) = 8$ ум.од.)

На рис. 5.6 показано принцип визначення $\bar{C}_{ум}$ в залежності від величини \bar{C}_P , а тобто пористості. Перетин дотичних до лівої та правої віток з віссю \bar{C}_P показує критичні значення $\bar{C}_{ум}$ ($\bar{C}_{умл}=19$ ум.од, $\bar{C}_{умп}=-16$ ум.од.) для пісковиків середнього карбону на Ульянівському родовищі.

Даний метод визначення $\bar{C}_{ум}$ буде мати ту перевагу, що величина $\bar{C}_{ум}$ розглядається як конкретна фізична складова хвильового акустичного поля, яка залежить від багатьох вищеописаних факторів і визначається для конкретних умов, а не як, по аналогії з $\Delta t_{ф}$, керована величина.

Отже, згідно проведених досліджень встановлено зв'язки динамічних параметрів з ємнісними властивостями гірських порід:

1. Середня коливна швидкість повздовжньої хвилі прямопропорційно зв'язана з коефіцієнтом пористості.

2. Зв'язок коефіцієнта пористості з середньою коливною швидкістю поперечної хвилі має нелінійний характер.

3. Коливна швидкість поперечної хвилі залежить від наявності та кількості вільного флюїду у порах породи – колектора.

5.4. Результати визначення коефіцієнта пористості гірських порід за даними коливних швидкостей повздовжньої хвилі

Наведемо послідовність розрахунку коефіцієнта пористості за даними середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі при відсутності залежності $\bar{C}_P = f(K_{ккерн})$, побудованої для порід окремого родовища (площі) та стратиграфічної належності.

1) Визначити коливну швидкість повздовжньої хвилі у скелеті породи $\bar{C}_{ск}$ за одним із запропонованих способів (розділ 5.2).

2) Побудувати залежність $\bar{C}_S = f(\bar{C}_P)$ та визначити величину $\bar{C}_{ум}$, яка

враховує вплив коливань флюїду та його гідродинамічного стану на величину середньої коливної швидкості повздожньої хвилі згідно запропонованої методики (розділ 5.3).

3) Використовуючи формулу (5.11), визначити коефіцієнт пористості.

Як результат запропонованої методики, проведемо розрахунок коефіцієнта пористості за даними середньої коливної швидкості повздожньої хвилі для пісковиків середнього карбону башкирського ярусу Ульяновського родовища (свердловини №№ 12, 52 - Ульяновська).

Розрахунок всіх описаних динамічних параметрів з акустичного сигналу та методичні прийоми виділення і оцінки ємнісних властивостей порід-колекторів реалізовані в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС "Геопошук".

Приведемо дані, отримані при визначенні середньої коливної швидкості повздожньої хвилі у скелеті породи $\bar{C}_{ск}$ (табл. 5.2). Як видно з табл. 5.2, що значення $\bar{C}_{ск}$, отримані за різними способами визначення, відрізняються між собою несуттєво (в межах похибки реєстрації динамічних параметрів), що говорить про їх правильність.

Таблиця 5.2 –

Результати визначення середньої коливної швидкості повздожньої хвилі у скелеті породи за даними різних способів

Пара- метр ум.од.	За даними			
	розрахунків	залежності $\bar{C}_P = f(K_{пкери})$	залежності $\bar{C}_P = f(\Delta t_P)$	залежності $\bar{C}_P = f(1/\rho_{эфБК})$
$\bar{C}_{ск}$	6,3	6,1	6,6	6,5

Що стосується величини $\bar{C}_{ск}$, визначеної за даними залежності $\bar{C}_P = f(\Delta t_P)$, то слід відмітити, що різниця між даною величиною і величинами, одержаними іншими способами, може бути пов'язана з неточним визначенням інтервального часу скелету породи, тобто неякісним визначенням першого вступу апаратурою за

рахунок, як вже відмічалось, втрати фази в газових свердловинах та іншими факторами. Отже, для подальших розрахунків будемо використовувати величину середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі в скелеті породи $\bar{C}_{ск}$, визначену за допомогою залежності $\bar{C}_P = f(K_{пккерн})$ і рівню 6,1 ум.од.. Такий вибір пояснюється тим, що величина $\bar{C}_{ск}$, визначена за допомогою даного способу, буде найбільш наближеною до істинної, адже коефіцієнт пористості визначений на кернавому матеріалі, а параметр \bar{C}_P розрахований з реальних хвильових картин, зареєстрованих навпроти пластів, з яких винесено керна.

Величину $\bar{C}_{ум}$, яка враховує вплив коливань флюїду та його гідродинамічного стану на величину середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі, будемо визначати із залежності, показаній на рис. 5.6, згідно описаних рекомендацій у розділі 5.3.

Для розрахунків K_n значення щільності флюїду ρ_f беремо з апріорних відомостей про щільності фільтрату бурового розчину. У нашому випадку $\rho_f = 1140 \text{ кг/м}^3$. Значення щільності скелету породи можна знаходити з апріорних відомостей про мінералогічний склад, або з табличних даних (див. таб.5.1). Якщо таких відомостей немає, то щільність скелету породи можна оцінити за формулою 5.8, якщо відомі інтервальний час пробігу початку повздовжньої хвилі у скелеті породи $\Delta t_{ск}$ і середня коливна швидкість скелету породи $\bar{C}_{ск}$:

$$\bar{C}_{ск} = \frac{P \cdot \Delta t_{ск}}{\rho_{ск}} \Rightarrow \rho_{ск} = \frac{100 \cdot \Delta t_{ск}}{\bar{C}_{ск}}.$$

У нашому випадку $\Delta t_{ск} = 180 \text{ мкс/м}$, $\bar{C}_{ск} = 6,1 \text{ ум.од.}$, то $\rho_{ск} = 2900 \text{ кг/м}^3$. Величина $\rho_{ск}$, отримана таким чином, досить непогано співпадає з літературними та реальними даними. Але, оскільки, у нас інформація про щільність скелету породи є ($\rho_{ск} = 2680 \text{ кг/м}^3$), то скористаємося нею. Отже, приведемо основні дані для розрахунку коефіцієнта пористості згідно алгоритму (5.11).

Таблиця 5.3 -

Вхідні дані для визначення коефіцієнта пористості

Гори- зонТ	$\bar{C}_P,$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ск},$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ум},$ <i>ум.од.</i>	$K_n, \%$ розрахун- кове	K_n відк., % керна
C ₂ b/Б-4	27	6,1	11	14,6	14,6
C ₂ b/Б-4	41	6,1	-3	20,7	22,7
C ₂ b/Б-4	15	6,1	19	8,4	5,7
C ₂ b/Б-4	40	6,1	-2	20,3	21,4
C ₂ b/Б-4	39	6,1	-1	19,9	23,3
C ₂ b/Б-4	41	6,1	-3	20,7	21,8
C ₂ b/Б-4	42	6,1	-4	21,1	21,6
C ₂ b/Б-4	48	6,1	-10	23,1	23,6
C ₂ b/Б-4	47	6,1	-9	22,8	23,3
C ₂ b/Б-4	44	6,1	-6	21,8	23,4
C ₂ b/Б-4	45	6,1	-7	22,1	24,3
C ₂ b/Б-4	52	6,1	-14	24,4	24,4
C ₂ b/Б-4	51	6,1	-13	24,1	23,7
C ₂ b/Б-4	42	6,1	-4	21,1	23,4
C ₂ b/Б-4	50	6,1	-12	23,8	24,5
C ₂ b/Б-4	45	6,1	-7	22,1	24
C ₂ b/Б-4	38	6,1	0	19,5	22,9
C ₂ b/Б-4	48	6,1	-10	23,1	25,9
C ₂ b/Б-4	53	6,1	-15	24,7	25,2
C ₂ b/Б-7	44	6,1	-6	21,8	23,4
C ₂ b/Б-7	10	6,1	19	5,1	4,6
C ₂ b/Б-7	42	6,1	-4	21,1	22,1
C ₂ b/Б-7	30	6,1	8	16,1	15,6

Продовження табл. 5.3

Гори- зонт	$\bar{C}_P,$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ск},$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ум},$ <i>ум.од.</i>	$K_n, \%$ розрахун- кове	$K_n \text{ відк.} \%$ кери
C ₂ b/Б-7	44	6,1	-6	21,8	23,2
C ₂ b/Б-7	33	6,1	5	17,5	16,5
C ₂ b/Б-7	37	6,1	1	19,1	19,5
C ₂ b/Б-7	54	6,1	-16	24,9	26,0
C ₂ b/Б-7	8	6,1	19	3,0	2,8
C ₂ b/Б-7	7,5	6,1	19	2,3	2,3
C ₂ b/Б-7	34	6,1	4	17,9	16,2
C ₂ b/Б-7	48	6,1	-10	23,1	25,3
C ₂ b/Б-7	50	6,1	-12	23,8	26,0
C ₂ b/Б-7	13	6,1	19	7,4	6,9
C ₂ b/Б-7	14	6,1	19	7,9	6,4
C ₂ b/Б-7	28	6,1	10	15,1	13,3
C ₂ b/Б-7	37	6,1	1	19,1	19,6
C ₂ b/Б-7	22	6,1	16	11,8	11,5
C ₂ b/Б-7	31	6,1	7	16,5	16,2
C ₂ b/Б-7	18,5	6,1	19	9,8	8,1
C ₂ b/Б-7	14	6,1	19	7,9	8,5
C ₂ b/Б-7	10	6,1	19	5,1	6,5
C ₂ b/Б-7	35	6,1	3	18,3	14,5
C ₂ b/Б-7	31,5	6,1	6,5	16,8	15,6
C ₂ b/Б-7	23	6,1	15	12,4	12,8
C ₂ b/Б-7	50	6,1	-12	23,8	27,8
C ₂ b/Б-7	45	6,1	-7	22,1	26,9
C ₂ b/Б-7	50	6,1	-12	23,8	23
C ₂ b/Б-8	25,5	6,1	12,5	13,8	12,6

Продовження табл. 5.3

Гори- зонт	$\bar{C}_P,$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ск},$ <i>ум.од.</i>	$\bar{C}_{ум},$ <i>ум.од.</i>	$K_n, \%$ розрахун- кове	$K_n \text{ відк}, \%$ кern
C ₂ b/Б-8	42	6,1	-4	21,1	22,0
C ₂ b/Б-8	45	6,1	-7	22,1	22,5
C ₂ b/Б-8	41	6,1	-3	20,7	22,0
C ₂ b/Б-8	40	6,1	-2	20,3	20,2
C ₂ b/Б-8	37	6,1	1	19,1	20,5

Як результат розрахунку, наведемо графік співставлень коефіцієнтів пористості, розрахованих за нашою методикою та визначених на керовому матеріалі (рис. 5.7), і приклади хвильових картин, з яких розраховані динамічні параметри (рис.5.8).

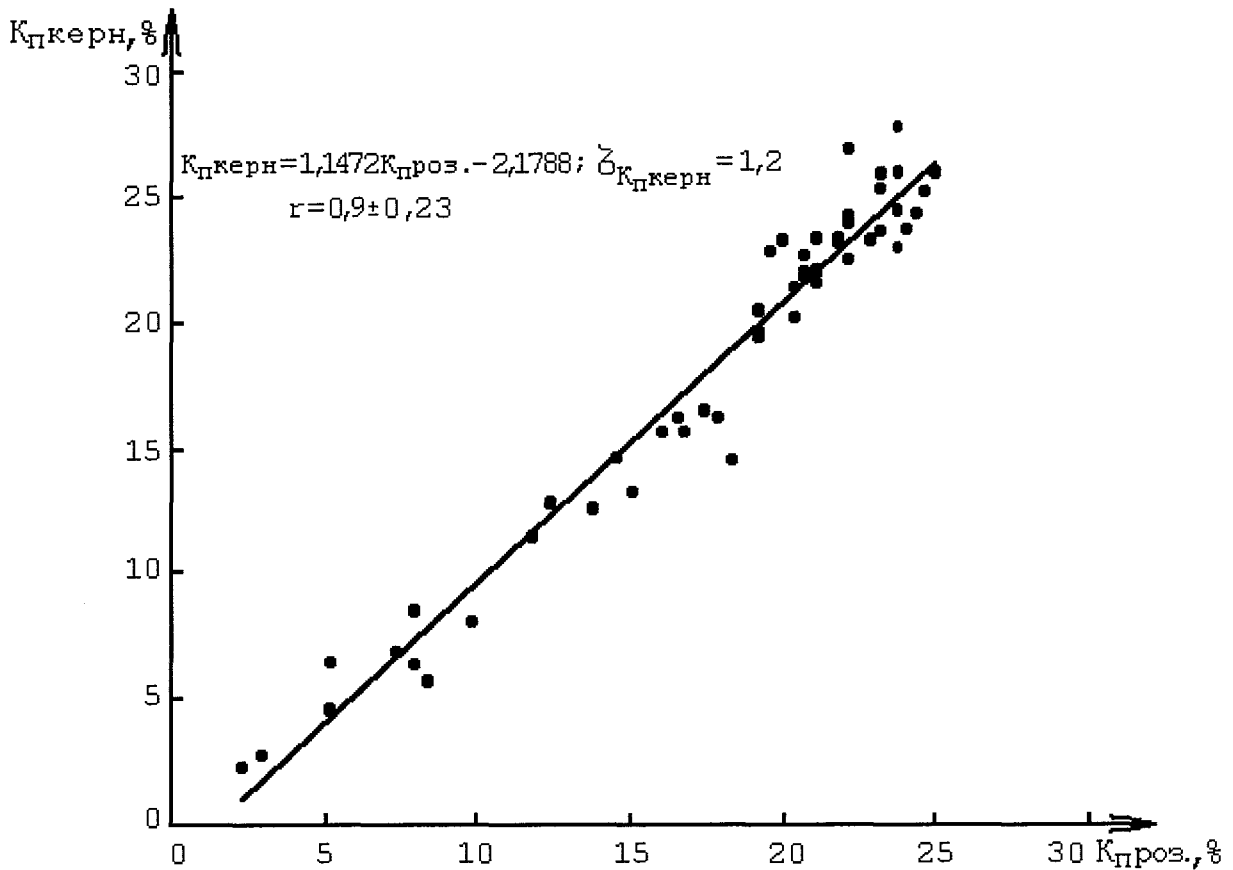


Рис. 5.7. Співставлення коефіцієнтів пористості визначених на керовому матеріалі і середній коливної швидкості повздожньої хвилі(свердловина

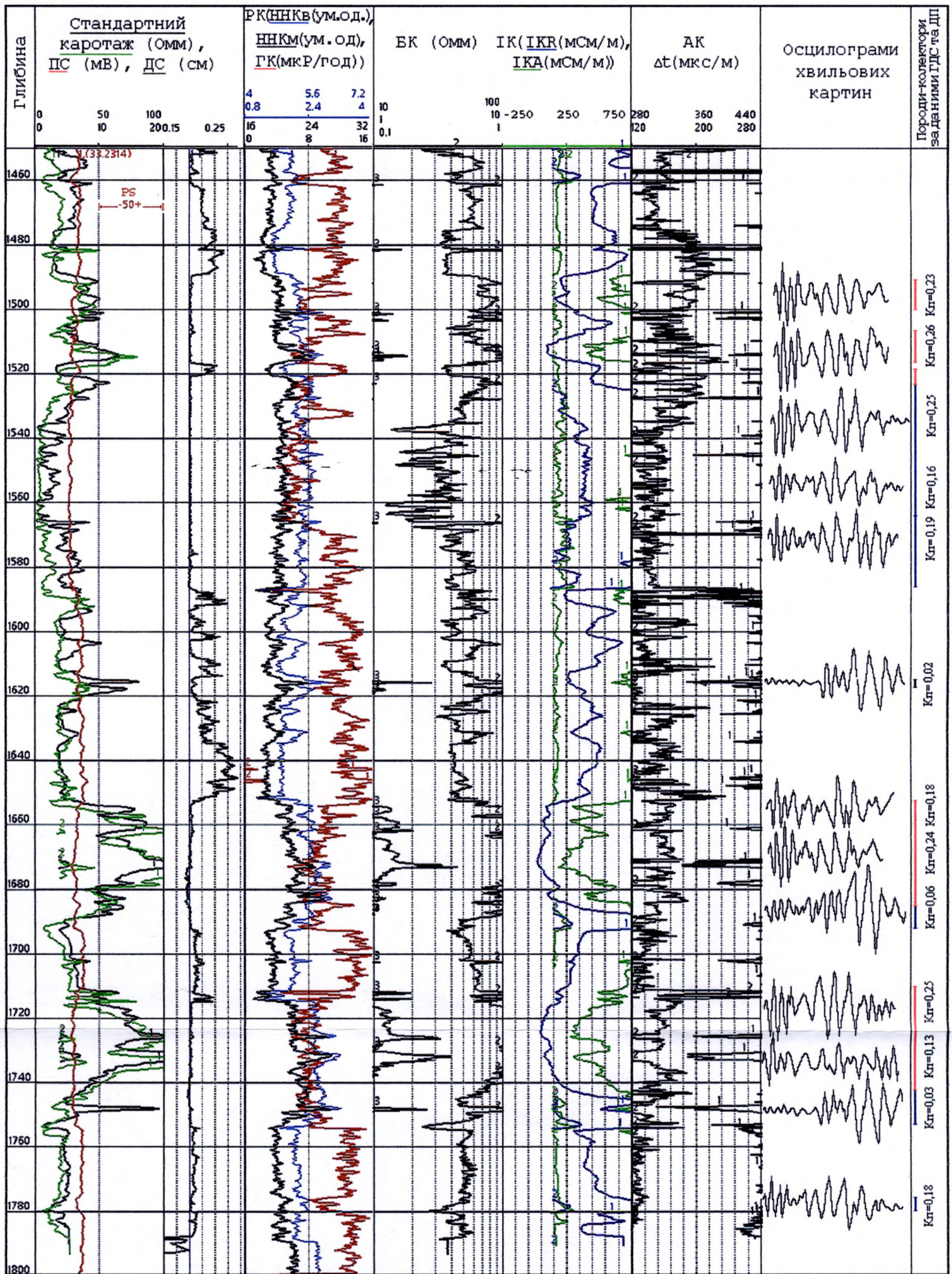


Рис. 5.8. Геофізична характеристика геологічного розрізу та результати виділення порід-колекторів і визначення їх пористості (свердловина № 52 – Ульяновська, ДЗ)

Використання розробленої методики в процесі оперативної інтерпретації показано на прикладі свердловини № 12 – Ульяновська, де за даними хвильової акустики виділено породи-колектори (рис.4.8) та визначено їх ємнісні властивості за допомогою реалізованих нами алгоритмів в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС “Геопошук” (модульний блок “Акустика”) (рис.5.9). Як вже згадувалося, за даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу піщані породи характеризуються відкритою пористістю від 6,4 до 28,8%, проникністю 0,12 до $5293,89 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. З опису керну видно, що як коефіцієнти пористості так, і проникності змінюються в досить широких межах. В свою чергу, параметр \bar{C}_P змінюється від 3,2 до 36 ум. од., тобто на порядок, в порівнянні з щільними вміщуючими породами.

На рис. 4.8 показані виділені колектори за даними динамічних характеристик акустичного сигналу. Значення рівневих ліній, згідно порівняння динамічних характеристик з даними керну і ГДС, для P_{np} рівне 1,42, для $\bar{C}_{P_{нор}} = 0,48$. Для виділених порід-колекторів визначено відкриту та ефективну (розділ 6) пористості.

Величину $\bar{C}_{ум}$, яка враховує вплив коливань флюїду та його гідродинамічного стану на величину середньої коливної швидкості повздожньої хвилі, визначено із залежності подібної до такої, що показана на рис. 5.6.

Дану залежність отримуємо (при роботі з модулем програми) шляхом виділення пластів на ділянці розрізу свердловини одного літологічного складу та різної пористості, для якого хочемо розрахувати пористість. На рис. 5.9, для наглядності, показано величину $\bar{C}_{ум}$ (на рис. C_{pf2}), що є необов'язковим, так як програма обраховує та використовує її автоматично.

Разом з тим, нами проводилися розрахунки коефіцієнта пористості за даною методикою і для родовищ Передкарпатського прогину (Лопушнянське, Янківське, Північно-Делятинське). Слід відмітити, що отримані там дані досить добре співставляються з кернавими в разі їх наявності (рис.5.10).

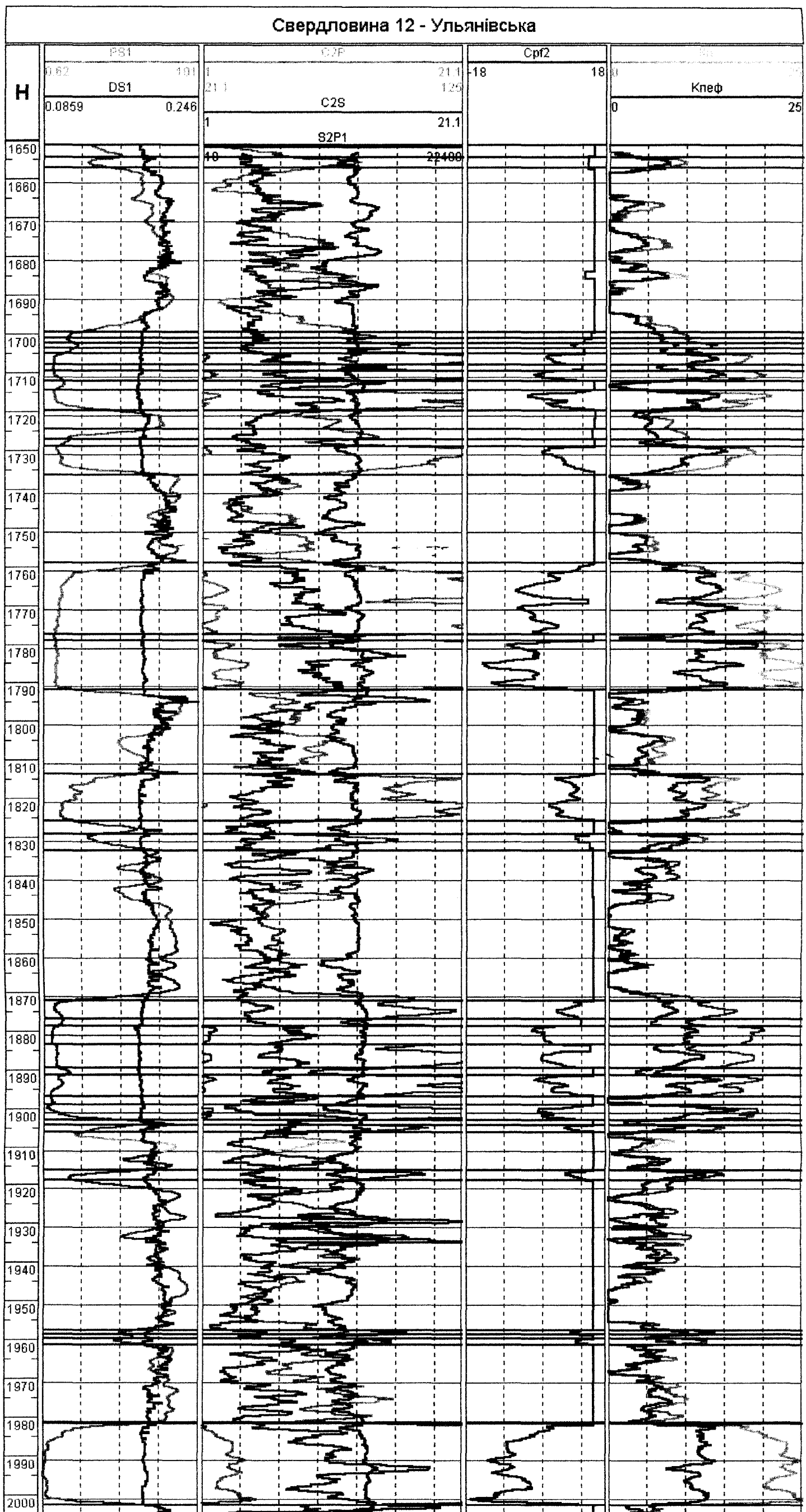


Рис. 5.9. Приклад визначення колекторських властивостей порід-колекторів за даними динамічних параметрів акустичного сигналу

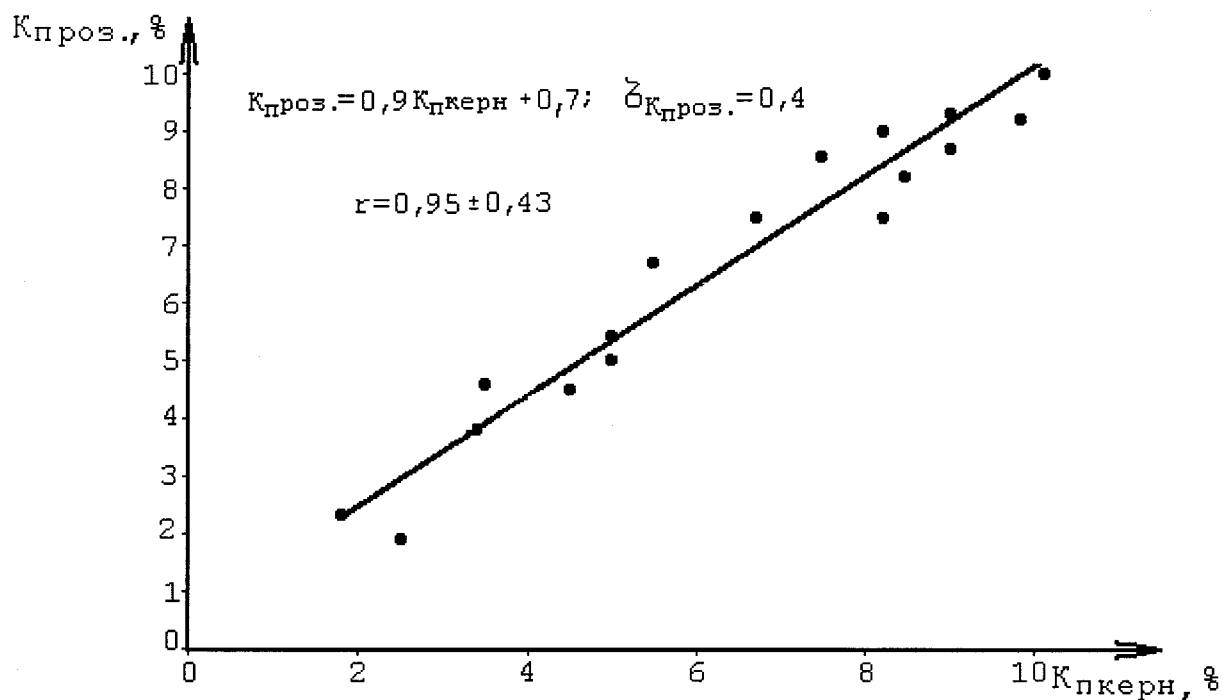


Рис. 5.10. Співставлення коефіцієнтів пористості визначених за даними кернавого матеріалу і середній коливної швидкості повздожньої хвилі(свердловина № 9 – Лопушнянська, Передкарпатський прогин)

Як видно із проведеної роботи, що дана методика визначення коефіцієнта пористості за даними середньої коливної швидкості повздожньої хвилі дає досить добрі результати в умовах Дніпровсько-Донецької западини та Передкарпатського прогину.

Отже, розроблені нами методичні підходи до визначення коефіцієнта відкритої пористості можуть бути використані на нерозвіданих родовищах, де відсутні кернаві дані, по аналогії як використовується рівняння Уїллі при відсутності для конкретних відкладів і родовищ зв'язку “кern-кern” та “кern-геофізика”.

РОЗДІЛ 6

**МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКИХ
ПОРІД ЗА ДАНИМИ СЕРЕДНІХ КОЛИВНИХ ШВИДКОСТЕЙ
ПОПЕРЕЧНОЇ ХВИЛІ**

6.1. Алгоритм визначення коефіцієнта пористості за даними середніх коливних швидкостей поперечної хвилі

Для визначення коефіцієнта пористості за даними інтервального часу поперечної хвилі Δt_S авторами [66] приведене наступне співвідношення:

$$K_n = \frac{\Delta t_S - \Delta t_{S_{ск}}}{(m-1)\Delta t_{S_{ск}}}, \quad (6.1)$$

де $\Delta t_{S_{ск}}$ – інтервальний час розповсюдження поперечної хвилі у мінералогічному скелеті породи, *мс/м*.

На думку авторів, значення структурного коефіцієнта m рівне 4, що власне і описує шлях розповсюдження поперечної хвилі навколо пор по мінералогічному скелету породи. У більш пізній роботі [55] встановлено, що значення m змінюється від 2,8 до 4.

Неважко помітити, що рівняння (6.1) одержане з рівняння середнього часу, у якому член $\Delta t_\phi K_n$ замінений на $mK_n \Delta t_{S_{ск}}$. Отже, використовуючи рівняння (4.1), яке пов'язує коефіцієнт пористості K_n і середню коливну швидкість повздовжньої хвилі \bar{C}_p , і замість доданку $K_n \rho_\phi \bar{C}_\phi$, підставляючи $mK_n \rho_\phi \bar{C}_s$, одержимо рівняння, яке пов'язує середню коливну швидкість поперечної хвилі \bar{C}_s і коефіцієнт пористості:

$$\rho_p \bar{C}_s = (1 - K_n) \rho_{ск} \bar{C}_{ск} + mK_n \rho_\phi \bar{C}_s, \quad (6.2)$$

де ρ_p – середня об’ємна щільність породи;

$\rho_{ск}$ – щільність речовини скелету;

ρ_ϕ – щільність флюїду у поровому просторі породи;

$\bar{C}_{ск}$ – середня коливна швидкість поперечної хвилі у скелеті породи;

m – коефіцієнт, який враховує вплив коливання флюїду у порах породи на коливання скелету.

Коефіцієнт m у рівнянні (6.2) не дорівнює такому ж у рівнянні (6.1), оскільки вони мають інше тлумачення, і при виводі рівняння (6.2) була зроблена підстановка $m\rho_\phi K_n \bar{C}_s$, а не $m\rho_\phi K_n \bar{C}_{ск}$. Тому для ясності позначатимемо його подалі як n .

Враховуючи зв’язок $\rho_p = (1 - K_n)\rho_{ск} + K_n\rho_\phi$, можна з рівняння (6.2) одержати аналог рівняння (6.1) через густини і середні коливні швидкості поперечної хвилі:

$$K_n = \frac{0,1(\bar{C}_s - \bar{C}_{ск})}{\bar{C}_s \left(1 + \frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}}(n-1)\right) - \bar{C}_{ск}}. \quad (6.3)$$

Розглянемо визначення середньої коливної швидкості поперечної хвилі у скелеті породи $\bar{C}_{ск}$ та коефіцієнта n , який враховує вплив коливань флюїду у порах породи на коливання скелету.

6.2. Визначення середньої коливної швидкості поперечної хвилі у скелеті породи

Величина коливної швидкості тієї чи іншої хвилі (P,S), скелету породи визначається мінералогічним складом цього скелету. Параметр $\bar{C}_{ск}$ – це середня коливна швидкість (у часовій області від першого вступу поперечної хвилі до першого вступу гідрохвилі) пружних хвиль у породі такого ж мінералогічного

складу, як порода-колектор, але малої пористості (1 ÷ 2 %). Оскільки середня коливна швидкість поперечної хвилі \bar{C}_s змінюється у залежності від зміни коефіцієнта пористості нелінійно, то це ускладнює визначення параметра $\bar{C}_{ск}$. Це можна зробити розрахунковим шляхом, так як це показано у розділі 5.2 для повздовжньої хвилі і по залежності показаній на рис. 5.6.

Так, як дані про величину інтервального часу розповсюдження поперечної хвилі Δt_s та щільність мінералів та мінералогічних комплексів є у достатній кількості, то використовуючи співвідношення (5.8), отримаємо:

$$\bar{C}_{ск} = \sum_i^n \delta_i \frac{100 \cdot \Delta t_{Si}}{\rho_i}, \quad (6.4)$$

де δ_i – вміст i - того мінералу у скелеті породи, виражений у долях;

Δt_{Si} – інтервальний час розповсюдження поперечної хвилі у i – тому мінералі;

ρ_i – щільність i – того мінералу кг/м^3 ;

n – кількість мінералів, які входять у скелет породи.

Для використання $\bar{C}_{ск}$ у алгоритмі (6.3) розрахуємо значення цього параметра для основних мінералогічних комплексів і деяких мінералів (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 –

Значення $\bar{C}_{ск}$ основних мінералогічних комплексів і деяких мінералів визначені розрахунковим шляхом

Порода, або мінерал	Щільність мінералогічного комплексу, або мінералу, кг/м^3	Δt_s , мкс/м	$\bar{C}_{ск}$, ум.од
Пісковик міцно зцементований	2650 – 2710	260	9,7
Пісковик слабко зцементований (рихлий)	2650 – 2710	290	10,8

Продовження табл. 6.1

Порода, або мінерал	Щільність мінералогічного комплексу, або мінералу, кг/м^3	Δt_s , мкс/м	$\bar{C}_{ск}$, ум.од
Вапняк	2710	312	11,5
Доломіт	2870	256	8,9
Ангідрит	2970 – 3070	297	9,8
Гіпс	2320	334	14,4
Сільвіт (КСІ)	1940	444	22,8
Галіт	2160	342	15,8

Стосовно визначення $\bar{C}_{ск}$ за даними залежності показаній на рис. 5.6, то слід відмітити, що цю величину можна визначити як графічним (безпосередньо з рис. 5.6) так і розрахунковим способами.

Графічний і розрахунковий методи вимагають даних про середню коливну швидкість повздовжньої хвилі у скелеті породи $\bar{C}_{ск}$. Відкладаючи по осі \bar{C}_P (див. рис. 5.6) значення $\bar{C}_{ск}$ і провівши пряму паралельну осі \bar{C}_S до перетину її з кривою залежності $\bar{C}_P = f(\bar{C}_S)$, а точка перетину спроектована на вісь \bar{C}_S покаже нам значення $\bar{C}_{ск}$. У нашому випадку $\bar{C}_{ск} = 40 \text{ ум.од.}$

Враховуючи, що залежність середньої коливної швидкості поперечної хвилі і коефіцієнта пористості має нелінійний характер, тобто присутні дві гілки для різних діапазонів пористості, то, продовживши праву криву регресії до перетину з віссю \bar{C}_S , ми отримали значення середньої коливної швидкості поперечної хвилі у скелеті породи (пісковик) для пористостей, у нашому випадку більше десяти відсотків, рівне $9,9 \text{ ум.од.}$

Стосовно розрахункового методу визначення $\bar{C}_{ск}$ з залежності $\bar{C}_P = f(\bar{C}_S)$, то у рівняння залежності отримане у розділі 5.3

$$\bar{C}_S = 0,00008 \bar{C}_P^4 - 0,011 \bar{C}_P^3 + 0,5182 \bar{C}_P^2 - 9,7094 \bar{C}_P + 82,7, \quad (6.5)$$

мість \bar{C}_P беремо $\bar{C}_{ск}$ і рівняння (6.5) для визначення $\bar{C}_{ск}$ набуде вигляду:

$$\bar{C}_{ск} = 0,00008 \bar{C}_{ск}^4 - 0,011 \bar{C}_{ск}^3 + 0,5182 \bar{C}_{ск}^2 - 9,7094 \bar{C}_{ск} + 82,7.$$

Отже, як видно з таблиці 6.1, що значення $\bar{C}_{ск}$, отримані з експериментальної залежності (рис.5.6), побудованої для пісковиків ($\bar{C}_{ск} = 9,7 - 10,8$ ум.од.), і розрахунковим шляхом ($\bar{C}_{ск} = 40,1$ ум.од.), не зіставляються. Слід зазначити, що згідно графічного визначення $\bar{C}_{ск}$, він досить добре співпадає з розрахунковим (таб. 6.1) для правої гілки залежності (рис. 5.6). Звідси напрашується висновок, що кінематичні параметри поперечної хвилі досить слабо реагують на зміну пористості в області її великих значень (у нашому випадку більше 10 %) (мова іде про гранулярну пористість). Дане твердження в деякій мірі підтверджується і тим, що при використанні параметрів поперечної та Лемба-Стоуна хвиль для виявлення проникних порід і оцінки їх коефіцієнта проникності на сьогодні думки дослідників не співпадають, а саме: які параметри використовувати – кінематичні чи динамічні [48, 49]. Це, на нашу думку, пов'язано передусім з неадекватністю хвильових процесів, які математично описуються генерацією на границі повздовжніх хвиль другого роду [48]. У даному випадку слід звернути увагу на зроблені нами висновки у п'ятому розділі про вплив коливань флюїду, який вивільняється при збільшенні пористості на коливання самої матриці породи.

6.3. Оцінка коефіцієнта, що враховує вплив коливань порового флюїду на середню коливну швидкість поперечної хвилі

Як видно з рівняння (6.3), яке пов'язує коефіцієнт пористості і середню коливну швидкість поперечної хвилі, що для його виведення з рівняння 5.11 замість доданку $K_n \rho_f \bar{C}_{ум}$, яке рівне $\bar{C}_{ум} = \bar{C}_\phi - \frac{K_{неф}}{K_n} \bar{C}_{від}$, зроблено заміну

$nK_n\rho_\phi\bar{C}_s$. Значить множник n буде враховувати вплив коливань порового флюїду, насамперед вільного, на скелет породи, по якому розповсюджується поперечна хвиля [35]. По аналогії з рівнянням (6.1) його не можна називати структурним коефіцієнтом, оскільки він враховує вплив коливання порового флюїду на середню коливну швидкість поперечної хвилі, яка нами реєструється, а не середню коливну швидкість поперечної хвилі у скелеті породи, яка для порід одного літотипу, однакових умов залягання і одного мінералогічного складу є величина постійна, або майже постійна (див. табл. 6.1). Отже, коефіцієнт n буде змінюватися у залежності від впливу порового флюїду на середовище, де розповсюджується поперечна хвиля (скелет породи). Тобто він буде залежати від зміни середньої коливної швидкості поперечної хвилі \bar{C}_s . Даний висновок стає зрозумілим, якщо проаналізувати залежність, отриману у розділі 5.3 (рис. 5.6). Як видно із даної залежності, що середня коливна швидкість поперечної хвилі нелінійно пов'язана з коефіцієнтом пористості і разом з тим, з середньою коливною швидкістю повздовжньої хвилі. Власне із даної залежності, згідно з приведеними доведеннями у розділі 5.3 про вплив коливань флюїду на коливання скелету, повинен оцінюватися коефіцієнт n .

Згідно наших досліджень, коефіцієнт n оцінюється за допомогою залежності, показаній на рис. 5.6, а саме:

1) Враховуючи заміну, зроблену при виводі рівняння (5.11)

($K_n\rho_\phi\bar{C}_\phi - K_{неф}\rho_\phi\bar{C}_{від} = K_n\rho_\phi\bar{C}_{ум}$, та заміну $K_n\rho_\phi\bar{C}_{ум} = nK_n\rho_\phi\bar{C}_s$), коефіцієнт n

визначається: $n = \frac{\bar{C}_{ум}}{\bar{C}_s}$.

2) Числове значення величини $\bar{C}_{ум}$ визначається згідно розділу 5.3, де описана методика визначення цього параметра.

Такий спосіб визначення коефіцієнта n дає досить реальні результати при визначенні коефіцієнта пористості. Згідно даних про \bar{C}_p і \bar{C}_s по свердловинах №№ 4, 9 – Лопушнянського родовища, № 101 – Янківська (Передкарпатський

прогин), №№ 51, 52, 12 – Ульянівського родовища, № 21 – Вишневіська, № 3 – Гашинівська (ДДз), нами розраховані коефіцієнти пористості за даними \bar{C}_s і співставленні з коефіцієнтами пористості, визначеними на керновому матеріалі, у інтервалах його виносу. Коефіцієнт кореляції складає 0,78.

Власне, продовжуючи дослідження зв'язку коефіцієнта пористості і середньої коливної швидкості поперечної хвилі, слід зазначити, що деякі автори [31, 32] пропонували для визначення K_n інтервальний час розповсюдження поперечної хвилі Δt_s . Значення Δt_s і K_n за їхніми даними знаходяться у лінійній залежності (1.11). Разом з тим автори [87, 90, 97] приводять таку залежність $V_s=f(K_n)$, тобто $1/\Delta t_s=f(K_n)$ (1.13, 1.14, 1.15). Дані залежності підтверджуються для різних родовищ, де вони були одержані, але авторами не вказується діапазон зміни пористості. Цей факт підтверджує зроблені нами висновки у розділі 6.2 про те, що зв'язок кінематичних параметрів цих типів хвиль V_p і V_s буде мати подібний характер, як \bar{C}_p і \bar{C}_s . В області великих пористостей ($K_n > 10\%$) кінематичні параметри поперечної хвилі мало чутливі до зміни пористості. Дане твердження чітко спостерігається на рис. 3.2 та 3.3, приведених у розділі 3. При ($K_n = 1 \div 2\%$) ми маємо найбільшу швидкість V_s , або найменший інтервальний час Δt_s . При $K_n = 5 \div 6\%$ бачимо, що зменшується швидкість поперечної хвилі від такої, як у непроникній породі. Вже при $K_n = 8 \div 10\%$ швидкість поперечної хвилі починає збільшуватися, а при $K_n = 15\%$ вона вже майже така, як у непроникному середовищі. При цьому швидкість повздовжньої хвилі постійно зменшується.

Ці хвильові картини підтверджують наші висновки. Вищеописаний факт підтверджує зв'язок між кінематичними і динамічними характеристиками пружних хвиль і ще раз показує на неадекватність розроблених пружних моделей свердловинним умовам, а саме, що вплив флюїду, який знаходиться у порах порід-колекторів на коливання матриці породи буде неоднаковим і залежатиме від об'єму вільного флюїду.

РОЗДІЛ 7

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЕФЕКТИВНОЇ ПОРИСТОСТІ ЗА ДАНИМИ СУМАРНИХ АМПЛІТУД АКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ

Задачу визначення коефіцієнта ефективної пористості теоретично можна вирішити і на базі використання формули (5.1). Для цього достатньо виразити $K_{неф}$ як функцію решти параметрів. Практично такий шлях реалізувати важко через складність розділення динамічних параметрів повздожньої хвилі та комбінаційних коливань, які включають хвилі другого роду та відображають величину $\bar{C}_{від}$. Це можна було б зробити тільки на основі точного аналізу хвильових картин, зареєстрованих у однакових умовах зондами різної довжини. Однак можливий і інший шлях.

Формула (5.1) відображає той факт, що кількість руху ($\rho\bar{C}$) у повздожній хвилі є сумою кількостей руху твердої і рідкої фаз та їх відносного зміщення. Те ж, очевидно, можна сказати і про інші типи коливань, що реєструються при АК у пористих середовищах. Причому адитивність притаманна не тільки кількостям руху, але й амплітудам та енергіям коливань з різницею у коефіцієнтах [10]. Можна припустити, що і сума кількостей руху, енергії та амплітуд всіх типів хвиль у хвильовій картині АК адитивна:

$$A_{\Sigma} = A_{\Sigma P} + A_{\Sigma S} + A_{\Sigma L} + \dots,$$

де $A_{\Sigma P}$, $A_{\Sigma S}$, $A_{\Sigma L}$ - амплітуда відповідно повздожніх, поперечних, лембівських та інших типів хвиль.

Враховуючи вищесказане, сумарну амплітуду акустичного сигналу можна представити у наступному вигляді:

$$A_{\Sigma} = a_1 A_{\Sigma_{ск}} + a_2 A_{\Sigma_{ф}} + a_3 A_{\Sigma_{в\text{ид}}},$$

де $A_{\Sigma_{ск}}$, $A_{\Sigma_{ф}}$ та $A_{\Sigma_{в\text{ид}}}$ - амплітуда хвиль відповідно:

$A_{\Sigma_{ск}}$ - різних типів коливань у скелеті колектора;

$A_{\Sigma_{ф}}$ - повздовжніх коливань у флюїді ефективного порового об'єму;

$A_{\Sigma_{в\text{ид}}}$ - амплітуди релаксаційних коливань, обумовлені співвідношенням зв'язаної води і вільного флюїду.

Тоді сумою $A_{\Sigma_{ф}} + A_{\Sigma_{в\text{ид}}}$ будуть характеризуватися акустичні коливання у об'ємі порового простору, обумовлені вільним та зв'язаним флюїдом. Цю суму можна виразити:

$$A_{\Sigma_{ф}} + A_{\Sigma_{в\text{ид}}} = 1 - \frac{A_{\Sigma}}{A_{\Sigma_{он}}},$$

як долю коливного процесу у поровому об'ємі вільного та зв'язаного флюїду. Для колекторів одного літологічного складу та однієї загальної пористості вираз

$1 - \frac{A_{\Sigma}}{A_{\Sigma_{он}}}$ визначає зміни в об'ємах вільного флюїду і служить поправкою в загальну

пористість для обчислення ефективної пористості.

Для визначення $K_{неф}$ на основі статистичних даних виведена формула:

$$K_{неф} = K_{пзг} \left(1 - \frac{A_{\Sigma}}{A_{\Sigma_{он}}} \right), \quad (6.1)$$

де $K_{пзг}$ - коефіцієнт загальної пористості, визначений за даними ГДС (по НГК - ГК, ГК - Щ, Δt_P , \bar{C}_P , \bar{C}_S , і т.д.), або керну.

Значення $A_{\Sigma_{он}}$ для кожного літотипу вибирається в залежності від швидкості поширення повздовжніх хвиль на основі визначення K_n та $K_{неф}$ по керну. Практично параметр $A_{\Sigma_{он}}$ відповідає за сумарну амплітуду коливного сигналу у

непроникному, щільному середовищі. У геофізичних термінах це може бути сумарна амплітуда зареєстрована навпроти опорного пласта.

У даному випадку використовуються ненормовані значення A_{Σ} . У якості опорного пласта вибирається пласт з максимальними показами A_{Σ} .

Розрахунок кількісних значень $K_{неф}$ виконаний нами для свердловин Передкарпатського прогину, а саме 9 - Лопушнянська, 37 - В. Луквинська, 142 - Богородчанська, 1 - П. Делятинська та ДДз (Ульяновське, Північно-Коробочкінське та ін. родовища). Значення загального коефіцієнта пористості визначені за даними інтервального часу та середніх коливних швидкостей повздовжньої хвилі. Значення $K_{неф}$ розраховані з використанням параметра A_{Σ} і співставленні з даними визначення коефіцієнта пористості по БМК та керну, приведені відповідно на рис.7.1, 7.2 та табл. 7.1.

Слід відмітити, що кількісні значення $K_{неф}$, розраховані за даними A_{Σ} , мають тісні кореляційні зв'язки з K_n , отриманим за даними БМК (рис. 7.1 ($r=0,82$)), і $K_{нвідк}$, визначеним на керновому матеріалі (рис. 7.1 ($r=0,81$)).

Таблиця 7.1 -

Результати кількісного визначення $K_{неф}$ за даними A_{Σ} і співставлення з K_n по БМК і $K_{нвідк}$ по керну.

Інтервал залягання пласта, М	Потуж- ність пласта м	Δt_p , мкс/м	A_{Σ} , ум.од.	K_n^{AK} , %	$K_{неф}^{A_{\Sigma}}$, %	$K_n^{БМК}$, %	$K_n^{керн}$, %
свердловина № 9 – Лопушнянська							
4091,6-4092,4	0,8	240	4	6,1	5,9	8	-
4092,4-4093,2	0,8	220	4,2	5,2	3,8	8	5,2
4093,2-4094,0	0,8	215	3,6	3,8	2,6	8	2,2
4094,0-4095,0	1,0	205	2,6	2,5	1,1	8	3,0
4095,0-4095,6	0,6	210	2,6	2,8	1,3	8	3,8

Продовження табл. 7.1

Інтервал залягання пласта, М	Потуж- ність пласта м	Δt_p , мкс/м	A_Σ ум.од.	K_n^{AK} , %	$K_{неф}^{A_\Sigma}$, %	$K_n^{БМК}$, %	$K_n^{керн}$, %
4107,6-4108,4	0,8	195	4,8	1,2	1,3	-	3,3
4108,4-4110,6	2,2	197	5,2	1,7	1,0	-	3,8
4110,6-4111,4	0,8	200	4,9	2,0	1,5	11	-
4111,4-4112,6	1,2	200	4,9	1,5	1,5	11	4,9
4112,6-4115,8	3,2	195	4,4	1,2	1,7	11	1,6
4115,8-4118,2	2,4	230	4,4	7,8	4,1	-	6,7
4118,2-4119,6	1,4	240	4,6	8,5	4,3	-	7,1
4119,6-4121,2	1,6	237	4,5	9,5	4,4	-	7,7
4121,2-4122,8	1,6	235	4,1	6,6	4,4	-	7
4122,8-4124,0	1,2	255	3,4	13,3	9	-	-
4124,0-4125,0	1,0	205	3,8	0,2	0,3	8,5	-
4125,0-4125,6	0,6	210	3,8	2,8	3,7	8,5	-
4126,4-4127,6	1,2	220	6,4	4,3	4,3	-	7,5
4127,6-4128,8	1,2	250	5,6	10,2	5,3	-	7,2
свердловина № 142 – Богородчанська							
1146,2-1151,0	4,8	350	7	24,4	15,1	6,1	-
1155,4-1160,0	4,6	350	9	24,4	14,0	6,1	-
1167,2-1170,2	3,0	410	12	34,5	15,4	10,3	-
1175,0-1178,8	3,8	340	9	24,1	14,6	22	-
1178,8-1182,2	3,4	360	12	27,1	13	22	-
1184,0-1188,2	4,2	370	11	28,5	14,8	16,9	-
1193,4-1195,4	2,0	360	11	27,1	14,0	16,9	-
1195,4-1196,4	1,0	400	14	33,1	12,9	16,9	-

Продовження табл. 7.1

Інтервал залягання пласта, М	Потуж- ність пласта м	Δt_P , мкс/м	A_Σ ум.од.	K_n^{AK} , %	$K_{неф}^{A_\Sigma}$, %	$K_n^{БМК}$, %	$K_n^{кern}$, %
1196,4-1197,6	1,2	360	11	27,1	14,3	16,9	-
1208,4-1209,4	1,0	410	10	32,1	18	18,4	-
1209,4-1210,6	1,2	320	10	21,1	12	18,4	-
1215,0-1217,4	2,4	420	12	33,6	16,1	18,4	-
1218,6-1222,0	3,4	450	14	37,7	15,1	18,4	-
1222,0-1224,4	2,4	350	12	25,5	12	18,4	-
свердловина № 37 - В.Луква							
1130,4-1136,8	6,4	260	1,4	14,7	10	-	-
1158,4-1160,8	2,4	320	2,4	34,1	15,3	-	-
1182,4-1186,4	4,0	340	1,8	34,2	20,5	19	-
1198,0-1216,0	18	255	2,55	19	8,36	13,4	-
1250,0-1255,6	5,6	300	2,6	23,5	9,6	-	-
1256,8-1276,8	20	290	3,4	27,9	6,4	17,8	-
1276,8-1285,0	8,2	280	1,8	23,4	14,0	17,8	-

Таке співставлення зроблене через відсутність достатньої кількості даних про ефективну пористість, визначену на кернавому матеріалі. Проте визначення пористості за даними методу БМК та на кернавому матеріалі прямо пов'язані з наявністю фільтрування флюїду, в першому випадку бурового розчину в пласт, в другому - насиченні взірця флюїдом (мінералізованою водою, керосином), що, в свою чергу, безпосередньо пов'язане з коефіцієнтом ефективної пористості.

На графіку порівняння спостерігається чітка тенденція росту коефіцієнта ефективної пористості із збільшенням відкритої пористості, про що свідчать коефіцієнти парного зв'язку, а розкид точок може характеризувати апріорі закладену похибку – коефіцієнти

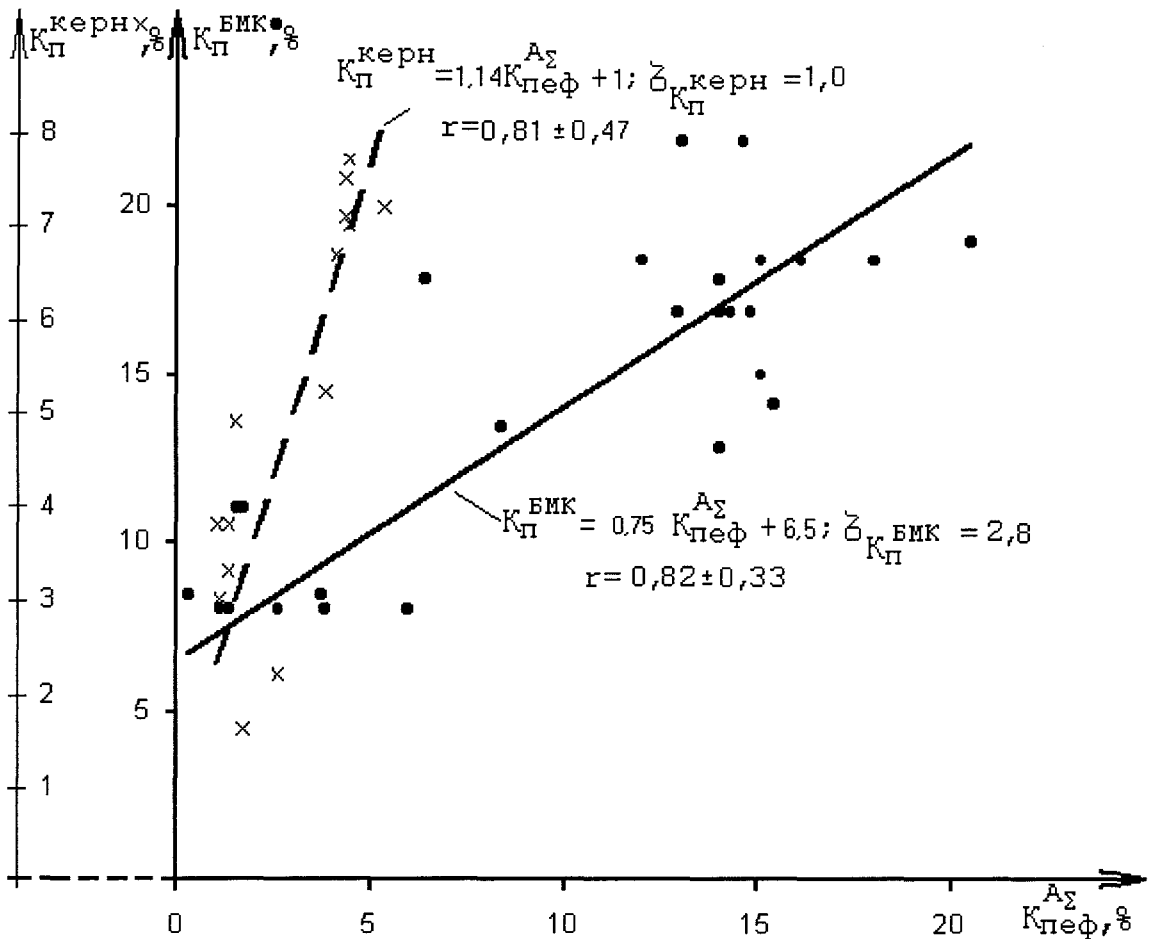


Рис.7.1. Співставлення коефіцієнта ефективної пористості, визначеного за даними сумарних амплітуд (A_{Σ}), і коефіцієнта пористості, визначеного за даними БМК ($K_{п}^{БМК}$) та на керовому матеріалі ($K_{п}^{кern}$)

пористості визначені на зразках керну та за даними БМК не є коефіцієнтами ефективної пористості.

Разом з тим, в інтервалах, для яких відомі коефіцієнти ефективної пористості, визначені на керовому матеріалі, спостерігається співпадання розрахованих значень $K_{неф}$ за даними A_{Σ} .

Наприклад, для пластів у інтервалах глибин 2929,6 - 2933,2 м, 2994,0 - 2995,4 м, 2996,4 - 3000,8 м свердловини № 5 - Південно-Гвіздецька значення $K_{неф}$, отримане за даними A_{Σ} , складає 4,3 %, 12,4 %, 15 %, а значення $K_{неф}$, отримане на керовому матеріалі, відповідно становить 4,6 %, 11,4 %, 13,2 %.

У інтервалах, де проводилися випробування, отримані значення $K_{неф}$ підтверджуються результатами випробування. Інтервали низьких значень $K_{неф}$ відповідають низьким дебітам флюїду при випробуванні, а із збільшенням

значення $K_{неф}$ приплив пластового флюїду збільшується. Так, наприклад, у свердловині № 142 - Богородчанська у інтервалах випробовування 1147,0 - 1151,0 м і 1156,0 - 1160,0 м значення ефективної пористості за даними БМК не перевищує 6,1 %, а значення $K_{неф}$, розраховане за даними A_z , складає 14 - 15 %. Достовірність таких значень підтверджується результатами випробовування, де із даних інтервалів отриманий приплив газу дебітом 368 тис. м³/добу.

Отже, відсутність у більшості досліджуваних інтервалів лабораторних визначень $K_{неф}$ на керновому матеріалі не дозволяє провести більш достовірну оцінку значень $K_{неф}$, які отримані за допомогою сумарної амплітуди акустичного сигналу. Але із проведеної роботи очевидно, що використання параметра A_z для кількісного визначення ефективної пористості є перспективним напрямком для оцінки ємнісних властивостей гірських порід.

ВИСНОВКИ

Для оцінки ємнісних параметрів порід-колекторів, як основний метод, використовується акустичний каротаж. Недосконалість відбору вимірювальної інформації, неадекватність розроблених теоретичних моделей реальним процесам формування акустичних сигналів призводить до похибок визначення ємнісних параметрів порід-колекторів.

У дисертаційній роботі в результаті експериментальних досліджень та теоретичних обґрунтувань розроблено новий методичний підхід до кількісної оцінки ємнісних властивостей порід-колекторів за даними динамічних параметрів акустичного сигналу.

Вивчено та встановлено закономірності зміни повздожньої та поперечної пружних хвиль у породах-колекторах, виявлено їх зв'язок з коефіцієнтом пористості та фактори хвильового акустичного поля, що спричиняють ці зміни. Наведено приклади літологічного розчленування різних типів розрізів, виділення пластів-колекторів, оцінки їх ємнісних характеристик за даними середніх коливних швидкостей повздожньої та поперечної пружних хвиль і сумарних амплітуд акустичних сигналів. Виявлено і показано ряд факторів, які не враховуються при визначенні ємнісних властивостей пластів-колекторів за даними кінематичних характеристик акустичного сигналу, одним з яких є неточність визначення першого вступу повздожньої хвилі.

Вперше вивчено та обґрунтовано можливість використання динамічних параметрів з метою надійного виділення порід-колекторів та кількісної оцінки їх пористості.

При цьому отримані такі основні результати:

1. Запропоновано шляхи підвищення надійності пошуку та виділення початку відліку хвильової картини. На цій основі розроблені алгоритми визначення перших вступу повздожньої та поперечної хвиль і обрахунку їх динамічних параметрів. Дані алгоритми реалізовані програмними засобами в комп'ютеризованій технології обробки та інтерпретації матеріалів ГДС

“Геопошук”, який широко і успішно використовується при дослідженні нафтогазоносних розривів.

2. Розроблено модель процесів формування акустичного сигналу із врахуванням стаціонарних потоків флюїду в поровому просторі та впливу коливань флюїду в порах порід-колекторів. Виявлено, що має місце гідродинамічний зв'язок між поровим об'ємом колектора і буровою рідиною в стовбурі свердловини, який здійснюється через тонкі капіляри в глинистій кірці, в результаті чого проходить обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним полем, наслідком чого є зміни в динамічних параметрах хвиль.

3. Наявність та значний вплив рухомого флюїду на динамічні параметри АК у породах-колекторах вказує на доцільність проведення дослідження в найкоротші терміни після розкриття пласта бурінням, а саме в період інтенсивного формування зони проникнення. Чутливість методу дослідження свердловин за допомогою динамічних параметрів значною мірою залежить від часу їх проведення. Матеріали записані через великий інтервал часу (3-6 місяців) після розкриття досліджуваного інтервалу характеризуються великим затуханням кривих (саме більше \bar{C}_p, A_{Σ}), що різко понижує їх диференційну здатність і затруднює використання для інтерпретації. Згідно проведеного аналізу цей час, по можливості, має бути мінімальним і не повинен перевищувати одного місяця.

4. Розроблено підходи до оцінки якості середніх коливних швидкостей повздовжньої та поперечної пружних хвиль, сумарної амплітуди акустичного сигналу.

5. Встановлено зв'язок динамічних параметрів з ємнісними властивостями гірських порід. Середня коливна швидкість повздовжньої хвилі прямопропорційно зв'язана з коефіцієнтом пористості. Середня коливна швидкість поперечної хвилі нелінійно пов'язана з коефіцієнтом пористості.

6. Середня коливна швидкість поперечної хвилі, а отже і її амплітуда в області низьких значень пористості, зменшується в сторону збільшення пористості і починаючи з деякого значення пористості, а саме 8÷10 %, починає зростати, що вказує на зменшення впливу коливань флюїду в порах на коливання

матриці породи.

7. Вперше розроблено методичні підходи до виділення порід-колекторів і визначення їх ємнісних параметрів за даними динамічних характеристик хвильового акустичного поля. Показано принцип їх використання для розрізів родовищ Дніпровсько-Донецької западини та Передкарпатського прогину.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. – М.: Недра, 1972. – 145 с.
2. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью / Под. ред. Н.П. Дзеданя. - М.: Недра, 1981.,-160с.
3. Акустические методы исследования нефтяных и газовых скважин/ Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов, Б.Н. Ивакин и др.. М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1972. - 296 с.
4. Ахметсакфин Р.Д., Булгаков А.А. Частотно-временное разделение вол акустического каротажа ВАК // НТВ“Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС. – 2002. – Вып.90. – С. 46 – 49.
5. Базин В.В., Пивоварова Н.Е. Обработка данных многоэлементного акустического зонда // НТВ “Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1998. – Вып.53. – С.82-86.
6. Барзам В.А. Распространение сейсмических волн в слоистых пористых насыщенных средах: Автореф. дис... канд. физ.-мат. наук / – М., 1981. – 32 с.
7. Белоконь Д.В. Исследование и разработка аппаратуры непрерывного акустического каротажа: Автореф. дис... канд. тех. наук / – М., 1971. – 20 с.
8. Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Состояние отечественного акустического каротажа. Ближайшие задачи // НТВ “Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1988. – Вып. 44. – С. 83 – 92.
9. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике / под ред. В.С. Григорьева, Л.Д. Розенберга: Пер. с англ. И.: Изд-во иностр. лит., 1956. – 726 с.
10. Будыко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д. Изучение разрезов скважин по материалам регистрации динамических параметров упругих

волн. – М.: ВИЭМС, 1979.

11. Будыко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д. Об акустическом каротаже полной энергии // НТВ “Каротажник”. – Тверь: Изд АИС. – 2000. – Вып.77. – С. 37 – 58.

12. Булатова Ж.М., Волкова Е.А., Дубров Е.Ф. Акустический каротаж. – Л.: Недра, 1970. – 264с.

13. В.И Антипов, М.И. Мельничук, В.Г. Лизанец. Взаимозависимость и обусловленность основных физических параметров горных пород. – Изд. Львовского университета, 1969. – 118 с.

14. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов Акустические исследования в нефтегазовых скважинах - состояние и направления развития // НТВ “Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1999. – Вып.63. – С. 11 – 117.

15. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.

16. Вербицкий Т.З., Шеремета О.В., Петкевич Г.И., Усенко Ю.Н. Построение интерпретационных уравнений для оценки пористости по акустическому каротажу // Нефт. и газовая пром-сть. – 1973. - №5. – С. 8 – 10.

17. Викторов И.А. Физические основы применения ультразвуковых волн Рэлея и Лэмба в технике. – М., 1966.

18. Вимірювання параметрів імпульсних коливань / Федорів Р.Ф.- К.: Наук. думка, 1984. – 152 с.

19. Гаранин В.А. О поглощении и упругих свойствах сцементированных двухфазных пористых сред на ультразвуковых частотах // Прикл. геофизика. – 1970. - № 60. – С. 44 – 52.

20. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983.

21. Гихман И.И., Скороход А.В. Введение в теорию случайных

процессов. – К.: Наукова думка, 1977. – 564с.

22. Гробовицкий Г.Б., Щербакова Т.В., Федорова Е.С. Оценка пористости пород по данным акустического каротажа // Разведоч. геофизика. – 1966. – Вып. 15. – С. 117 – 124.

23. Гурвич И.И. Сесморазведка. Издание третье, переработанное и дополненное. – М.: Недра, 1975. – 408 с.

24. Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов Акустические исследования нефтегазовых скважинах через обсадную колонну // НТВ“Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1996. – Вып.29. – С. 8 - 30.

25. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: “Недра”, 1975. – 344 с.

26. Дзевань И.П. Изучение возможностей совместного использования ультразвуковых продольных и поперечных волн для исследования разрезов скважин: Автореф. дис... канд. тех. наук. – М., 1970. – 32 с.

27. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

28. Добрынин В.М. Физические свойств нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1965. – 163 с.

29. Жуланов И.Н., Князев А. Р., Матвеева В.П. Опыт изучения низкопористых карбонатных коллекторов по ВАК ВАК // НТВ“Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС. – 2003. – Вып.107. – С. 95 - 103.

30. Ивакин Б.Н. Упругие среды с неидеальной инерционностью и их модели. - "Изв. АН СССР. Сер. Геофиз." – 1959. - № 2. – С. 210-220.

31. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1978. – 320 с.

32. Интенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1972. – 312 с.

33. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин /

Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Ильинский, Ю.А. Лимберег, З.К. Козина./ Под ред. Н.А. Савостьянова.- М.:Недра, 1984. – 230 с.

34. Каплан С.А., Хаустов М.Г. Методика обработки и анализ волновых картин акустического каротажа // НТВ“Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС. – 2003. – Вып.102. – С. 53 - 66.

35. Кашуба Г.О. Вивчення впливу коливань флюїду у порах порід-колекторів на формування акустичного сигналу // Питання розвитку газової промисловості України. – М.: Харків. – 2003. – Вип. 31. – С. 98 – 103.

36. Кашуба Г. О. Динамічна геоакустична модель присвердловинної зони колектора // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ М.: Івано-Франківськ. – 1999. – Вип. 36, том 1. – С. 161 – 167.

37. Кашуба Г.О., Федорів Р.Ф. Стан і перспективи розвитку методу і апаратури акустичного каротажу // Збірник наукових праць. Матеріали 6^{ої} Міжнародної науково-практичної конференції “ Нафта і газ України-2000”. – Івано-Франківськ. – 2000. – С.316 - 317.

38. Козяр Н.В. Идентификация и определение характеристик упругих волн, распространяющихся в скважинах при акустическом каротаже // НТВ “Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1999. – Вып.56. – С. 73 - 81.

39. Кнеллер Л.Е., Замалетдинов М.А., Марков М.Г., Юматов А.Ю. Решение прямых и обратных задач акустического каротажа. – М.: ВИЭМС. – 1991. – С. 43.

40. Князев А. Р. Об определении коэффициента нефтенасыщения известняков по кинематическим параметрам ВАК // НТВ“Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС. – 2003. – Вып.107. – С. 104 - 109.

41. Ковальчуков Н. А., Крутин В.Н. Дополнительное затухание волн Лемба-Стоунли, обусловленное вязким скин-эффектом в жидкости около стенки скважины и у поверхности зонда // НТВ“Каротажник”. – Тверь: Изд. АИС. – 2003. – Вып.105. – С. 68 – 78.

42. Кокшаров В.З. Волна Лэмба и ее связь с проницаемостью //

Исследования по многоволновому акустическому каротажу и сейсмо моделированию. Новосибирск: изд. ИГиГ СО АН СССР. – 1990. – С. 3 – 12.

43. Колесников Ю.И., Игнатов А.Ю. Физическое моделирование акустических волновых полей в скважине с радиальной неоднородностью // Геология и разведка. – 1994. – V. 35. - №3. – С. 137 – 143.

44. Комплексирование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика / Под ред. В.В. Бродового и А.А. Никитина. – М.: Недра, 1984.

45. Косьяненко Г.П. Оценка коэффициента затухания акустических импульсов / Библиограф. указ. – М., 1980. – Рукопись деп. в ВНИИТИ, № 1 деп.

46. Краткое методическое руководство по интерпретации данных динамического каротажа: Отчет ОМП 101/86 / НФФ ВНИИГеофизики. – 1986.

47. Крауклис П.В. Распространение волн в скважинах и вблизи криволинейных границ неоднородной среды: Автореф. дис... д-ра физ.-мат. наук. – М., 1977. – 38с.

48. Крутин В.Н., Марков М.Г. Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты /SPWLA /ЕАГО /РГУ НГ // Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин “Москва-98”. – 1998. – Доклад В 1.5.

49. Крутин В.Н., Марков М.Г., Юматов А.Ю. Скорость и затухание волны Лемба-Стоуна в скважине, окруженной насыщенной пористой средой // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – М.: Наука. – 1987. - № 9. – С. 33-38.

50. Лайтхил Д. Волны в жидкостях. – М.: Мир, 1981. – 598 с.

51. Лаптев В.В., Коровин В.М., Иванов В.Я. Комплексная аппаратура «ВАРТА» для оценки качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн // НТВ“Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1998. – Вып.42. – С. 32 - 40.

52. Латышова М.Г., Нейман Е.А. Количественная оценка полезности

методик разделения объектов на два класса // Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971. – С. 165 – 169.

53. Логинов И.В., Орлов Ю.М., Газзаев Ш.З. Характер волновой картины, получаемой при акустическом каротаже // Прикл. геофизика. – 1970. – Вып. 60. – С. 214 – 226.

54. Ляховицкий Ф.М., Раппопорт Л.И. Применение теории Френкеля - Био для расчета скоростей и поглощения упругих волн в насыщенных пористых средах // Прикладная геофизика. – М.: Недра. – 1972. – Вып. 66. – С. 52 - 64.

55. Маслеников В.И., Струков А.С. Изучение порового пространства карбонатных коллекторов акустическим каротажем на поперечных волнах // Прикладная геофизика. – 1984. - № 108. – С. 123 - 126.

56. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов / Под. ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”. – 1990. – 261 с.

57. Методические указания по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтяных и газовых скважин / В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Л.Н. Грубова и др.–М.: изд. ВНИИЯГГ. – 1986. – 119 с.

58. Мясоедов А.Ф. Метод и аппаратура сесмоакустического волнового каротажа // НТВ“Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1995. – Вып.14. – С. 97 - 102.

59. На Ярмарке-97 ОАО НПО “Нефтегеофизприбор” // НТВ“Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1998. – Вып.42. – С. 74 - 102.

60. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. – М.: Недра, 1984. – 232 с.

61. Обработка и интерпретация данных промысловых геофизических

исследований на ЭВМ: Справочник. – М.: Недра, 1989.

62. Отчет по опытно-методическим работам “Внедрение динамических методов акустического каротажа для выделения карбонатных коллекторов сложного типа на Сибирской платформе”. – Книга, г. Нарофоминск, 1989 г.

63. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. – К.: Наукова думка, 1970. – 125 с.

64. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З. Исследования упругих свойств пористых геологических сред содержащих жидкости. – К.: Наук. думка, 1965. – 76 с.

65. Петрофизика коллекторов нефти и газа: Под ред. В.Н. Дахнова. – М.: Недра, 1975.

66. Полшков М.К., Логинов И.В., Харламов С.Я. Определение пористости карбонатных пород Узбекистана по скорости поперечных волн // Прикладная геофизика. – 1973. – Вып. 71. – С. 158 - 164.

67. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Изд. ГЕРС. – 1999.

68. Прибор акустического каротажа АКД-8 // НТВ “Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1996. – Вып.27. – С. 82 - 83.

69. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород (опыт комплексирования с другими методами) / Петкевич Г.И., Усенко Ю.Н., Притулко Г.И. – К: Наук. думка, 1982. – 172 с.

70. Сулейманов М.А. Новые разработки ВНИИНефтепромгеофизики в области акустических методов исследований нефтегазовых скважин // НТВ“Каротажник”. – Тверь: ГЕРС. – 1998. – Вып.47. – С. 67 - 73.

71. Танкаева Л.К. Исследование связанной воды в глинистых песчанниках // Связанная вода в дисперсных системах. – М.: Изд. МГУ. - 1974. – Вып. 3. – С. 20-32.

72. Техника каротажных исследований и интерпретации: конференция фирмы Schlumberger в Москве, 1986. – Париж: изд. Шлюмберже, 1986. – 326 с.
73. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 254 с.
74. Техническое описание и инструкция по эксплуатации АНК-М / Киевский опытно-экспериментальный завод “Геофизприбор”.
75. Ультразвук. Маленькая энциклопедия / под ред. И.П. Голямина. – М.: Советская энциклопедия, 1979. – 400 с.
76. Федорів Р.Ф., Кашуба Г.О. Про можливість розділення хвилевої картини на прості складові // Тези доповіді науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Івано.-Франківськ. – 1999. – С.166.
77. Федорів Р.Ф., Кашуба Г.О. Система автоматичного пошуку, виділення та відбору першого вступу сигналу акустичного зонда // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – М.: Івано-Франківськ. – 1997. – Вип. 34, том 1. – С. 131 – 142.
78. Федорів Р.Ф., Кашуба Г.О. До інтерпретації динамічних параметрів акустичного каротажу // Збірник наукових праць “Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики”. – М.:Київ. – 2001. – С.164-169.
79. Федоришин Д.Д., Федорів Р.Ф., Федорів В.В., Кашуба Г.О., Ужвій Г.М. Виділення порід-колекторів за даними динамічних параметрів акустичного каротажу // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ. – 2002. – Вип. 1. – С.23 – 28.
80. Муц С.Є., Філатов Ю.В. Визначення нахилу пласта за даними АКШ // Збірник наукових праць. Матеріали 6^{ої} Міжнародної науково-практичної конференції “ Нафта і газ України-2000”, Івано-Франківськ. – 2000. – С. 316 – 317.
81. Френкель Я.И. К теории сейсмических и сейсмoeлектрических

явлений во влажной почве // Изв. АН СССР. сер. географ. и геофиз. – 1944. – 7. 4. – С. 29 – 36.

82. Ш.К. Гиматудинов Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с.

83. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 205 с.

84. Элланский М.М., Извеков Б.И. Петрофизическая модель типичных терригенных отложений // НТВ “Каротажник”. – Тверь: Изд АИС. – 1999. – Вып.65. – С. 46 – 64.

85. Юматов А.Ю. Распространение упругих продольных волн в пористых горных породах с трещинами и кавернами: Автореф. канд. диссерт./ ВНИИЯГГ. М., 1984. – 15 с.

86. Biot M.A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid – saturated porous solid. Part I – II. *J. Acoust. Soc. Amer.* – 1956. – 28. – P. 168 – 175.

87. Castagna J.P., Batzle M.L., Eastwood R.L. Relationships between compressional wave and shear wave velocities in elastic silicate rocks // *Geophysics.* – 1985. – V.50, №4. – P. 571 – 581.

88. Chudy S., McIntyre G., Schuh P.R. Cased hole acoustic logging – a solution to a problem // SPWLA 36th Annual Logging Symposium in Paris. – 1995, June 26-29. – paper I.

89. Halliburton Logging Services Chart Book / 1991, Halliburton publication.

90. Hand D., Nur A., Morgan D. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones // *Geophysics.* – 1986. – V.51, №11. – P.2093-2107.

91. Heyses D.R. Sonic porosity transforms and effects of pore shale and clay distribution // Halliburton Energy Services. X1078. – 1995. – P. 1 - 13.

92. Kreif M., Garat J., Stellingwerf J., Ventre J. A petrophysical interpretation the velocities of P and S wave (full- waveform sonic) // 12th

International Formation Evaluation Symposium. – 1989, October 24.

93. Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.]: Пат. кл. 340 – 15.5 ВН, (G01V1/40), № 3909775 США/ Lavigne J.C.; Заявл. 26.10.73, № 409.788; Опубл. 30.09.75.

94. Murphy W., Reischer A., Hsu K. Modulus decomposition of compressional and shear velocities in sand bodies // *Geophysics*. – 1993. – V.58, № 2. – P. 227 – 239.

95. Ramamoorthy R., Murphy W.F., Coll C. Total porosity estimation in shaly sands from shear modulus // SPWLA 36th Annual Logging Symposium. 1995, June 26 - 29, paper H.

96. Raymer L.L., Hunt E.R., Gardner J.S. An improved sonic transit time - porosity transform // SPWLA 21st Annual Logging Symposium. 1980, July 8 - 11.

97. Tosaya C., Nur A. Effects of diagenesis and clay on compressional velocities in rocks // *Geophysical Research Letters*. – 1982. – V.9, №1. – P. 5 - 8.

98. Willie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*. – 1956. – V. 21, № 1. – P. 41 – 70.