

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

На правах рукопису

УДК 550.832.44

Фролова Світлана Євгеніївна

МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ
ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАТИВНОГО СИГНАЛУ ХВИЛЬОВОГО
АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

*Преміювання ідентифікованої з іншим
преміюванням дисертації:*

*В. М. Мельник, секретар спецради К. 20.052.07
Т. О. Мельник*



04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня

кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ

2011

d 394



d394

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
Розділ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИРІШЕННЯ НАФТОГАЗО- ПОШУКОВИХ ЗАВДАНЬ.....	9
Розділ 2. ІНТЕРПРЕТАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ ХВИЛЬОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ З МЕТОЮ ВИЗНАЧЕННЯ КУТА НАХИЛУ ГРАНИЦЬ ВІДБИТТЯ.....	28
2.1. Кінематичне обґрунтування способу акустичної нахилометрії.....	28
2.2. Визначення кутів нахилу границь відбиття пружних хвиль за фазокореляційними діаграмами хвильового АК.....	33
2.3. Апробація запропонованого способу акустичної нахилометрії.....	36
Розділ 3. ВІДНОВЛЕННЯ ГЕОГУСТИННОГО РОЗПОДІЛУ СЕРЕДОВИЩА ЗА ДАНИМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ.....	44
3.1 Теоретичні засади визначення густини гірських порід за результатами обробки хвильових картин АК.....	45
3.2 Апробація способу визначення густини середовища за допомогою моделювання синтетичних хвилеграм АК.....	48
3.3 Приклади відтворення геогустинного розподілу середовища за матеріалами акустичного каротажу.....	50
Розділ 4. МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВІДКРИТОЇ ПОРИСТОСТІ З ВРАХУВАННЯМ ГЛИНИСТОСТІ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА МАТЕРІАЛАМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ.....	55
4.1 Аналіз основних способів врахування глинистості для визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів за даними АК для родовищ північно-східної частини ДДЗ.....	56

4.2 Петрофізичні основи визначення глинистості методами ГДС..	58
4.3 Визначення пористості теригенних порід-колекторів на етапі оперативної інтерпретації даних комплексу методів АК і ГК.....	64
Розділ 5. ОЦІНКА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ АМПЛІТУДИ ПОЗДОВЖНЬОЇ ХВИЛІ БАГАТОЗОНДОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ.....	72
5.1 Зв'язок параметрів пружних хвиль акустичного сигналу з колекторськими властивостями та характером насичення колекторів...	72
5.2 Визначення характеру насичення порід за залежністю амплітуди поздовжньої хвилі від довжини зонда.....	81
ВИСНОВКИ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92
Додаток А.....	108
Додаток Б.....	109
Додаток В.....	115
Додаток Д.....	117

ВСТУП

Однією з найважливіших проблем України є її недостатня енергозабезпеченість, перш за все з власних природних ресурсів. Тому національною програмою “Стратегія розвитку енергетичного комплексу України до 2030 року” передбачено нарощування розвіданих запасів і видобутку вуглеводнів за рахунок збільшення обсягів і підвищення якості геологорозвідувальних робіт, у тому числі геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Хвильовий акустичний каротаж (АК) є одним з методом ГДС, потенційні можливості якого вивчені недостатньо та використовуються неповною мірою. Тому цей метод є резервом підвищення ефективності ГДС та комплексної інтерпретації даних сейсмічної розвідки.

Хвильовий АК і сейсморозвідка в якості інструменту дослідження геологічного середовища використовують пружні хвилі, утворення та розповсюдження яких підлягають єдиним фізичним законам, що дає можливість використовувати єдині або близькі прийоми вирішення геологічних завдань. Тому актуальним є застосування вже існуючого математичного апарату обробки-інтерпретації даних сейсморозвідки для розв’язку структурних задач і відтворення геогустинного розподілу середовища за даними хвильового АК.

При геофізичних дослідженнях нафтогазових свердловин з метою оцінки ємнісних параметрів порід-колекторів актуальною є задача визначення за даними АК пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості, особливо на етапі оперативної інтерпретації даних ГДС. Також оцінка характеру насичення колекторів за даними АК теоретично обґрунтована, але через ряд причин й досі не знайшла широкого практичного застосування. У міру розвитку апаратури у вітчизняній геофізиці використання багатозондових приладів акустичного каротажу дає можливість перегляду інтерпретаційних можливостей хвильового АК для визначення типу флюїду в поровому просторі колектора.

Дана робота спрямована на розширення кола задач, які вирішуються за допомогою хвильового акустичного каротажу, та на подальший пошук шляхів розв'язку існуючих геолого-геофізичних задач.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Проведені автором дослідження є складовими частинами: держбюджетної науково-дослідної теми інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ Д-3-01Ф “Геодинамічні умови формування рудо нафтогазоносності Карпатського регіону” (ДР № 0101U001663); плану геолого-тематичних робіт НАК “Нафтогаз України” (повідомлення № 61171 ДНВП Геоінформ України); договірної тематичної роботи “Визначення пріоритетних нафтогазо-перспективних площ та об'єктів в межах північних окраїн Донбасу, перспектив нафтогазоносності перехідних та мілководних зон півдня України та розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсмозв'язки” (Договір між НАК „Нафтогаз України” і ЗАТ „Концерн Надра” за № 4-НДР-07).

Тема дисертаційної роботи тісно пов'язана з планами робіт ДК “Укргазвидобування”, ВАТ “Укрнафта”, ЗАТ “Укрпромгеофізика”.

Метою роботи є підвищення ефективності геолого-геофізичних робіт шляхом розширення інтерпретаційних можливостей хвильового акустичного каротажу.

Для досягнення цієї мети потрібно вирішити такі задачі:

- проаналізувати основні проблеми, що виникають під час визначення пористості теригенних порід-колекторів різного ступеня глинистості, оцінки характеру насичення колекторів і параметричного забезпечення сейсмозв'язки за даними АК;

- удосконалити методику визначення кутів нахилу границь відбиття за даними фазокореляційних діаграм АК;

- розробити спосіб визначення густини гірських порід на основі використання кінематичних і динамічних параметрів акустичного сигналу;

- встановити залежність між відносною амплітудою ПС ($\alpha_{ПС}$) і подвійним різницеvim параметром ГК (ΔJ_{γ}) для теригенних порід-колекторів родовищ Північного борту ДДЗ і розробити алгоритм визначення поправки за глинистість на основі використання параметра ГК (ΔJ_{γ}) для оцінки коефіцієнта пористості колекторів на етапі оперативної інтерпретації даних АК;

- провести аналіз інформативності акустичного сигналу для оцінки характеру насичення колекторів, здійснити пошук додаткових інформативних параметрів сигналу АК та розробити підходи до оцінки характеру насичення за даними багатозондового АК.

Об'єкт дослідження – геологічні розрізи, представлені результатами геофізичних досліджень у свердловинах.

Предмет дослідження – акустичні сигнали, отримані при проведенні акустичного каротажу, їх кінематичні та динамічні параметри.

Методи дослідження – теоретичне моделювання, експериментальні свердловинні акустичні дослідження, алгоритми повнохвильового моделювання, математична та статистична обробка даних.

Фактичні матеріали, використані в роботі:

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

- хвильові картини, отримані ЗАТ “Укрпромгеофізика” та Івано-Франківською експедицією геофізичних досліджень у свердловинах (ІФЕГДС) у ході дослідження свердловин методами акустичного каротажу на родовищах ДДЗ та Передкарпатського прогину;

- визначені на кернавому матеріалі дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів, надані філією ДК “Укргазвидобування” УкрНДІГаз.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

- отримано нове рівняння для визначення кута нахилу границі відбиття за даними хвильового акустичного каротажу на основі застосування гіперболічної форми годографа відбитої хвилі;
- уперше теоретично обґрунтовано можливість визначення густини середовища на основі сумісної інтерпретації кінематичних і динамічних параметрів поздовжньої хвилі акустичного каротажу;
- встановлено обернено пропорційну залежність між відносною амплітудою ПС ($\alpha_{ПС}$) і подвійним різницеvim параметром ГК (ΔJ_γ) для теригенних порід-колекторів родовищ Північного борту ДДЗ і отримано нове співвідношення для визначення коефіцієнта пористості за даними АК з врахуванням глинистості порід;
- запропоновано використовувати залежність амплітуди поздовжньої хвилі від довжини зонда для визначення характеру насичення порід за даними багатозондового АК.

Практичне значення отриманих результатів. Використання розроблених методологічних підходів до інтерпретації даних хвильового акустичного каротажу дасть можливість підвищити ефективність геолого-геофізичних робіт. Створене програмне забезпечення структурної інтерпретації хвильових картин АК сприяє оперативному отриманню важливої геологічної інформації про будову навколосвердловинного простору. Результати обробки даних хвильового АК за цією програмою використовувалися Івано-Франківською експедицією геофізичних досліджень свердловин з метою визначення кутів нахилу границь відбиття. ЗАТ “Укрпромгеофізика” на етапі оперативної інтерпретації використовує розроблені алгоритми визначення пористості теригенних порід-колекторів з урахуванням поправки за глинистість на основі використання подвійного різницевого параметра гамма-каротажу та оцінки характеру насичення за даними амплітуди (A_0) поздовжньої хвилі багатозондового АК.

Особистий внесок здобувача. Особисто здобувачем теоретично обґрунтовано та розроблено підходи визначення ємнісних, структурних параметрів розрізу та геогустинного розподілу середовища. Реалізація цих ідей, розробка алгоритмів, тестування на модельних прикладах та фактичному матеріалі, обробка, інтерпретація та аналіз отриманих результатів були проведені автором самостійно.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи доповідалися на 6-ій Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000), П'ятому Міжнародному науковому симпозиумі ім. ак. М.А.Усова ”Проблеми геології и освоєния недр” (Томск, Росія, 9–13 квітня 2001), Карпатській нафтовій конференції (Wysowa, Польща, 27–30 червня 2001), Міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – стан та перспективи” (Івано-Франківськ, 25–29 травня 2009), ІХ Міжнародній науковій конференції “Моніторинг геологічних процесів” (Київ, 14–17 жовтня 2009).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 10 праць, з яких 4 статті у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України, та 6 тез доповідей на науково-практичних конференціях. Основні результати дисертаційної роботи подано у 4 одноосібних і 6 публікаціях у співавторстві.

Автор висловлює щирю подяку науковому керівнику кандидату геологічних наук Кашубі Григорію Олексійовичу, який був ініціатором основних досліджень, без постійної діяльної участі якого виконання даної роботи не було б можливим. Автор щиро завдячує першому вчителю кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту Ю.В.Філатову за увагу та вагому допомозу під час роботи над дисертацією. Автор дякує за підтримку, поради, зауваження при виконанні дисертаційної роботи кандидату геолого-мінералогічних наук, професору В.П.Степанюку, кандидатам технічних наук Р.Ф.Федоріву, доценту Н.С.Ганженко та кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту В.А.Старостіну.

РОЗДІЛ 1

**СУЧАСНИЙ СТАН ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ
АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИРІШЕННЯ
НАФТОГАЗОПОШУКОВИХ ЗАВДАНЬ**

Застосування акустичного каротажу в прикладній геофізиці має широкий спектр застосування. Він використовується для розв'язання великої кількості задач у ході дослідження свердловин на нафту і газ [1-8] та призначений для вивчення параметрів хвильового поля гірських порід навколосвердловинного простору та неоднорідностей у затрубному просторі.

Найбільший вклад у розвиток акустичного каротажу (АК) внесли Будико Л.В., Вербицкий Т.З., Дзедань І.П., Добринін В.М., Івакін Б.М., Карус Є.В., Кашуба Г.О., Колісніченко В.Г., Козяр В.Ф., Кузнецов О.Л., Лещук В.В., Логінов І.В., Ніколаєвський В.Н., Петкевич Г.І., Рабинович Г.Я., Усенко Ю.М., Федорів Р.Ф., Філатов Ю.В. та ін. Результати їхніх досліджень стали базою для вдосконалення та проведення нових розробок апаратури та методик акустичного каротажу.

Перші згадки про акустичні дослідження відносяться до 1935 року, коли Конрат Шлюмберже описав можливість вимірювання швидкості звуку в породах, розкритих свердловиною, за допомогою одного передавача та двох приймачів, розташованих на відстані декількох дюймів від джерела [9]. За часів СРСР перші спроби вимірювання швидкостей розповсюдження пружних хвиль в свердловинах на малих базах з використанням малих вибухів були зроблені у 1937 році [3]. У 40-х роках компанії Shell та Magnolia Petroleum Company розробили прилади для визначення швидкості акустичних хвиль з метою перерахунку сейсмічних розрізів з часових у глибинні і кореляції сейсмічних відбиттів відповідно до літології та застосували їх на одному з нафтових родовищ [9]. З цього часу акустичні дослідження набрали поступового розвитку як у розробці нової апаратури, так і в удосконаленні підходів до

обробки зареєстрованих сигналів і розширенні кола геологічних і технічних задач, які постають перед АК [3,4,6,9].

У багатьох випадках інтерпретація результатів орієнтована на досить спрощене уявлення про середовище. Як правило, цього буває достатньо для досягнення поставленої мети розчленування розрізу, але існує цілий клас практично важливих задач, під час розв'язання яких необхідно звертатися до уявлень про складний характер хвильового поля в середовищі.

Хвильове поле, яке реєструється сучасною апаратурою, містить в собі величезну, частіше за все, інтегральну інформацію про будову геологічного розрізу. Значення швидкостей розповсюдження, амплітуд та ефективного затухання хвиль, що реєструються при акустичному каротажі, визначаються широким колом факторів: літологічним складом порід, структурою порового простору, коефіцієнтами пористості та проникності, характером насиченості, наявністю обсадної колони, повнотою заповнення затрубного простору цементом та ступенем його зчеплення з колоною та гірськими породами, дефектами колони та цементного кільця, властивостями рідини у стовбурі свердловини.

В останні роки вчені продовжують працювати над розв'язком ряду геологічних задач за допомогою акустичного каротажу. Їх можна поділити на такі групи: літологічне розчленування розрізу [6,7,10-15]; визначення пористості порід [6,10-13,15-24]; оцінка тріщинуватості порід [11,13,25-31]; виділення проникних порід [6,11,13,32-53]; оцінка характеру та коефіцієнтів насичення порід-колекторів [3,12,13,15,16,21,54-67].

Літологічне розчленування геологічного розрізу найбільш повно, достовірно та коректно проводиться лише за даними комплексу методів ГДС, хоч не остання роль у вирішенні цього питання відведена акустичному каротажу. Найбільш широко у літературі висвітлено питання визначення коефіцієнта пористості за різними параметрами пружних хвиль. Описано поодинокі результативні спроби виділити тріщинуваті породи, (але не зазначена можливість визначення кількісного параметра – коефіцієнта

тріщинуватості) та визначення структурних параметрів геологічного розрізу. Іде пошук рішень щодо оцінки проникності порід на основі аналізу параметрів хвилі Стоунлі. Багато публікацій присвячено питанню ідентифікації типу флюїду в поровому просторі гірських порід і лише в окремих працях демонструється можливість кількісного визначення коефіцієнтів флюїдонасичення.

Зупинимося детальніше на аналізі сучасного стану таких важливих для нафтогазової геофізики задач як визначення коефіцієнта пористості, оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу та параметричного забезпечення сейсморозвідки.

На сучасному етапі провідним пошуковим геофізичним методом є 3D-сейсморозвідка. Максимально можливим результатом наземної сейсморозвідки 3D є отримання значень акустичних імпедансів для випадку вивчення скалярного хвильового поля і коефіцієнтів Пуассона – для багатохвильової сейсморозвідки (3С) [68-70]. Решта параметрів (пористість, піщанистість, глинистість та ін.) є похідними від хвильового поля. При цьому точність і достовірність їх визначення залежить від багатьох чинників. Одним з них є кількість і якість апріорної інформації про фізичні параметри середовища, які отримують за даними буріння, ГДС і вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) [71], потрібні для перерахунку сейсмічних даних в ефективні (похідні) параметри для здійснення прогнозу властивостей геологічного розрізу. Крім того необхідно вдосконалювати методики обробки й інтерпретації типового комплексу геофізичних досліджень у свердловинах, більш широкого застосовувати спеціальні методи ГДС (нахилометрія, хвильовий акустичний каротаж) та сейсмічних досліджень у свердловинах (рис.1.2) [72].

Дані про швидкості розповсюдження поздовжніх (P) та поперечних (S) хвиль, доповнені даними про густину гірських порід, забезпечують розрахунок акустичного імпедансу та лінійної геоакустичної моделі (ЛГАМ) розрізу свердловин, що становить фундамент для вирішення детальних сейсморозвідувальних задач. Лінійна геоакустична одномірна модель

найчастіше включає в себе пористість, компонентний склад порід, швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль, акустичний імпеданс та коефіцієнти відбиття. Через необхідність вирішення сейсморозвідувальних задач, які потребують прогнозу колекторських та пружних властивостей досліджуваних порід, дана ЛГАМ повинна доповнюватися відповідними інформативними даними, наприклад коефіцієнтами Пуассона, Юнга та ін. Останні параметри отримуються за допомогою хвильового АК (в основному багатозондового АК), який дає змогу визначити швидкість розповсюдження поперечної хвилі, та ГГК-Г для визначення густини порід. Для уточнення структурних побудов за результатами наземної сейсморозвідки і детального аналізу відтворення умов осадонакопичення необхідно використовувати результати пластової нахилометрії.

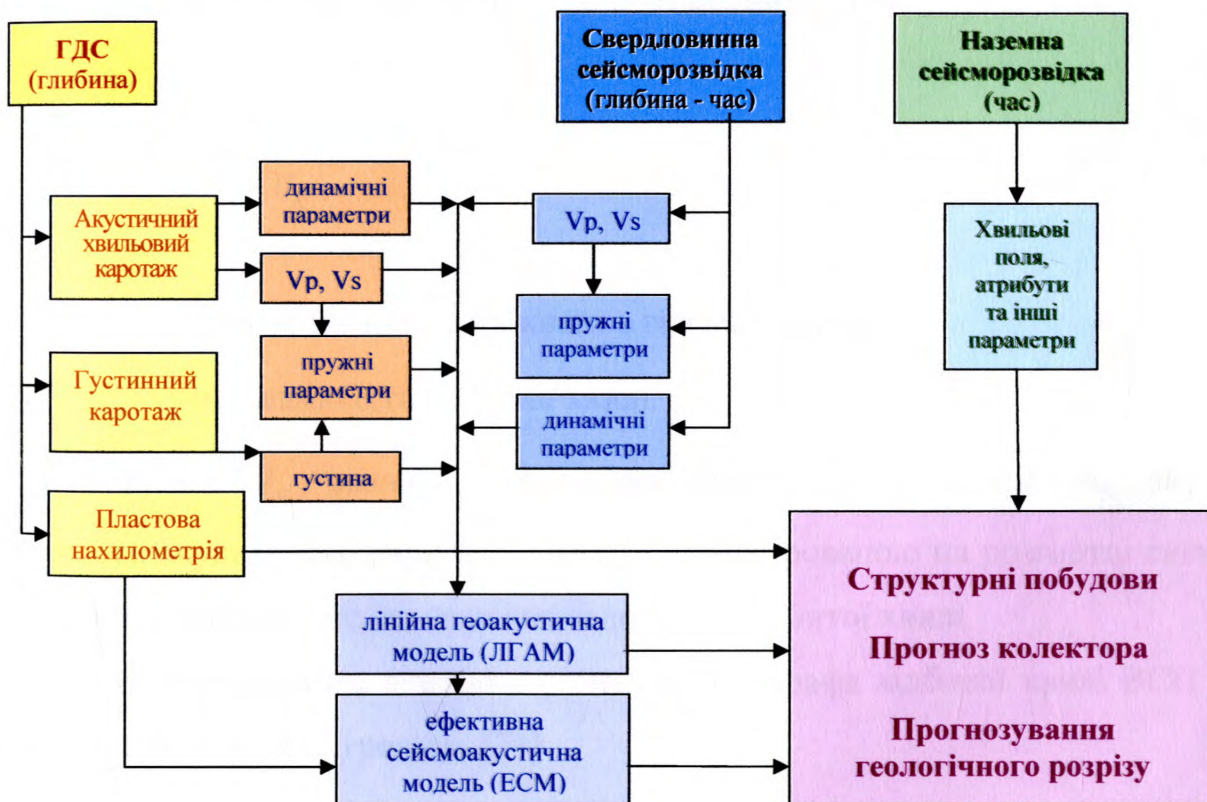


Рис. 1.2. Технологічна схема комплексування даних свердловинної геофізики та наземної сейсморозвідки для вирішення задач ПГР

Отже, наведена схема наочно демонструє необхідність проведення хвильового АК, ГГК-Г та пластової нахилометрії. На жаль, у даний час, з різних причин згадані методи свердловинних досліджень, особливо ГГК-Г і пластова нахилометрія, використовуються в досить обмеженому обсязі. Без сумніву, це знижує ефективність застосування цих методів для параметричного забезпечення сейсмозвідки. Хоч деякі параметри, необхідні для забезпечення сейсмозвідки, можна вилучити з хвильового поля АК, яке є функціоналом інтегральної інформації про будову та властивості геологічного розрізу.

Наприклад, можливість застосування АК в рудних свердловинах для визначення кутів нахилу геологічних границь була продемонстрована Г.Я. Рабіновичем [3,73].

Уявний zenітний кут відбиваючої границі α (кут між границею та віссю свердловини) пропонується визначати із співвідношення

$$\alpha = \arcsin \frac{1}{2} \frac{V}{V_k}, \quad (1.1)$$

де V - швидкість падаючої хвилі в гірській породі;

V_k - уявна швидкість відбитої хвилі.

Значення V_k визначається за фазокореляційною діаграмою широко-смугового акустичного каротажу (АКШ), зареєстрованою на розгортці сигналу тривалістю більше 7 мс, як градієнт годографа відбитої хвилі.

Є.Й. Гальперінім виведено рівняння годографа відбитої хвилі ВСП при нахиленому заляганні границь [74]

$$t = \frac{1}{V_p} \sqrt{H^2 + 4H_B \cos^2 \varphi \cdot (H_B - H)}, \quad (1.2)$$

де V_p – швидкість поздовжньої хвилі в середовищі,

H – глибина занурення приймача у свердловині,

H_B – глибина точки перетину стовбура свердловини з границею відбиття,

φ – кут нахилу границі відбиття.

Як видно з рівняння (1.2), формою годографа є гіпербола. Що не стикується з баченням Г.Я. Рабіновича, який використовує годограф відбитої хвилі у вигляді прямої для визначення уявної швидкості відбитих хвиль.

Суперечливість підходів, споріднених за своєю основою методів щодо вирішення одного і того ж питання, потребує додаткових досліджень. Адже визначення структурних параметрів будови навколосвердловинного простору (кута нахилу границь відбиття) є актуальною задачею не тільки для рудної геофізики, але й для нафтогазової на територіях складної тектонічної будови (наприклад, Передкарпатський прогин) і в зонах розвитку солянокупольної тектоніки (ДДЗ).

Для вирішення завдань прогнозування геологічного розрізу за даними наземних сейсмічних досліджень одним з необхідних параметрів є густина гірських порід. Тому важливим питанням для пошуку нового напрямку використання результатів акустичного каротажу є можливість застосування для інтерпретації даних АК методика відновлення детальної акустичної моделі середовища за сейсмічними даними. Ця методика, розроблена у 80-х роках минулого століття Г.М.Гогоненковим, отримала назву “псевдоакустичний каротаж” (ПАК) [75]. Алгоритм ПАК полягає у перетворенні сейсмічного запису в імпульсну сейсмограму, трансформації сейсмограми в послідовність коефіцієнтів відбиття та переході їх до розподілу акустичних жорсткостей (які, як відомо, є добутком швидкості пружних хвиль на густину середовища [76]). Далі розподіл акустичних жорсткостей через дані швидкості, отримані за АК, градуують в значення швидкостей або перераховують в густини, отримуючи для подальшого опрацювання розподіл швидкісних або густинних характеристик по розрізу.

Під час проведення акустичного каротажу реєструються хвилі, які проходять через границі. Тобто відмінність амплітудних характеристик хвилі,

zareєстрованої над границею та під нею, після врахування ефектів затухання свідчить про величину коефіцієнта проходження хвилі через границю. У свою чергу коефіцієнт проходження пов'язаний з акустичними жорсткостями середовищ, що дає можливість перейти від послідовності коефіцієнтів проходження до розподілу акустичних жорсткостей (за аналогією ПАК) і на завершальному етапі – отримати розподіл густин. Ця ідея аналогічного з ПАК використання записів АК, безумовно, вимагає опрацювання. Але разом з тим відкриває поле для досліджень і у випадку підтвердження значно розширює коло задач, які постають перед акустичним каротажем.

Гірські породи, які здатні містити в собі флюїди та пропускати їх через себе при розробці, називають породами-колекторами [77-79]. Порода-колектор складається з двох складових: твердого мінералогічного каркасу, який називають скелетом, та пустот або порового простору, який у природних умовах заповнений пластовими флюїдами (мінералізована вода, газ, нафта).

В основі визначення коефіцієнта відкритої міжзернової пористості лежить твердження, що осадові породи є гетерогенними середовищами, які складаються із зерен мінералів та флюїдів у поровому просторі [16]. Властивості цих середовищ (через малі розміри зерен і пор) визначаються концентраціями окремих фаз, формою і ступенем зв'язку між фазами. За умови незначної різниці у пружних властивостях і густині фаз, величини Δt_p і Δt_s (інтервальний час розповсюдження відповідно поздовжньої та поперечної хвиль) визначаються як середньозважені у відповідності з об'ємними концентраціями фаз.

Першим і найбільш простим за формою рівнянням, яке задовольняло вище наведені міркування, є рівняння середнього часу [3,4]

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск}(1 - K_n) + \Delta t_{фл}K_n, \quad (1.3)$$

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

$\Delta t_{\phi n}$ — інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі у флюїді, який заповнює пори;

K_n – коефіцієнт пористості, виражений в долях одиниць.

Величина Δt_{ϕ} залежить від мінералізації пластової води, температури та ефективного тиску. Усі ці чинники враховуються у номограмах В.Н.Дахнова [80] або при оцінці числових значень Δt_{ϕ} за відповідними формулами [80,81].

Інтервальний час розповсюдження пружних хвиль у скелеті гірської породи залежить від мінерального скелету, характеру розподілу цементу та пружних властивостей міжзернових контактів. Величина $\Delta t_{ск}$ визначається шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності $\Delta t=f(K_n)$ до осі інтервального часу при умові $K_n=0$.

Величини інтервальних часів вступу поздовжньої хвилі в скелеті породи для пісковиків різних родовищ та стратиграфічних одиниць, які залягають на різних глибинах, є різними. Вони залишаються постійною величиною на певній ділянці (невеликому інтервалі) розрізу. Експериментальні залежності $K_n=f(\Delta t_p)$ [4,5,55,79,80,82], підтверджують факт зміни інтервального часу вступу поздовжньої хвилі у скелеті порід-колекторів з глибиною (для пісковиків $\Delta t_{ск}=168 \div 210$ мкс/м). Крім того, для одних і тих же стратиграфічних відкладів для різних родовищ величина $\Delta t_{ск}$ також є різною.

При визначенні коефіцієнта пористості пісковиків за допомогою рівняння середнього часу найкращі результати отримують для сильно зцементованих різновидів, які залягають на глибині більше 2000 м. Для менших глибин отримані значення коректують за ступінь ущільнення, орієнтуючись на ущільнення глин з глибиною, або застосовують інші фізико-геологічні моделі порід для АК [83]. Щодо карбонатних порід, то цю поправку не вносять, якщо вони залягають на глибині більше 700-1000 м [16].

У цілому за експериментальними та статистичними даними застосування рівняння середнього часу є ефективним для оцінки міжзернової пористості при наступному поєднанні фізико-геологічних особливостей порід: тип пористості – гранулярний; величина коефіцієнта пористості – від одиниць до 20-30%;

величина глинистості – не більше одиниць відсотків; пори породи заповнено водою; ефективний тиск – не менше 40 МПа [3].

Проте колекторські властивості розкритого свердловиною розрізу залежать від цілої низки факторів, які змінюються не тільки за площею (родовищем), а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів в окремій свердловині. Врахування цих факторів є актуальною задачею і тому протягом десятиліть рівняння середнього часу доповнювали або вводили відповідні поправки: за глинистість, за глибину залягання колектора, за характер насичення і т.д. Усі можливі реалізації рівняння середнього часу описані детально в літературі [6,16,84]. І на даний час відомо декілька десятків рівнянь, що пов'язують інтервальний час поширення поздовжньої хвилі та міжзернову пористість порід. Наведемо найбільш відомі з них:

- рівняння Raymer, Hunt, Gardner [6]

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

отримане емпіричним шляхом для діапазону пористості 0–37 %.

- рівняння Krief et. al. [6]

$$\Delta t_P^{-2} = \sigma^{-1}[\sigma_{ск} \Delta t_{ск}^{-2}(1 - \beta) + M \beta^2],$$

де σ - загальна густина породи;

$$M^{-1} = k_{ск}^{-1}(\beta - K_n) + k_{фл}^{-1}K_n;$$

$k_{ск}$ і $k_{фл}$ – модулі об'ємного стиску скелету породи і флюїду в порах відповідно;

$\beta = f(K_n)$ – функція, яка визначається теорією Біо-Гассмана [6].

Під час оцінки пористості за швидкісними характеристиками середовища, враховують, що окрім пористості на швидкість хвиль впливають мінералогічний склад скелета, гранульованість, цементация та температура середовища. Під їх впливом швидкість може змінюватися на 20-25% та більше, приблизно так, як і внаслідок наявності пористості [21]. Також визначення K_n за даними АК ускладнюється в умовах вторинних процесів утворення порового простору (мікротріщинуватість зерен скелета, зміна форм і ущільнення

контактів між зернами, локальність регенерації та інш.). При низькому ступені регенерації зерен скелета коефіцієнти пористості, визначені за АК та на керновому матеріалі, наближені між собою (відносна похибка 3,3%), а при високому ступені регенерації значення коефіцієнтів розходяться (відносна похибка 17,5%) [85]. За наявності результатів опису шліфів пропонується проводити оцінку регенерації зерен скелета породи і коректувати значення інтервального часу Δt_p . Це дає змогу підвищувати достовірність визначення коефіцієнта пористості (відносна похибка зменшується на 9-18%).

Для врахування впливу глинистості колекторів використовують розширене рівняння середнього часу [55,80,86]

$$\Delta t_p = \Delta t_{ck}(1 - K_n - K_{zl}) + \Delta t_{\phi l} K_n + \Delta t_{zl} K_{zl}, \quad (1.4)$$

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

K_{zl} – коефіцієнт об'ємної глинистості.

Схожий підхід реалізовано в рівнянні В.Н. Дахнова [75]:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ck} + (\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ck}) K_n^{m_n} + (\Delta t_{zl} - \Delta t_{ck}) K_{zl}^{m_{zl}}, \quad (1.5)$$

де m_n і m_{zl} – структурні коефіцієнти (змінюються від 0,7 до 1,5). Якщо ці структурні коефіцієнти дорівнюють 1, рівняння (1.5) перетворюється у рівняння (1.4).

Достовірність визначення K_n для глинистих порід-колекторів за цим рівнянням залежить від значень параметрів Δt_{ck} , $\Delta t_{\phi l}$, Δt_{zl} . Ці параметри є функціями багатьох чинників, що ускладнює їхнє визначення.

Усі параметри рівняння (1.4), пов'язані з глинистістю, тобто коефіцієнт об'ємної глинистості (k_{zl}) та інтервальний час поширення поздовжньої хвилі в твердій частині глинистої компоненти (Δt_{zl}), приймають різні значення для

шаруватої, структурної (у вигляді гранул) і дисперсної (розсіяної) глинистості [6,83]. Крім того рівняння (1.4) дуже рідко використовується у практиці ГДС через складність точної оцінки $k_{zл}$ та $\Delta t_{zл}$. Якщо коефіцієнт об'ємної глинистості $k_{zл}$ при відсутності петрофізичних зв'язків можна оцінювати за даними гамма-каротажу (ГК), то величина $\Delta t_{zл}$ згідно наукових джерел даних [4,5,80] є досить умовною. Дуже часто буває важко визначити істинні значення $\Delta t_{zл}$, оскільки при проведенні досліджень напроти них мають місце каверни. Деякі дослідники [80,87] рекомендують величину $\Delta t_{zл}$ знімати з діаграм інтервального часу напроти нерозмитих глин. Проте глини (аргіліти) характеризуються доволі широким діапазоном зміни вищезгаданого параметра навіть у суміжних інтервалах залягання колектора. Це пов'язано перш за все із різним ущільненням глин. Тому для оперативної інтерпретації необхідно застосовувати інші підходи щодо оцінки глинистості порід-колекторів.

Одним із них є спосіб фірми Schlumberger [88]: якщо метод самочинної поляризації (ПС) характеризується досить чіткою диференціацією розрізу, то вплив глинистості можна виключити шляхом введення поправки до рівняння середнього часу, яке при вираженні через k_n набуває вигляду

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{ск}} \cdot \frac{1}{(2 - \alpha_{ПС})} = R_{ПС} k_n^{AK}, \quad (1.6)$$

де k_n – "істинна" пористість глинистого колектора,

k_n^{AK} – пористість, визначена за АК,

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда методу самочинної поляризації.

Для розрахунку відносної амплітуди ПС вибирають опорні пласти, які можуть бути також використані при визначенні $\Delta t_{ск}$.

Протягом десятиліть використання рівняння (1.6) успішно визначено пористості теригенних порід-колекторів в діапазоні 1-30%. Необхідно констатувати, що підхід до врахування глинистості за даними ПС практично універсалізує рівняння середнього часу для теригенних колекторів. Недоліки

визначення пористості глинистих колекторів комплексом методів АК+ПС пов'язані з компонентом ПС вказаного комплексу і полягають у наступному:

а) у необсадженої свердловині у ряді важливих для практики випадків метод ПС малоінформативний (наприклад, якщо мінералізація промивальної рідини близька до мінералізації флюїду в присвердловинній зоні);

б) в обсадженої свердловині проведення електричного каротажу за методом ПС неможливе, тоді як АК працює і через колону.

Постає питання: як бути при відсутності методу ПС або його поганій диференціації розрізу. Слід згадати, що основний метод, покази якого залежать від породоутворюючих глинистих елементів є метод природної радіоактивності. Власне подвійний різницевий параметр гамма-каротажу використовують як поправку за глинистість у петрофізичних моделях, отриманих при аналізі керну та ГДС при відсутності диференціювання розрізу методом ПС [1,81,89].

У даний час відомі способи оцінки пористості колекторів із врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК). Суттєвою перевагою такого підходу є можливість використання його в обсаджених свердловинах [90]. Цей спосіб полягає в тому, що пористість глинистих колекторів визначають у мультиплікативній формі двох множників

$$k_n = R_{ГК} k_n^{АК} = k_n^{АК} \frac{1}{1 + \frac{\varphi(\Delta J_\gamma)}{\varphi(\Delta J_\gamma) + k_n^{АК}}}, \quad (1.7)$$

де $R_{ГК}$ – поправочний коефіцієнт за глинистість на основі методу ГК,

ΔJ_γ – подвійний різницевий параметр ГК, який визначається об'ємною глинистістю K_{gl} і, на відміну від параметра $\alpha_{ПС}$, не залежить від пористості,

$\varphi(\Delta J_\gamma)$ – відома апроксимація залежності k_{gl} і параметра $\Delta J_\gamma \in (0,1)$, отримана емпірично на основі кернових і свердловинних досліджень; зокрема

на обмеженому інтервалі глинистості ($k_{gl} < 0,3$) $\varphi(\Delta J_{\gamma}) \approx q \Delta J_{\gamma}$, де q – числовий коефіцієнт ($\approx 0,5$).

Очевидно, що для введення запропонованої поправки $R_{ГК}$ необхідно знати апроксиманту залежності параметра ГК від коефіцієнта глинистості, а це потребує додаткових досліджень кернавого матеріалу, часто відсутнього або наявного в недостатній кількості, особливо на етапі оперативної інтерпретації. У разі можливості оцінки залежності $\varphi(\Delta J_{\gamma})$ використання поправки $R_{ГК}$ дає змогу враховувати глинистість для визначення пористості глинистих порід-колекторів за даними АК.

Досить цікавим та відкритим залишається питання визначення пористості порід з використанням інтервального часу Δt_s поперечної хвилі. У науковій літературі зазначається важлива перевага використання цього параметра для вирішення поставленої задачі: отримані результати не залежать від типу флюїду в поровому просторі [22,91]. Вимірювання інтервального часу поперечної хвилі на даний час практично не проводиться. Але за наявності таких даних отримання кількісних значень коефіцієнта пористості вимагає значної колекції зразків для встановлення рівняння регресії або оцінки коефіцієнта, що описує шлях поширення поперечної хвилі навколо пор.

Для визначення коефіцієнта пористості за динамічними параметрами поздовжньої та поперечної хвиль рекомендують використовувати величину затухання повздовжніх і поперечних хвиль [92-94]. Але для складнобудованих колекторів шляхи проходження сигналів ближнього і дальнього зондів настільки відрізняються, що реалізувати диференційний метод вимірювання коефіцієнта затухання неправомірно [95,96].

На сучасному етапі відомі дослідження [97], де для визначення коефіцієнта пористості рекомендовано використовувати такі динамічні параметри акустичних сигналів, як коливні швидкості поздовжньої та поперечної пружних хвиль, притому коефіцієнт кореляції між середньою коливною швидкістю та величиною коефіцієнта пористості вищий, ніж пористістю та інтервальним часом.

Перевагами визначення коефіцієнта пористості за даними коливних швидкостей поздовжньої та поперечної пружних хвиль є безпосередній зв'язок цих динамічних характеристик з фільтраційними процесами і широкий діапазон зміни вимірювального параметра при зміні пористості, а недоліками – різні умови дослідження залежно від часу розкриття розрізу; нелінійний зв'язок пористості з динамічними параметрами поперечної хвилі; складність виділення самої поперечної хвилі із сигналу акустичного зонда [95,97].

Визначення характеру насичення порід-колекторів є однією із основних задач промислової геофізики. У цьому напрямі зроблено досить багато [5,55,80,98]. Суть усіх робіт, присвячених визначенню нафтогазоносності колекторів, зводиться до комплексного аналізу методів ГДС, згідно якого порода-колектор оцінюється на предмет насичення. У даному випадку найбільш інформативними є методи електричного опору, радіоактивні методи, газометрія та люмінесцентний аналіз. У процесі оперативної інтерпретації основними при оцінці характеру насичення порід-колекторів є методи електричного опору. Детально зупинятися на кожному із методів немає потреби, оскільки фахівці у галузі ГДС їх широко використовують. Окремо слід відмітити, що при наявності низькоомних колекторів їх використання (особливо методів електрометрії) не завжди ефективно. На практиці оцінка характеру насичення порід-колекторів може проводитися у два етапи. Перший включає аналіз методів ГДС, які записані у відкритому стовбурі свердловини (ІК, БК, БКЗ, МБК, ННК і т.д.). Якщо на даному етапі не вдається оцінити характер насичення порід-колекторів, то це проводиться на другому етапі, який передбачає почасові заміри методами ГДС. Такий підхід часто зустрічається на практиці. Повторні заміри методів ГДС проводять як у відкритому, так і закритому стовбурі свердловини (коли опущена обсадна колона). Якщо повторний замір у відкритому стовбурі свердловини є менш ефективним при оцінці характеру насичення (за незмінених параметрів бурового розчину), то в обсаджений свердловині ефективність досягається шляхом почасових замірів радіоактивних полів, які змінюються в процесі розформування зони

проникнення (як приклад, комплексне використання методів ННК, ІННК). Специфіка досліджень радіоактивними методами в обсаджених свердловинах полягає у тому, що на їх покази будуть впливати ще й інші чинники [99-102]. Так, наприклад, у заглинзованих колекторах оцінити характер насичення заданими комплексу РК є досить важко через високі поглинаючі властивості водню, який міститься у глинах. Це стосується як імпульсних (ІННК), так і стаціонарних (ННК) радіоактивних методів. Ще одним вагомим несприятливим фактором при оцінці насичення є наявність у колекторах прісних пластових вод.

Ефективність використання всіх наявних у комплексі ГДС методів для вирішення даної проблеми дасть змогу більш точно оцінювати тип і склад флюїду в поровому просторі колектора. Тому в процесі оперативного реагування на перспективи розкритого розрізу необхідним і актуальним є використання результатів інших методів, для яких вплив характеру насичення колекторів має іншу фізичну основу, ніж для електричних і радіоактивних методів. Резервом підвищення інформативності ГДС у розв'язку згаданої задачі є акустичний каротаж.

Визначення характеру насичення колекторів за параметрами акустичних пружних хвиль базується на різниці швидкостей розповсюдження та затухання поздовжньої та поперечної хвиль в породах, насичених флюїдом. У моделі піщаного колектора коефіцієнти затухання поздовжньої хвилі збільшуються при заміні води на нафту та газ у 3-4 рази, а швидкість розповсюдження зменшується на 0-20% [3, 55].

У випадку використання швидкісних та амплітудних параметрів для визначення характеру насичення, існує проблема неоднозначності внаслідок накладання різних факторів. В роботі [15] стверджується, що швидкість V_p суттєво не залежить від ступеня водонасиченості в інтервалі від 9 до 85% і є мінімальною, а при насиченості до 100% зростає удвічі. Тому диференціацію порід-колекторів при частковому водонасиченні ефективніше проводити за параметром поглинання.

Дослідники, які використовували відношення швидкостей V_p/V_s та амплітуд A_p/A_s пружних хвиль, відмічають [56], що визначальним для цих відносних величин є характер насичення, а вплив літології та пористості на них значно менший, ніж на параметри швидкості й амплітуди.

У роботі [21] описано фізичне моделювання середовищ з різними видами пористості та імітування ситуації заповнення порового простору флюїдом. На основі проведених досліджень автор [21] стверджує, що на декремент затухання поперечної хвилі впливає тільки пористість, а поздовжньої хвилі – пористість з ваговим коефіцієнтом, який визначається фізичною природою флюїду. Одночасне вимірювання обох декрементів, на думку автора, несе інформацію, необхідну для пошуку нафтогазоносних колекторів. Насичення рідиною порід з кавернозними порами практично не впливає на V_s і дещо збільшує V_p . Нафтонасичення різко зменшує вплив тріщин на величину V_p та незначною мірою впливає на V_s , тобто відношення V_s/V_p в цьому середовищі зменшується. Пропонується діагностувати флюїдонасичення за відношенням $\gamma = V_s/V_p$ у породах з міжзерною пористістю [21,57]. Наявність газу в порах призводить до зменшення коефіцієнта Пуассона та збільшення γ , а наявність води та нафти призводить до зворотного ефекту. Одночасне насичення пор газом та рідиною веде до взаємокомпенсуючого впливу на γ , зводячи до мінімуму аномальний ефект.

Найпростішу методику визначення пористості колекторів та ідентифікації газо-, нафто- та водонасичених інтервалів в обсаджених та відкритих свердловинах засновано на вимірюванні швидкостей поперечної та поздовжньої хвиль та порівнянні швидкостей у різних інтервалах між собою [59]. В інших роботах задачу пропонується розв'язувати шляхом розрахунку модуля об'ємного стиску [60] або об'ємного стиску та зсуву [61] та оцінювати характер насиченості після врахування впливу пористості та складу мінерального скелета породи.

У випадку якісного зчеплення цементного кільця з колоною та породою при каротажі повної енергії надійно виявляються раніше пропущені

продуктивні колектори будь-якого типу та встановлюються поточні ВНК, ГНК і ГВК [13,62].

Методика визначення насиченості теригенних та карбонатних порід і знаходження положення міжфлюїдних контактів з використанням обрахованих за АК значень коефіцієнтів Пуасона σ описано в [63]. У пісковиках з високими значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей ($K_n=30\%$, $K_{np}=1200$ мД) значення σ складали 0,10-0,18 в газонасичених інтервалах, 0,20-0,25 – в нафтонасичених і вище 0,35 – в породах, що містять вільну або тільки слабо зв'язану або залишкову воду. Приблизно такі ж значення σ зареєстровано на водонафтовому контакті в карбонатних породах з пористістю 16%. Також цю задачу було успішно розв'язано й при низьких значеннях фільтраційно-ємнісних властивостей в польовошпатних пісковиках ($K_n=20\%$, $K_{np}=2-4$ мД, вміст шпатів – до 30%). У глинистих пісковиках ($K_{zl}=20\%$, $K_n=18-23\%$, K_{np} – до 2000 мД) визначено положення нафтогазового контакту при високому насиченні порід прісними водами ($K_e=45-65\%$). У роботі [21] відмічено, що коефіцієнт Пуассона помітно зменшується у випадку міжзернової газонасиченої пористості, що пояснюється зменшенням жорсткості скелета.

У роботі [64] виділялися газонасичені інтервали з низькими значеннями коефіцієнта газонасичення ($K_e=5-50\%$) у рихлих незцементованих пісковиках ($k_n=30-35\%$) з використанням відношення V_p/V_s .

Прогноз насиченості колекторів, який базується на кінематичних та динамічних характеристиках хвиль, запропоновано в [65,103,104]. Для цього використовуються переважно енергетичні, рідше – частотні та фазові характеристики хвиль (поведінка фаз часто є індикатором газонасичення). Це досягається побудовою полів миттєвих амплітуд, частот та фаз після перетворень хвильових пакетів, спрямованих на підвищення відношення амплітуд корисних сигналів та завад. Також використовуються параметричні криві енергій P та S хвиль у часовій області. Основою підходу, який використовує кінематичні характеристики, є методика, що розглядає таку послідовність: швидкості P та S хвиль – коефіцієнт стискання – коефіцієнт

нафтонасичення. Перевага цієї методики – кількісний прогноз. Прогноз за динамічними характеристиками дозволяє отримувати лише якісні оцінки насиченості. Наголошується, що цей підхід немає загального теоретичного обґрунтування та не завжди підтверджується фізичним моделюванням і дослідженнями керну, але за наявності апріорної інформації (дані про опорні пласти з відомим насиченням) методика дозволяє отримати прийнятні результати у відкритих та обсаджених свердловинах.

Однак, для перевірки запропонованих ідей цікавими є дослідження в реальних умовах. У роботі [65] за матеріалами АК на одній з відміток глибини на фоні інтервалу, який характеризується типовими ознаками продуктивного колектора, відмічено різку зміну миттєвих амплітуд та частот, що дозволяє зробити припущення про наявність водонафтового контакту на цій глибині. Промислові випробовування цього інтервалу призвели до отримання нафти з водою.

У роботі [58] пропонується кількісно визначати коефіцієнти поточної нафтонасиченості порід в свердловинах довготривалої експлуатації. В основі оцінки – різниця стисливості пластових флюїдів та їхній внесок в загальну стисливість колекторів, яку розраховують за значеннями V_p та V_s . Цей підхід при додатковому врахування затухання пружних хвиль використано в [66,67]. Методика оцінки нафтогазонасиченості теригенних колекторів в обсаджених свердловинах базується на збільшенні затухання P та S хвиль та розрахунку ефективної стисливості порід. Ця методика є перспективною, але потребує великої кількості кернового матеріалу для врахування різного роду геологічних чинників. Тобто її використання можливе тільки на етапі підрахунку запасів об'ємним методом.

Слід відмітити, що значна кількість способів оцінки типу флюїду в поровому просторі колекторів не знайшла практичної реалізації через їхню складність та неможливість врахування усіх чинників. Отже, задача визначення характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу є актуальною.

Висновки

Проведений огляд літературних джерел дає можливість зробити такі висновки щодо застосування акустичного каротажу для розв'язку геологічних задач. На нашу думку, незважаючи на багаторічний досвід застосування АК, у вивченні можливостей цього методу залишилося ще багато “білих плям” та невикористаних можливостей. Звичайно, ми не ставимо за мету заповнити всі прогалини, а лише доповнити набуток попередників у вирішенні окремих питань щодо застосування цього перспективного методу каротажу, а саме:

1) визначення кута нахилу границь відбиття за даними АК потребує додаткових досліджень у зв'язку із суперечливістю підходів щодо уявлення про форму годографа відбитих хвиль;

2) можливість використання даних АК для відновлення геогустинного розподілу, визначаючи послідовність коефіцієнтів проходження поздовжньої хвилі через границі розрізу. Актуальність вирішення цього питання обумовлена тим, що для прогнозування геологічного розрізу як кінцевого етапу комплексної інтерпретації даних сейсморозвідки, ВСП і ГДС задачі прогнозу колекторських і пружних властивостей не мають розв'язку без даних про густину гірських порід. А дослідження методом густинного ГГК проводяться лише в поодиноких свердловинах;

3) визначення пористості теригенних порід-колекторів на етапі оперативної інтерпретації у випадках неможливості застосування методу ПС для врахування глинистості;

4) знаходження додаткових інформативних параметрів АК для проведення оперативної оцінки характеру насичення колекторів, оскільки існуючі способи визначення типу флюїдонасичення колекторів за даними АК не знаходять практичного застосування через невисоку ефективність або необхідність використання апріорної інформації.

Саме вирішення цих питань є предметом дослідження даної роботи.

РОЗДІЛ 2

**ІНТЕРПРЕТАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ
ХВИЛЬОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ
З МЕТОЮ ВИЗНАЧЕННЯ КУТА НАХИЛУ ГРАНИЦЬ ВІДБИТТЯ**

Як доповнення до інформації, яка традиційно отримується при обробці та інтерпретації даних хвильового акустичного каротажу, визначення особливості структурної будови навколосвердловинного середовища, а саме, кутів нахилу пластів та інших неоднорідностей (кутів нашарувань теригенного матеріалу, тектонічних розломів, тріщин тощо) є корисною і необхідною інформацією.

Як зазначалося в розділі 1, визначення кутів нахилу геологічних границь в рудних свердловинах за фазокореляційними діаграмами АК було запропоновано Г.Я. Рабіновичем [3,73], який для розрахунку кута нахилу площадок відбиття (рівняння (1.1)) з метою визначення уявної швидкості відбитих хвиль використовував годограф відбитої хвилі, представляючи його у вигляді прямої. Є.Й.Гальперін рівняння годографа відбитої хвилі вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) при нахиленому заляганні границь подав у вигляді гіперболи (див. рівняння (1.2)) [74].

Розходження підходів різних дослідників до розв'язку однієї задачі спорідненими за фізичною основою методами АК і ВСП спонукали нас до поглибленого вивчення цього питання. Тому насамперед необхідно вивести рівняння годографа відбитої хвилі, яка реєструється при акустичному каротажі.

2.1. Кінематичне обґрунтування способу акустичної нахилометрії

Теорія утворення та розповсюдження пружних хвиль в геологічному середовищі дає підстави стверджувати, що на шлях поширення, а отже, і на

час розповсюдження відбитих хвиль впливає розташування площадок відбиття.

Для знаходження шляху розповсюдження відбитої хвилі у середовищі використаємо схему її розповсюдження (рис. 2.1).

Точкою A позначимо джерело пружної хвилі на границі свердловина-середовище, точкою C – точку прийому відбитої хвилі на границі свердловина-середовище, точкою D – точку відбиття хвилі на границі між двома середовищами, точкою K – точку перетину відбиваючої границі та стовбура свердловини. Точка B є уявним пунктом збудження. Тобто $AE = EB$ і відрізок AB є перпендикулярним до границі відбиття, а отже $AD = DB$.

Кут нахилу границі відбиття позначимо як φ . За сумою кутів в прямокутному трикутнику $\triangle CEK$ кут $\angle ACE = 90 - \varphi$, тому кут $\angle CAE = \varphi$.

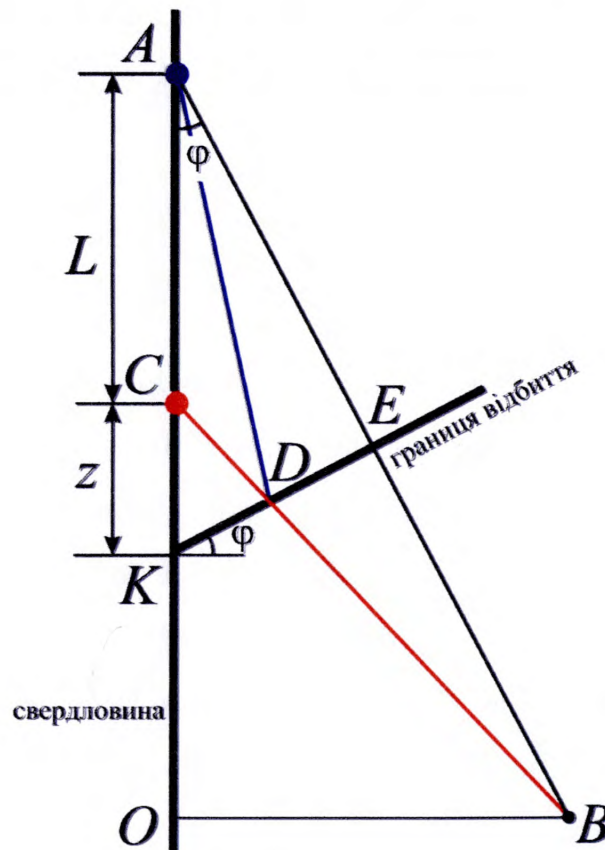


Рис. 2.1. Променева схема розповсюдження відбитої хвилі у середовищі

Прийmemo за z відстань між точкою прийому відбитої хвилі (точка С) та точкою перетину відбиваючої границі зі стовбуром свердловини (точка К), тобто $СК = z$, тоді з наведеної на рисунку 2.1 схеми відстань

$$AE = (L + z) \cdot \cos \varphi, \text{ а } AB = 2AE = 2(L + z) \cdot \cos \varphi$$

У прямокутному трикутнику $\triangle OAB$, враховуючи вираз для гіпотенузи AB , знайдемо катети $OB = AB \cdot \sin \varphi = 2(L + z) \cdot \cos \varphi \cdot \sin \varphi$ та $OC = AB \cdot \cos \varphi = 2(L + z) \cdot \cos^2 \varphi$.

У прямокутному трикутнику $\triangle OCB$, позначаючи $CA = L$ - відстань від точки джерела до точки прийому в свердловині, отримуємо, що $OC = OA - CA = 2(L + z) \cdot \cos^2 \varphi - L$.

Повний шлях розповсюдження відбитої хвилі в середовищі буде дорівнювати

$$\begin{aligned} BC &= AD + DC = BD + DC = \sqrt{OC^2 + OB^2} = \\ &= \sqrt{(2(L + z)\cos^2 \varphi - L)^2 + (2(L + z)\cos \varphi \sin \varphi)^2}. \end{aligned}$$

Отже,

$$BC = \sqrt{4(L + z)^2 \cos^2 \varphi - 4(L + z)L \cos^2 \varphi + L^2}.$$

Як відомо, збуджені випромінювачем пружні коливання, окрім визначеного вище шляху розповсюдження безпосередньо в геологічному середовищі, проходять подвійну відстань від зонда до стінки свердловини. Час проходження пружної хвилі цієї відстані ми враховуємо окремим доданком у виведенні рівняння годографа відбитої хвилі.

Тоді рівняння годографа відбитої хвилі, кінематичну схему розповсюдження якої зображено на рис. 2.2, як показано нами в [105], матиме вигляд

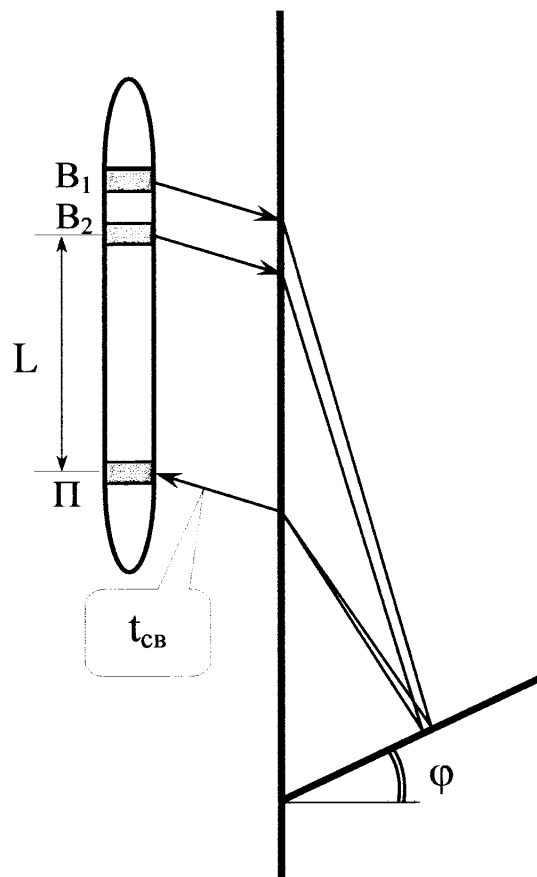
$$t(z) = 2t_{\text{св}} + \frac{1}{V} \sqrt{4(L + z)^2 \cos^2 \varphi - 4(L + z)L \cos^2 \varphi + L^2}, \quad (2.1)$$

де $t_{св}$ – час пробігу пружної хвилі в стовбурі свердловини (в обсадженій свердловині – це час пробігу хвилі через колону, цементне кільце, буровий розчин);

V – швидкість розповсюдження пружної хвилі в середовищі;

φ – кут нахилу відбиваючої границі;

L – довжина зонда.



B_1, B_2 – випромінювачі, Π – приймач пружних коливань

Рис. 2.2. Кінематична схема розповсюдження відбитої хвилі від джерела до приймача

Отже, отримане рівняння годографа відбитої хвилі, що реєструється при АК, ідентичне рівнянню (1.15), яке запропонував Є.Й.Гальперин для відбитих хвиль ВСП. Крім того, гіперболічна форма годографа підтверджується математичним моделюванням для границь з різними кутами нахилу (рис. 2.3).

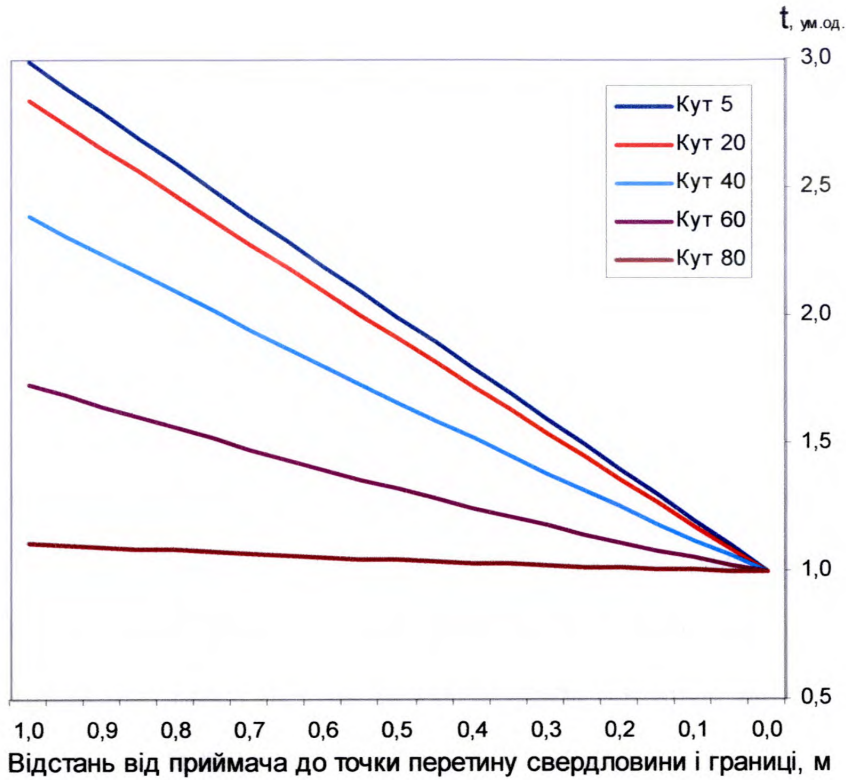


Рис. 2.3. Годографи відбитих хвиль від границь з різними кутами нахилу

І хоч годографи хвиль, відбитих від границь з невеликими кутами нахилу, характеризуються незначною кривизною і за своєю формою наближаються до прямої, подальшу реалізацію ідеї застосування хвильового АК для визначення кутів нахилу границь відбиття ми будемо ґрунтувати на уявленні про гіперболічну форму годографа відбитої хвилі.

За рівних значень довжини зонда та відстані від границі пласта до приймача ($z = L$) рівняння (2.1) значно спрощується і має вигляд

$$t(L) = 2t_{\text{св}} + \frac{L}{V} \sqrt{8 \cdot \cos^2 \varphi + 1}. \quad (2.2)$$

Тоді кут нахилу границі відбиття φ визначається рівнянням

$$\varphi = \arccos \sqrt{\frac{V^2(t(L) - 2t_{св})^2 - L^2}{8L^2}}. \quad (2.3)$$

2.2. Визначення кутів нахилу границь відбиття пружних хвиль за фазокореляційними діаграмами хвильового АК

Інтерпретація хвильових картин акустичного каротажу з метою визначення структурних параметрів границь відбиття (акустична нахилометрія), як показано нами в [106], полягає у наступному.

При проведенні вимірів трьохелементним зондом, наприклад, з двома випромінювачами, є можливість утворити систему з трьох рівнянь для визначення параметрів $t_{св}$, V та φ з рівняння 2.1

$$\left. \begin{aligned} t_1(0) &= 2t_{св} + \frac{L_1}{V}, \\ t_2(0) &= 2t_{св} + \frac{L_2}{V}, \\ t_1(L_1) &= 2t_{св} + \frac{L_1}{V} \sqrt{8\cos^2 \varphi + 1}, \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

де L_1 та L_2 – відстань відповідно від першого та другого випромінювача до приймача.

З ФКД від першого випромінювача знімаємо час приходу хвилі $t_1(0)$ напроти границі пласта та з годографа відбитої хвилі час $t_1(L_1)$ (рис. 2.5). З ФКД від другого випромінювача знімаємо час приходу хвилі $t_2(0)$ напроти границі пласта.

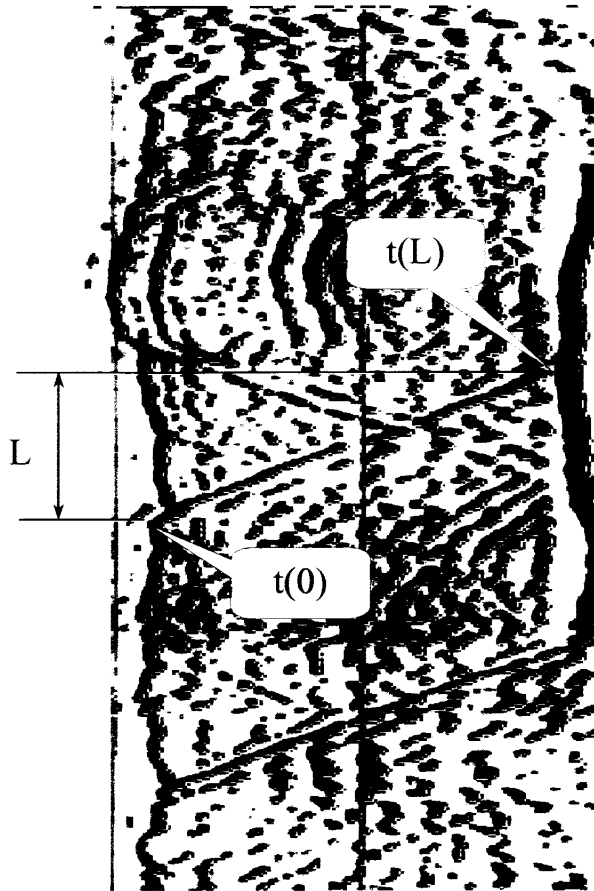


Рис. 2.5. Визначення часів приходу відбитої хвилі на фазокореляційній діаграмі АК

За формулою $V = \frac{\Delta l}{t_2(0) - t_1(0)}$, де Δl – база зонда, визначаємо швидкість розповсюдження пружної хвилі в середовищі.

Час розповсюдження відбитої хвилі в стовбурі свердловини визначаємо

за формулою $t_{cv} = \frac{t_1(0) - \frac{L_1}{V}}{2}$.

Завершальним кроком систему рівнянь (2.3) розв'язуємо відносно φ

$$\varphi = \arccos \sqrt{\frac{V^2(t_1(L_1) - 2t_{cv})^2 - L_1^2}{8L_1^2}}. \quad (2.5)$$

Отже, нами отримано нове рівняння для визначення кута нахилу границь відбиття.

На цьому етапі досліджень цікавим є порівняльний аналіз описаного підходу до визначення кута нахилу границь відбиття та запропонованого Г.Я.Рабіновичем [73].

З метою порівняння цих двох способів зведемо рівняння (1.14) і (2.4) до подібного вигляду.

Тоді рівняння (1.14) набуде вигляду

$$\frac{V}{V_k} = 2\cos\varphi, \text{ де } V_k = \frac{L}{t_1(L) - t_1(0)},$$

а система рівнянь (2.4) перетвориться у рівняння

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

Порівнюючи отримані рівняння, ми бачимо, що для існуючого способу Г.Я.Рабіновича структурний параметр має вигляд $r = 2\cos\varphi$ і суттєво відрізняється від структурного параметра $s = \sqrt{8\cos^2\varphi + 1} - 1$ (рис.2.7).

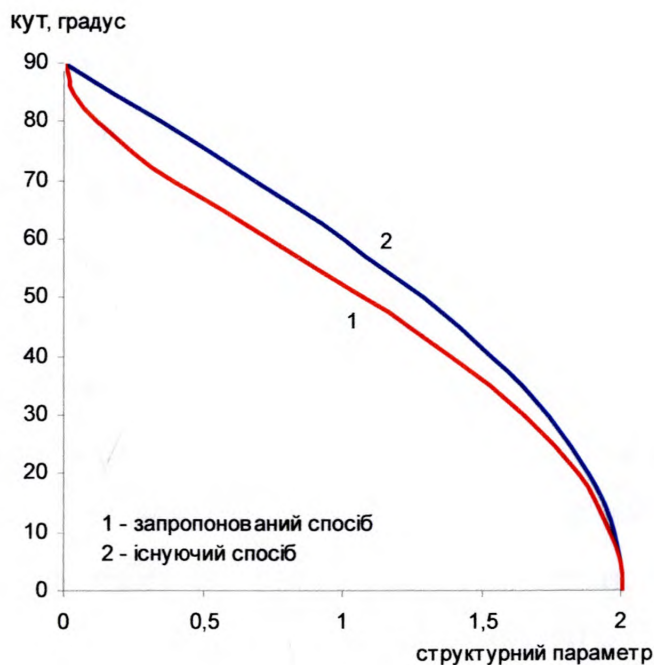


Рис. 2.7. Відмінність структурних параметрів r (для способу Г.Я.Рабіновича [3]) та s (запропонований спосіб)

Для границь, що залягають під невеликими кутами (до 10°), вибір одного із способів незначно впливатиме на кінцевий результат визначення їхнього нахилу, адже немає суттєвого розходження у структурних параметрах, тому що годографи хвиль, відбитих від таких границь, наближені до прямої (див. рис. 2.3).

Проте для визначення нахилу границь, які залягають під кутами більшими ніж 10° , вибір способу інтерпретації даних хвильового АК на користь запропонованого знизить похибку в оцінці кутів, адже розходження між значеннями кутів, визначеними за цими способами, складає 10-20% відн.

На основі розробленого алгоритму обробки матеріалів хвильового акустичного каротажу з метою визначення кутів нахилу границь відбиття в середовищі візуального об'єктно-орієнтованого програмування Delphi створено програму, яка реалізує цей алгоритм. Блок-схема алгоритму програми знаходиться в додатку А, опис програми – в додатку Б.

2.3. Апробація запропонованого способу акустичної нахилометрії

Для перевірки ефективності запропонованого алгоритму інтерпретації хвильових картин нами були опрацьовані результати широкосмугового акустичного каротажу, який проводився у свердловині 51-Південний Гвізд.

У тектонічному відношенні Південногвіздецьке нафтогезоконденсатне родовище пов'язано з Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину. Південногвіздецька складка є лінійною антикліналлю Карпатського простягання, ускладнена поздовжніми диз'юнктивними порушеннями насувного характеру, за яким основний елемент її насунуто в північно-східному напрямку на відірвану частину північно-східного крила. На площі Південний Гвізд та в свердловинах 9-ПГв., 51-ПГв., 4-ПГв. та 6-ПГв. проводились роботи детальної наземної та свердловинної сейсмозвідки та міжсвердловинна кореляція для визначення структурної будови розрізу цієї площі. Амплітуда насуву складає 150-200м . Південно-західне крило більш

пологе біля 40° , а північно-східне – крутіше і переходить у підгорнуту відірвану частину [107]. Свердловина 51 пробурена в південно-західному крилі Південногвіздецької складки (рис.2.8).

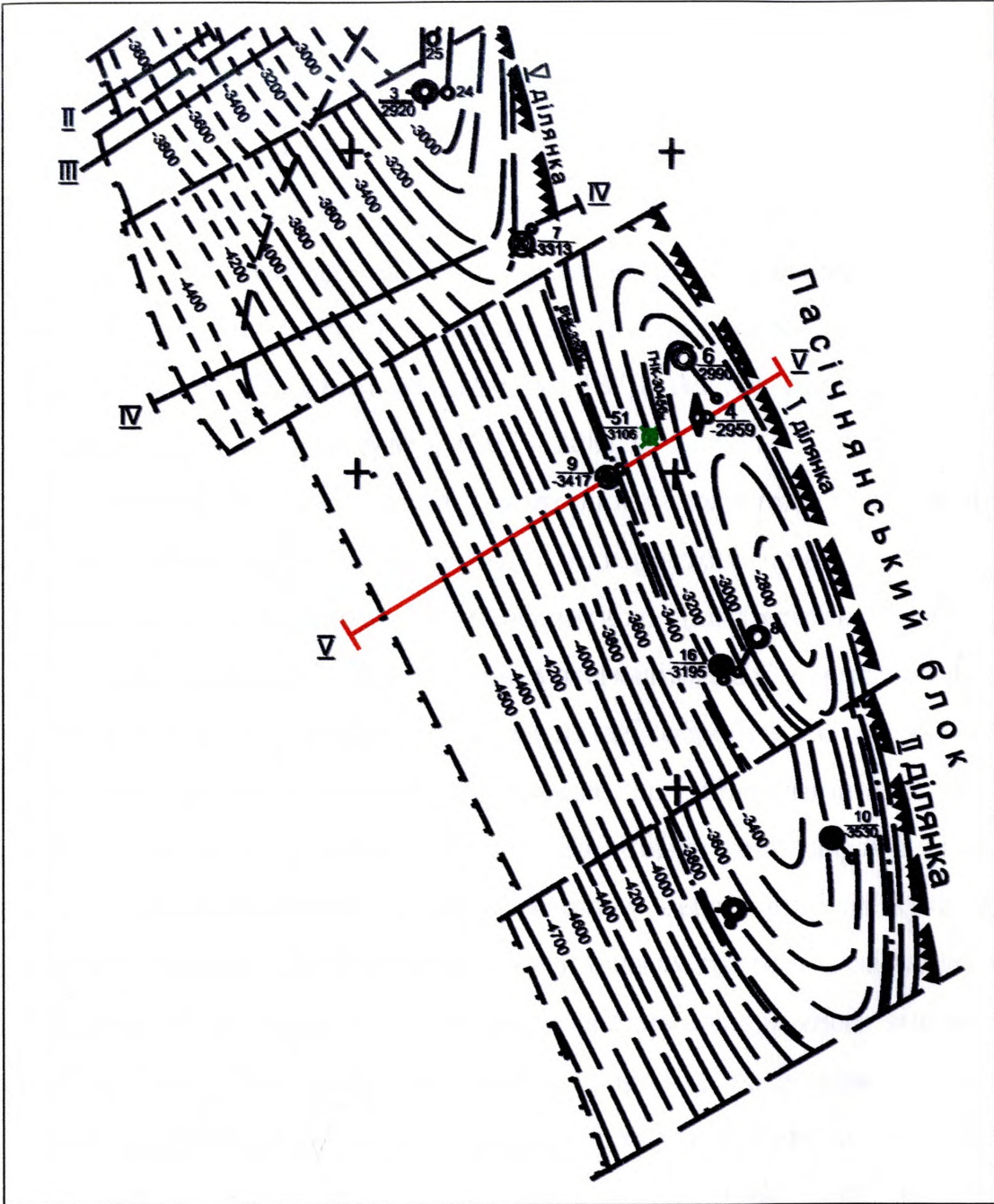


Рис. 2.8. Структурна карта підшви продуктивного горизонту середньоменілітової підсвіти Південногвіздецького родовища (схематичне зображення)

Нами проведено обробку фазокореляційної діаграми АКШ з метою виділення годографів відбитих хвиль на інтервалі 2956-3028 м [108]. Розраховані за методом акустичної нахилометрії кути нахилу границь відбиття в межах цього інтервалу становлять 35° - 38° . Визначенні за даними акустичного каротажу кути нахилу пластів добре узгоджуються (порядку 5-7% відн.) зі структурною будовою за даними сейсморозвідки та міжсвердловинної кореляції (рис. 2.9) [107].

На Підсухівській площі, приуроченій до Скибової зони Карпат, у свердловині 3-Підсухів проводилися дослідження методом широкосмугового акустичного каротажу. Роботи виконувались польовим загonom ІФЕГДС апаратурою АК-АГАТ (формула зонда $B0,4V1,2П$) в інтервалі 1726 – 1934 м, а повторний каротаж – в інтервалі 1895 – 2081 м.

В інтервалах проведення повторного каротажу за апріорною інформацією свердловина мала вийти з підгорнутого крила складки, тобто кути нашарувань повинні були різко змінитися. Для з'ясування цього факту було вирішено провести інтерпретацію матеріалів АКШ з метою визначення кутів нахилу границь відбиття. У результаті обробки по свердловині 3-Підсухів на фазокореляційних діаграмах за кінематичними ознаками виділено годографи відбитих хвиль. За цими годографами визначені швидкості розповсюдження пружних хвиль у середовищі та кути нахилу відбиваючих границь. Як з'ясувалося, кути нахилу границь в обох інтервалах у середньому були близькі між собою (середньоквадратичне відхилення в межах 5%). Отже, був зроблений висновок про те, що інтервал проведення повторного каротажу знаходиться в межах підгорнутого крила складки.

Результати досліджень способом акустичної нахилометрії у свердловині 3-Підсухів та висновки, затверджені головним геологом ІФЕГДС, наведені в додатку В.

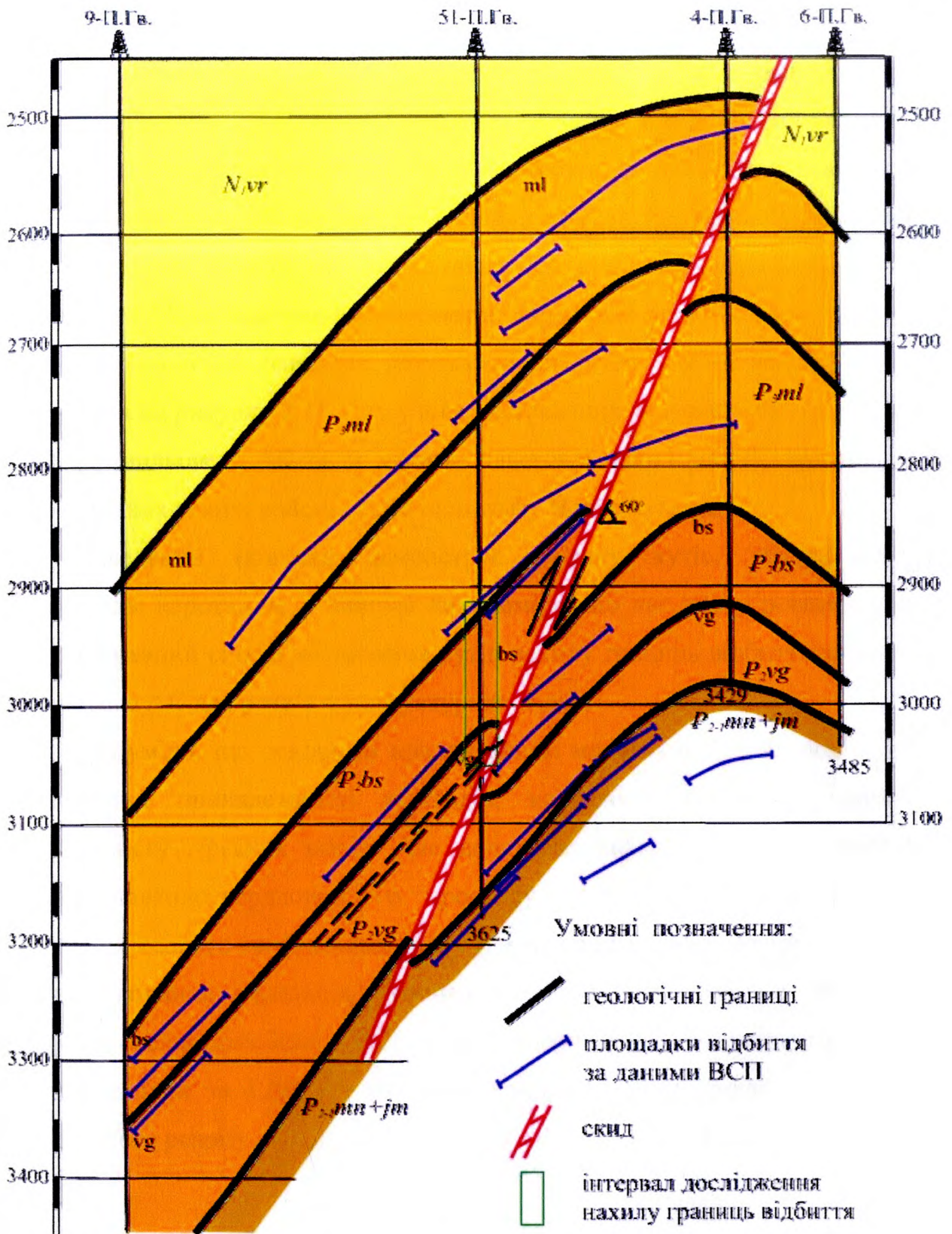


Рис. 2.9. Фрагмент геологічного розрізу по лінії V-V площі Південний Гвізд (за матеріалами НДПІ ВАТ “Укрнафта”)

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

В таблиці 2.1 наведено результати визначення кута нахилу границь відбиття, а на рисунку 2.10 – результат зіставлення значень кутів, визначених за ФКД хвильового АК та за даними пластової нахилометрії, проведених в свердловинах різних районів ДДЗ та шельфу Чорного моря.

Наведений приклад демонструє ув'язку кутів, визначених за акустичним каротажем, з даними нахиломіра, що дає змогу рекомендувати запропонований спосіб визначення кутів нахилу границь відбиття за даними хвильового АК для розв'язку структурних задач.

Зрозуміло, що основним призначенням методу лишається визначення літологічної приналежності відкладів, колекторських властивостей та флюїдовмісту гірських порід. Але додаткова інформація про структурну будову навколосвердловинного простору є необхідною для розв'язку чисельних геолого-геофізичних задач (визначення дійсної товщини пластів, міжсвердловинна кореляція, уточнення структурних побудов за даними наземної сейсмозвідки, ВСП, при комплексній інтерпретації даних сейсмозвідки та ГДС і т.д.) особливо для площ зі складною будовою геологічного розрізу.

Таблиця 2.1

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

Глибина,м	Кут (нахиломір), градус	Кут (АК), градус	Глибина,м	Кут (нахиломір), градус	Кут (АК), градус
Лиманська-18			Субботіна-1		
1715	30	32	2415	34	35
1735	30	35	2425	36	38
1738	36	35	2435	40	44
1742	29	32	2438	35	39
1747	38	35	2474	42	40
1750	22	25	2457	48	50
1758	25	27	2480	43	45
1770	29	30	2492	35	37
1772	26	24	2500	47	50
1788	20	15	2506	31	30
1803	35	30	2517	37	40
1805	30	32	2610	41	43
1810	22	25	2514	32	30
1818	24	30	2663	38	40
1823	20	25	2685	37	35
1829	17	15	2745	32	35
1838	23	20	2780	40	45
1844	30	30	2880	45	50
1858	40	36			
R²=0,7019			R²=0,8773		
Оливінівська-5			Крутогорівська-3		
1700	12	15	1821	12	15
1707	20	24	1853	8	11
1711	18	20	1855	7	10
1725	13	15	1859	8	10
1737	7	10	1894	5	8
1742	10	13	1918	10	12
1746	13	14	1968	10	15
1748	19	20	2003	15	18
1766	18	25	2014	13	15
1781	20	25	2017	10	10
1801	17	20	2070	8	10
1803	15	20	2074	5	8
1810	13	12	2078	8	10
1819	5	8	2116	13	11
1826	4	6	2120	3	5
			2127	4	6
R²=0,8989			R²=0,7183		

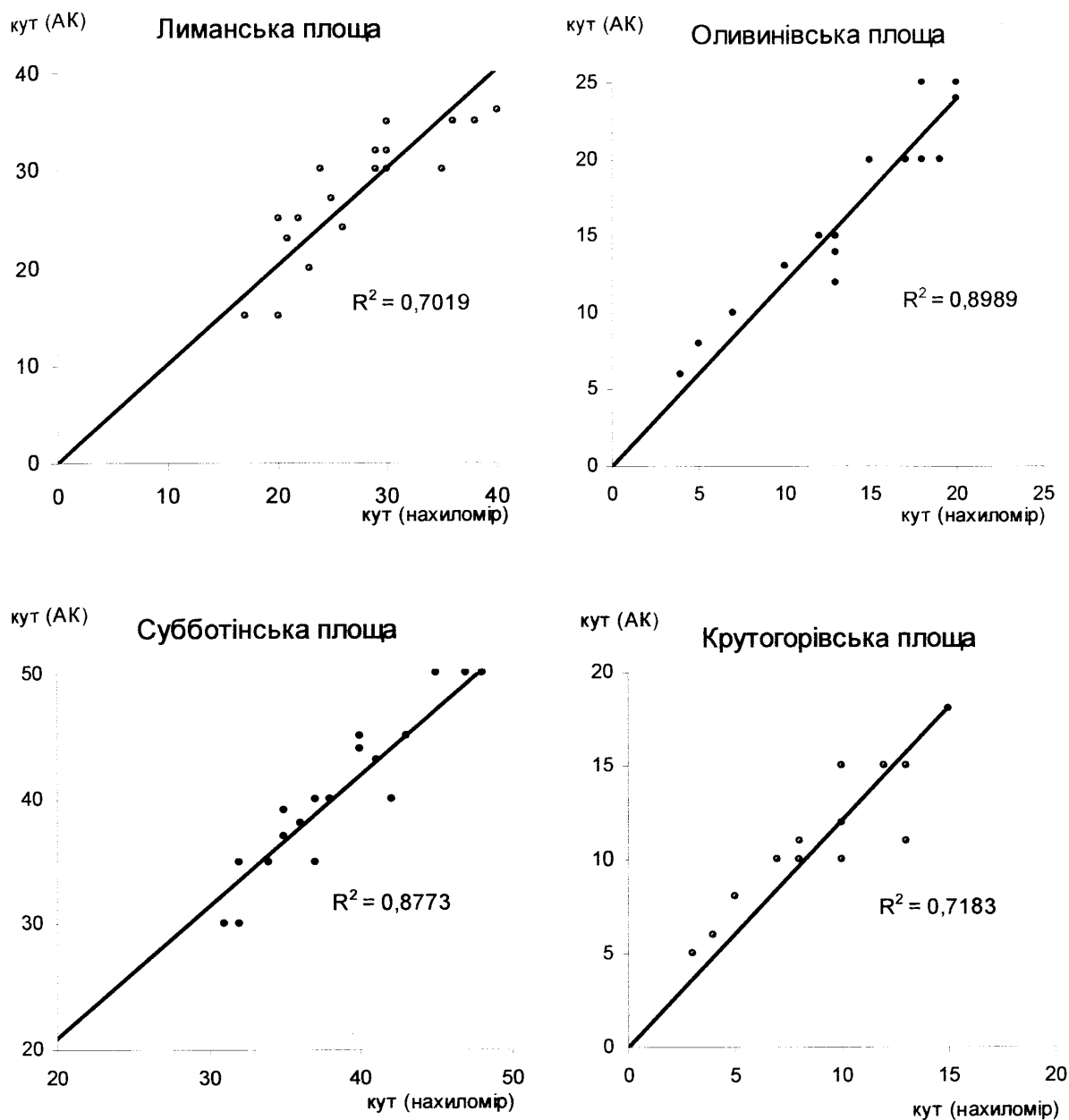


Рис. 2.10. Зіставлення кутів нахилу границь відбиття за даними хвильового акустичного каротажу та пластової нахилометрії

Висновки

Годограф відбитої хвилі, яка реєструється в ході проведення хвильового акустичного каротажу, має гіперболічну форму.

Отримано нове рівняння для визначення кута нахилу границь відбиття на основі використання гіперболічної форми годографа відбитої хвилі.

На основі цього удосконалено спосіб визначення кутів нахилу границь відбиття за результатами обробки фазокореляційних діаграм хвильового АК.

Ефективність запропонованого підходу підтверджено результатами пластової нахилометрії та структурними побудовами.

Основні результати досліджень, відображені в цьому розділі, опубліковані в працях [105,106,108].

РОЗДІЛ 3

**ВІДНОВЛЕННЯ ГЕОГУСТИННОГО РОЗПОДІЛУ СЕРЕДОВИЩА
ЗА ДАНИМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ**

В геологорозвідувальному процесі виявлення перспективних об'єктів у структурному відношенні є однією з перших задач. Як зазначено у попередньому розділі, акустичний каротаж поряд з іншими геофізичними методами (як наземними, так і свердловинними) може застосовуватись для визначення особливості структурної будови навколосвердловинного простору. Хоча основним призначенням акустичного каротажу є визначення літологічної приналежності відкладів, колекторських властивостей та флюїдонасичення гірських порід. Для опису цих властивостей геологічного розрізу використовуються, як правило, лише параметри пружних хвиль (кінематичні характеристики – часи вступу пружних хвиль, інтервальні часи та динамічні – амплітуди акустичних сигналів, коефіцієнти затухання пружних хвиль). Слід наголосити, що згадані вище параметри є характеристиками пружних хвиль, (а не геологічного середовища), отже, вони лише опосередковано характеризують властивості розрізу.

Однак, достовірність і результативність прогнозування геологічного розрізу як кінцевого етапу геологорозвідувального процесу визначається кількістю незалежних параметрів, що безпосередньо описують геологічне середовище (наприклад, густина, намагніченість, електричні властивості, радіоактивність, теплопровідність). Не відкидаючи можливість і необхідність визначення та застосування характеристик пружних хвиль для прогнозування геологічного розрізу, ми пропонуємо також визначати за даними акустичного каротажу безпосередньо параметри середовища.

Як відомо, за даними акустичного каротажу визначаються швидкості розповсюдження та коефіцієнти затухання хвиль [1,2]. Однак, при залученні коефіцієнта проходження пружних хвиль виникає можливість визначення

густину середовища (σ) – характеристики, необхідного також і для параметричного забезпечення сейсмозвідки. Визначення густини за даними АК дозволяє доповнити набір параметрів, які описують геологічне середовище, наприклад, при відсутності вимірів методом ГТК-Г.

3.1. Теоретичні засади визначення густини гірських порід за результатами обробки хвильових картин АК

Розглядаючи різні положення вимірювального зонда в свердловині відносно розташування границі (рис. 3.1), визначаємо значення коефіцієнтів затухання та швидкостей розповсюдження пружних хвиль в середовищах над та під границею [3,76]

$$\alpha_1 = \frac{1}{\Delta l} \cdot \ln \frac{A_{1.1}}{A_{1.2}}, \quad \alpha_2 = \frac{1}{\Delta l} \cdot \ln \frac{A_{3.1}}{A_{3.2}}, \quad (3.1)$$

$$V_1 = \frac{\Delta l}{t_{1.2} - t_{1.1}}, \quad V_2 = \frac{\Delta l}{t_{3.2} - t_{3.1}}, \quad (3.2)$$

де перші індекси визначають положення приймачів:

1 – над границею, 3 – під границею;

$A_{1.1}$ та $A_{3.1}$ – амплітуди сигналів, зареєстрованих першим приймачем;

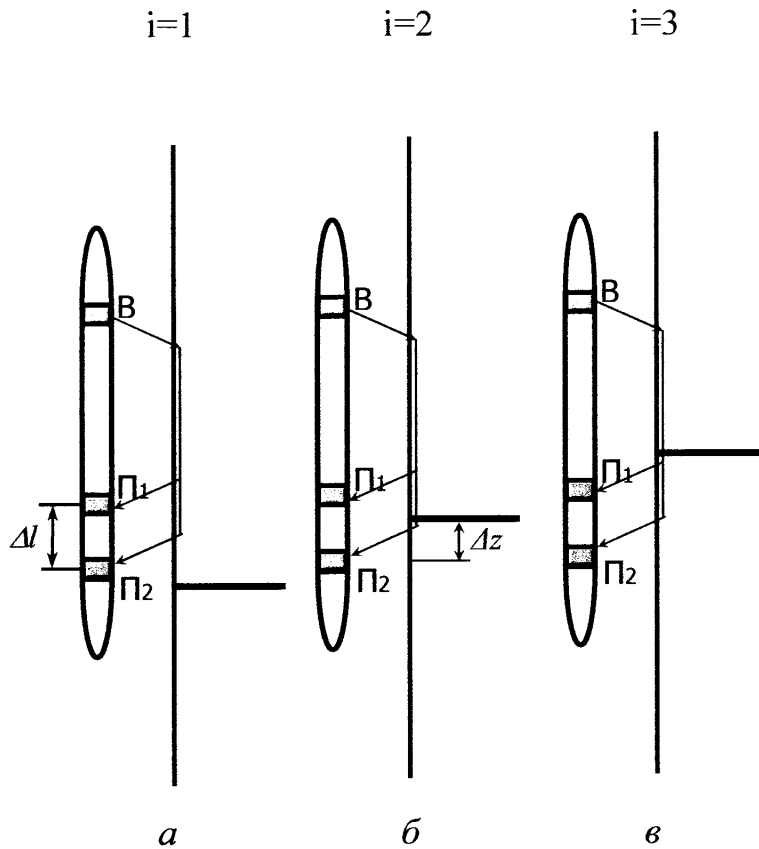
$A_{1.2}$ та $A_{3.2}$ – амплітуди сигналів, зареєстрованих другим приймачем;

$t_{1.1}$ та $t_{3.1}$ – часи приходу хвилі до першого приймача;

$t_{1.2}$ та $t_{3.2}$ – часи приходу хвилі до другого приймача;

Δl – база зонда.

У випадку використання апаратури з формулою зонда $B_1 \Delta l B_2 l \Pi$ все вище викладене відноситься до випромінювачів, що витікає з принципу взаємності.



В – випромінювач, Π_1 , Π_2 – приймачі пружних коливань

Рис. 3.1. Варіанти розташування вимірювального зонда в свердловині відносно положення границі

Для положення зонда, при якому приймачі знаходяться по різні боки від границі (положення з індексом 2), амплітуда сигналу, зареєстрованого другим приймачем буде визначатися за формулою

$$A_{2,2} = A_{2,1} \cdot k \cdot e^{-\alpha_1(\Delta l - \Delta z)} \cdot e^{-\alpha_2 \Delta z}, \quad (3.3)$$

де $A_{2,1}$ – амплітуда сигналу випромінювача,

k – коефіцієнт проходження хвилі через границю,

Δz – відстань від границі до другого приймача.

З формули (3.3), як це показано нами в [109,110], можемо визначити коефіцієнт проходження хвилі через границю

$$k = \frac{A_{2.2}}{A_{2.1} \cdot e^{(-\alpha_1(\Delta l - \Delta z) - \alpha_2 \Delta z)}}. \quad (3.4)$$

Як відомо [76], класично коефіцієнт проходження пружної хвилі через границю двох середовищ визначається за формулою

$$k = \frac{2V_1\sigma_1}{V_2\sigma_2 + V_1\sigma_1}, \quad (3.5)$$

де V_i – швидкість розповсюдження пружної хвилі в i -му пласті,
 σ_i – густина i -го пласта.

З наведеного рівняння нескладно вивести формулу для визначення густини

$$\sigma_2 = \frac{(2 - k) \cdot V_1 \sigma_1}{V_2 k}. \quad (3.6)$$

Ця формула є рекурентною для обчислення густини наступного шару (σ_2) за густиною попереднього шару (σ_1), швидкостями розповсюдження хвиль в обох шарах (V_1 та V_2) та коефіцієнтом проходження хвилі через границю (k). Значення σ_1 можемо використати з досліджень керну або задаючись значенням для опорного (маркуючого) горизонту. Аналогічний підхід використовується у псевдоакустичному каротажі (ПАК), при якому сейсмічну трасу перетворюють у розподіл коефіцієнтів відбиття з подальшим рекурентним перерахунком акустичних імпедансів від шару до шару [75]. Нами пропонується використати цей підхід для обробки матеріалів АК.

3.2. Апробація способу визначення густини середовища за допомогою моделювання синтетичних хвильграм АК

Для перевірки можливості застосування запропонованого алгоритму було проведено моделювання хвильграм акустичного каротажу за допомогою пакету повнохвильового моделювання Tesseral 2-D.

Моделювання відтворення геогустинного розподілу здійснювалося в декілька етапів, як це представлено нами в [111]. На першому (пряма задача) було створено двовимірну модель тришарового розрізу із заданими значеннями швидкості поздовжньої хвилі та густини середовища для кожного із шарів. Далі за допомогою пакету Tesseral 2-D розраховувалися синтетичні хвильграми АК.

Наступний етап включав обробку отриманих синтетичних хвильових картин АК: визначалися часи вступу й амплітуди поздовжньої хвилі для різних положень зонда відносно границь моделі (рис. 3.2). Виділення першого вступу поздовжньої хвилі здійснювалося як пошук моменту часу появи першого екстремуму [95,97].

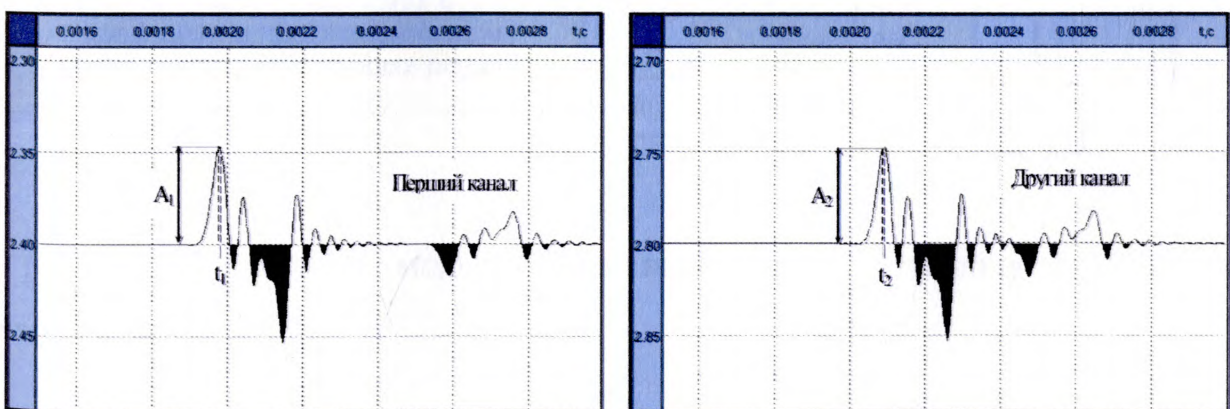


Рис. 3.2. Приклад визначення параметрів поздовжньої хвилі на синтетичних хвильграмах АК

На заключному етапі (обернена задача) розраховувалися коефіцієнти затухання за формулою (3.1), значення швидкості розповсюдження поздовжньої хвилі в пластах (3.2) та коефіцієнти проходження Р-хвилі через границі між шарами (3.4).

Для відтворення густинного розподілу всієї моделі за рекурентною формулою (3.6) в якості початкового значення σ_1 задавалося апріорне значення густини в першому шарі. Результат рішення оберненої задачі (відновлений густинний розподіл всієї моделі) зіставлявся з вихідними даними (рис. 3.3).

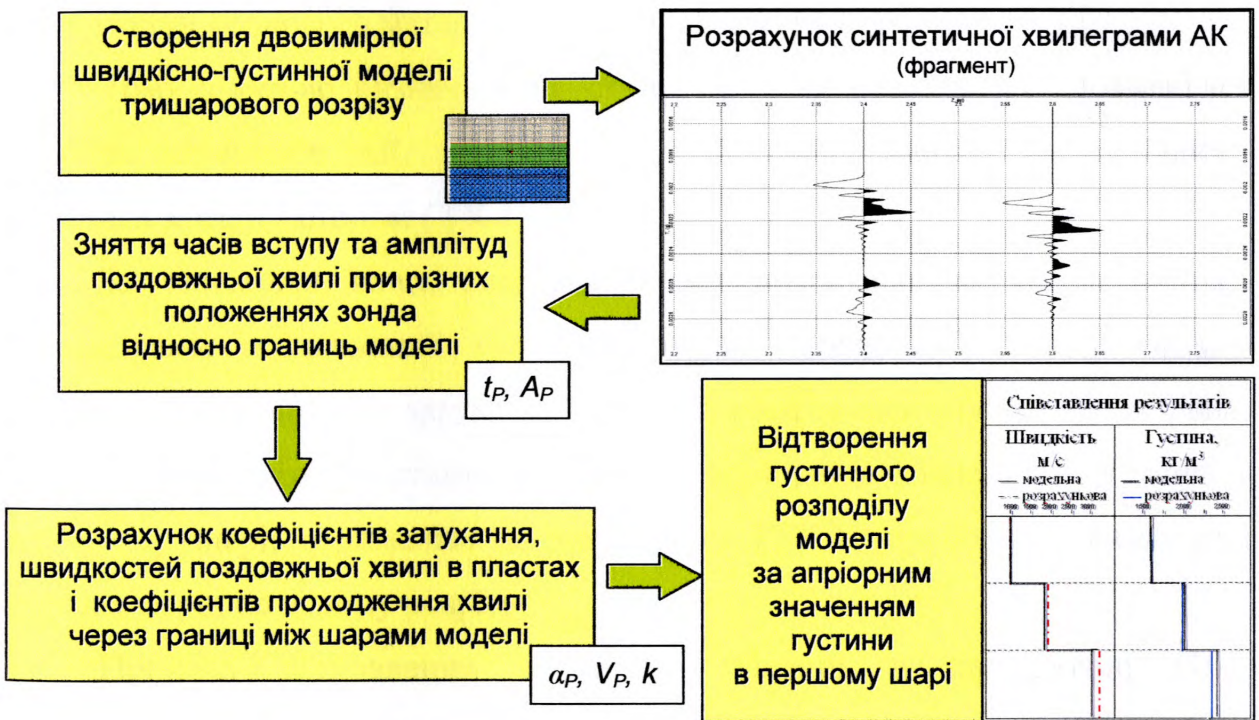


Рис. 3.3. Етапи моделювання відновлення розподілу густини за хвильограмами АК

Розбіжність модельних і розрахункових значень густини складає біля 5% і пояснюється обробкою хвильових картин, представлених в аналоговому вигляді. Опрацювання хвильограм в цифровому форматі, безумовно, значно знизить цю розбіжність.

У цілому представлений спосіб відтворення розподілу густини за розрахованим розподілом коефіцієнтів проходження хвиль є дієвим при моделюванні. Наступним кроком є опрацювання реальних матеріалів АК за запропонованим алгоритмом.

3.3. Приклади відтворення геогустинного розподілу середовища за матеріалами акустичного каротажу

Критерієм достовірності визначення густини за даними акустичного каротажу можуть слугувати значення густини гірських порід, отримані при дослідженні кернового матеріалу або результати ГГК-Г.

Тому з метою визначення густини гірських порід нами проводилася обробка матеріалів АК, отриманих у тих свердловинах, де одночасно робилися заміри методом ГГК-Г.

За описаним вище алгоритмом ми визначали за кінематичними параметрами поздовжньої хвилі інтервальні швидкості, за значеннями амплітуд – коефіцієнти затухання хвилі та коефіцієнти проходження хвилі через границі між пластами. Задаючись апріорним значенням густини у верхньому шарі, отриманим за матеріалом ГГК-Г, послідовно визначили густину порід по всьому розрізу.

Приклад відновлення розподілу густини в свердловині 101, розташованій на Карлавській площі в північно-західній частині Кримського півострова, зображений на рис. 3.4.

Для наглядності крива густини, визначена за матеріалами АК, накладалася на криву ГГК-Г. У цілому спостерігається ідентичність характеру зміни кривих густини по розрізу свердловини (накладання ліній тренду), отриманих за результатами обробки обох методів. Найбільші відхилення кривої σ_{AK} від кривої $\sigma_{ГГК-Г}$ у верхній частині розрізу (в інтервалі 2595-2620) пояснюються різкою стрибкоподібною зміною коефіцієнтів затухання поздовжньої хвилі, значення яких є вихідними

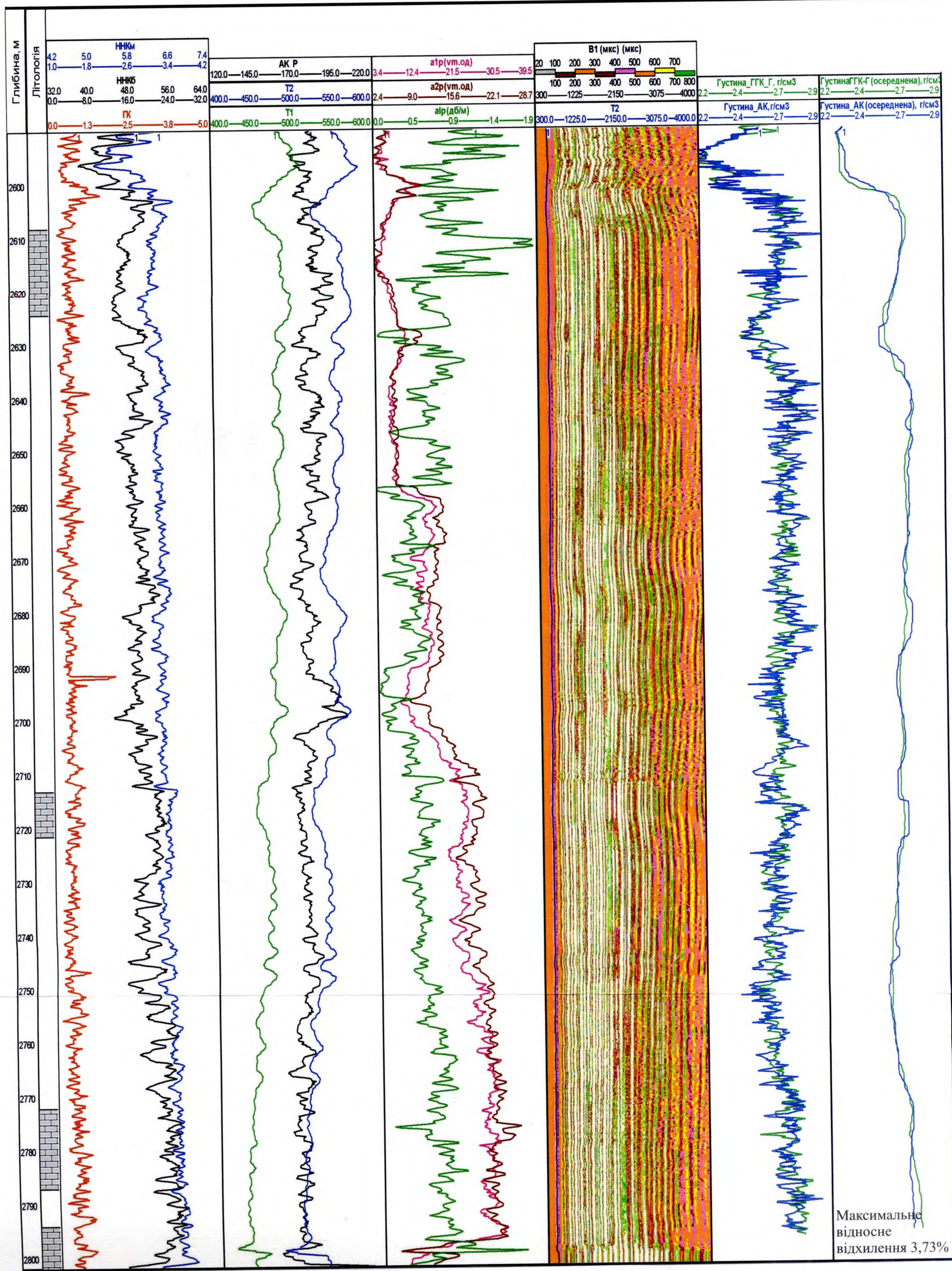


Рис. 3.4. Відновлення геогустинного розподілу за даними АК (Карлавська площа)

параметрами для відновлення розподілу коефіцієнтів проходження поздовжньої хвилі через границі між пластами.

Детальність визначеної геогустинної моделі розрізу на порядок перевищує детальність отриманих сейсморозвідувальних даних: на кожен крок годографа вертикального сейсмічного профілювання (рівний, наприклад, 10м) приходиться 50-100 точок вимірювання АК. Оскільки для параметричного забезпечення сейсморозвідки така детальність є зайвою, скористаємось процедурою фільтрації методом згладжування (осереднення). Згладжування даних ще називають аналізом одновимірного тренду [112]. Для виділення тренду кривих густини, визначеної за даними ГГК-Г і АК, нами використовувався метод згладжування за алгоритмом переміщуваних медіан [113]. Ковзаюче вікно осереднення було обрано такого розміру, який відповідає 5 м розрізу. Як видно з рис. 3.4 (остання колонка), тренди осереднених даних густини практично накладаються, а максимальне відносне відхилення тренду кривої густини за даними АК від тренду за даними ГГК-Г складає 3,73%.

Аналогічні дослідження проводилися у свердловині 3-Ольгівська (ДДЗ) (рис. 3.5). Як видно з наведеного прикладу (рис. 3.5), криві густини за АК і ГГК-Г добре корелюють між собою. Деяко розходяться в інтервалах розповсюдження колекторів, тому що на акустичні динамічні характеристики впливає, як зазначалося в попередніх розділах, багато факторів (не тільки густина, а й пористість, глинистість, характер насичення і т.д.) та накладаються в глинистих пластах, причому в інтервалах незначної локальної зміни амплітудних характеристик Р-хвилі (відмітки 876-882м) крива σ_{AK} має більш спокійний характер порівняно з “нервозністю” кривої $\sigma_{ГГК-Г}$. Осереднені значення густини, визначеної за даними цих методів, узгоджуються між собою, адже максимальне відносне відхилення між ними складає всього 1,9%.

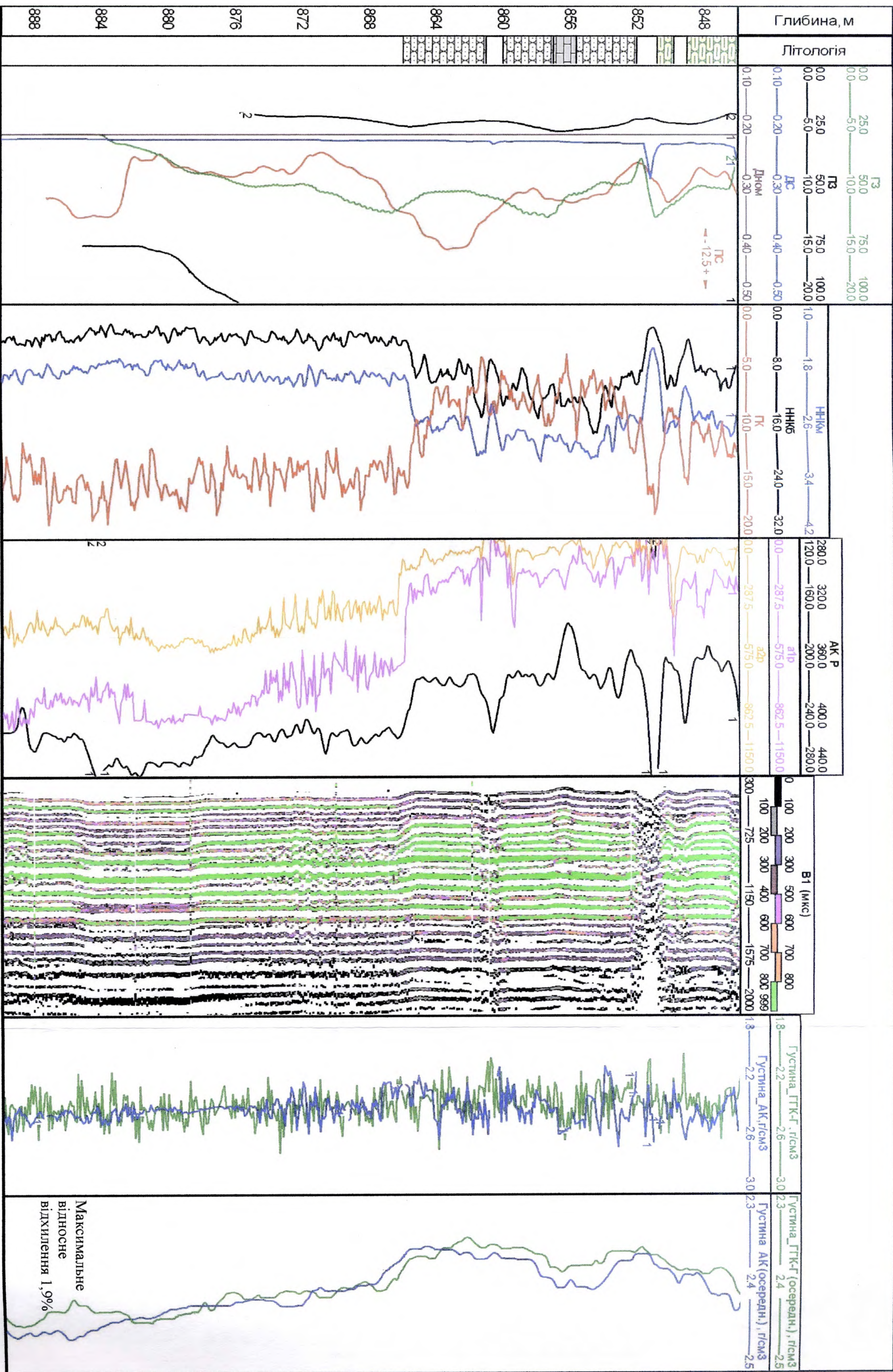


Рис. 3.5. Зіставлення густини, визначеної за АК та ГТК-Г (Ольгівська площа ДІЗ)

Отже, представлений спосіб відтворення розподілу густини за розрахованим розподілом коефіцієнтів проходження хвиль є дієвим як при моделюванні, так і дає можливість отримувати задовільні результати при опрацюванні реальних матеріалів АК.

Висновки

Застосування ідеї псевдоакустичного перетворення, що добре зарекомендувало себе при обробці даних польових сейсмічних досліджень, для акустичного каротажу призвело до знаходження дієвого способу визначення густини за даними АК.

Ефективність запропонованого способу відновлення геогустинного розподілу підтверджено на модельних і реальних даних.

Визначення густини за даними АК доповнює перелік параметрів, які безпосередньо описують геологічне середовище, що особливо актуально у випадках відсутності вимірів методом ГГК-Г.

Результати роботи, розкриті у даному розділі дисертації, висвітлено у наукових працях [109,110,111].

РОЗДІЛ 4

**МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВІДКРИТОЇ
ПОРИСТОСТІ З ВРАХУВАННЯМ ГЛИНИСТОСТІ
ТЕРИГЕННИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
ЗА МАТЕРІАЛАМИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ**

Вивчаючи колекторські властивості теригенних порід, особливу увагу приділяють вмісту та кількісному співвідношенню у пласті глинистих мінералів, оскільки колекторами нафти і газу в переважній більшості є пісковики різного ступеня глинистості. Означення колектора вказує на можливість породи пропускати через себе за певних умов флюїд [55]. Оскільки наявність глинистого матеріалу є прямою ознакою зменшення проникності (якісна характеристика колектора), то через деяку його кількість (можливо навіть не граничну) порода не може пропускати флюїд і перестає бути колектором (за термінами геофізики – ущільнена). Тому одним із важливих факторів, які вносять похибку в результати визначення пористості за даними акустичного каротажу, є глинистість.

Глинистістю осадових порід є їхня властивість містити частинки з ефективним діаметром менше 0,01 мм. Глинистими частинками можуть бути як уламки глинистих мінералів, так і кварцу, польових шпатів, слюд, карбонатів, сульфатів, сульфідів та інших мінералів. Властивість порід містити сукупність глинистих частинок, які заповнюють простір між крупнішими зернами або розділяє їх між собою, відносять до розсіяної (дисперсної) глинистості; при шаруватій глинистості породи у своєму складі мають тонкі прошарки глин [114].

Теригенні колектори різного ступеня глинистості є широким полем досліджень для фахівців нафтогазової геофізики. В останні роки велика увага приділялась вивченню піщано-глинистих відкладів тонкошаруватої будови (неогенові відклади Зовнішньої зони Передкарпатського передового прогину,

теригенно-туфові відклади Закарпатського внутрішнього прогину, газоносна картаміська світа Дніпрово-Донецької западини, майкопські відклади керченського шельфу Чорного моря) [81,89,115-119].

У своїй роботі ми зосередимо увагу на дослідженні теригенних колекторів з дисперсною глинистістю з метою її врахування для визначення коефіцієнта відкритої пористості за даними акустичного каротажу.

4.1. Аналіз основних способів врахування глинистості для визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів за даними АК для родовищ північно-східної частини ДДЗ

Для знаходження оптимального оперативного способу врахування глинистості для визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу проаналізуємо вже існуючі підходи до вирішення цього питання.

Для оперативної інтерпретації застосовують комплекс методів АК+ПС (1.6) для оцінки глинистості порід-колекторів.

На рисунку 4.1 для родовищ північно-східної частини ДДЗ нами приведені зіставлення пористостей, визначених на керновому матеріалі та за даними рівняння (1.6), або, інакше кажучи, прийнятих за оперативною інтерпретацією на основі даних методів АК і ПС.

Тіснота зв'язку є досить високою та прийнятною навіть у випадках підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. У даному випадку слід констатувати, що підхід до врахування глинистості за даними ПС практично універсалізують рівняння середнього часу для теригенних порід-колекторів північно-східної частини ДДЗ. Складніша ситуація при визначенні пористості колекторів для підсолевих відкладів центральної частини ДДЗ. У даному випадку має місце високопровідний буровий розчин (за рахунок проходження свердловини солей), та як результат – практична відсутність диференціації методу ПС.

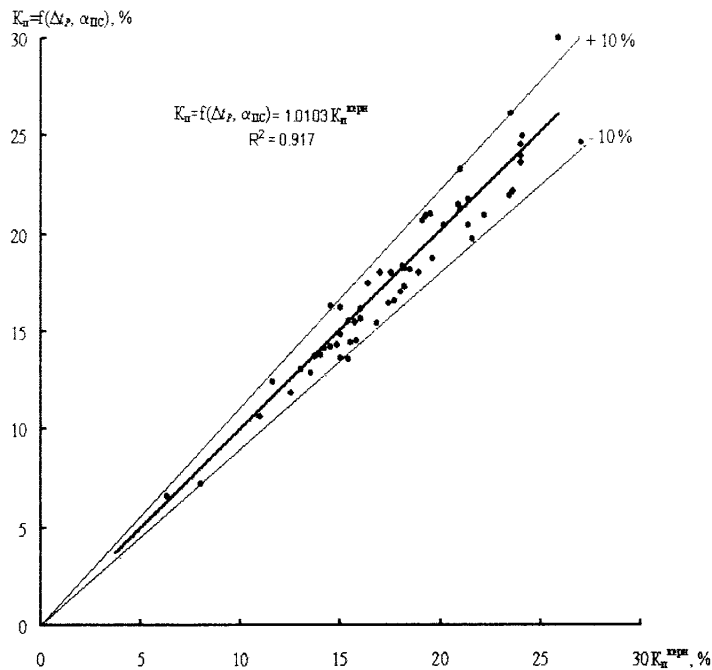


Рис. 4.1. Зіставлення пористості, визначеної на керновому матеріалі, та за даними комплексу методів АК+ПС (алгоритм (1.6)) для порід-колекторів північно-східної частини ДДЗ

Спосіб оцінки пористості колекторів з врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК) за рівнянням (1.7) передбачає введення поправки за параметром ГК. Визначення коефіцієнта в цій поправці потребує додаткових досліджень керну, що значно ускладнює її застосування на етапі оперативної інтерпретації. У разі можливості оцінки залежності подвійного різницевого параметра ГК від коефіцієнта глинистості використання зазначеної поправки дає прийнятний результат визначення пористості теригенних порід-колекторів за даними АК, яка тісно ув'язується з пористістю, визначеною на керновому матеріалі, що визначено нами і продемонстровано на рисунку 4.2.

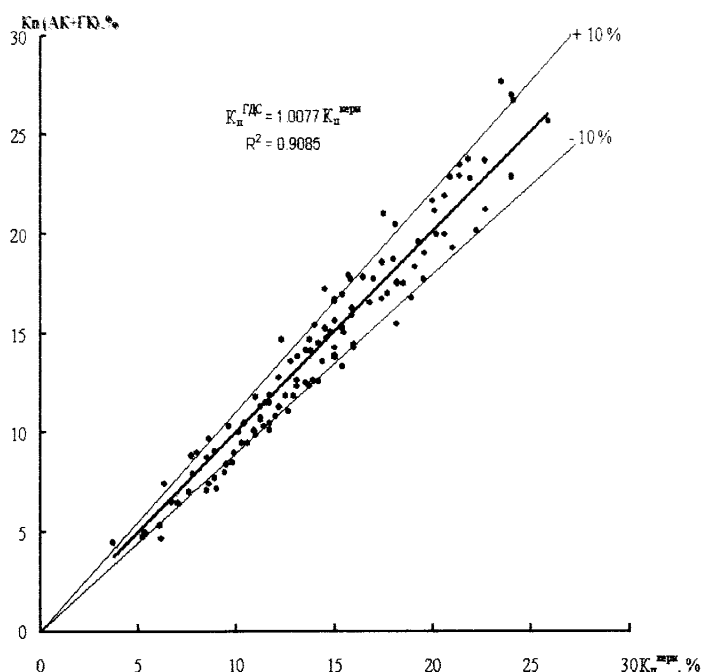


Рис. 4.2. Зіставлення пористості, визначеної на кернавому матеріалі, та за даними комплексу методів АК+ГК за алгоритмом (1.7) для порід-колекторів ДДЗ

Для спрощення поправки за глинистість за даними ГК проаналізуємо і окремо розглянемо петрофізичні засади врахування глинистісті за методами ПС і ГК.

4.2. Петрофізичні основи визначення глинистісті методами ГДС

Як міру глинистісті колектора використовують значення масової, об'ємної та відносної глинистісті [55]. Кількісно глинистість характеризують масовим вмістом (C_{gl}) в мінеральній матриці породи фракції з розмірами зерен менше 0,01 мм або вміст нерозчинного залишку.

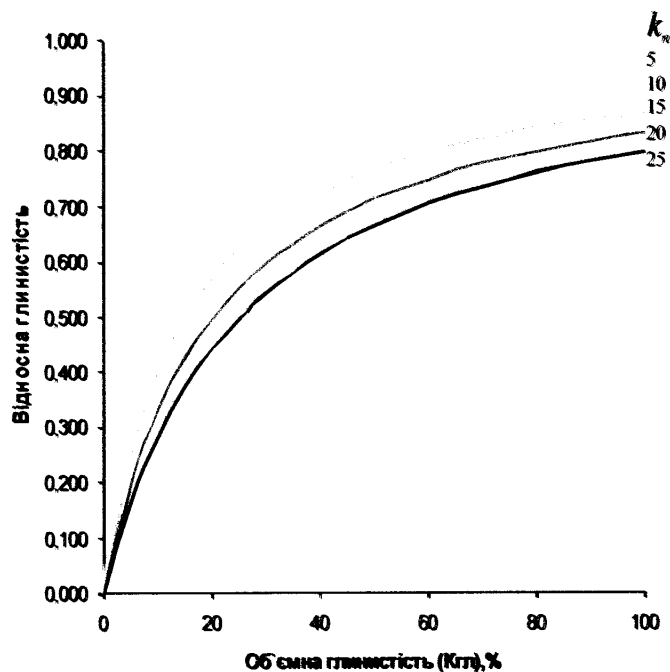
Коефіцієнт об'ємної глинистісті породи (k_{gl}) визначається виразом

$$k_{gl} = \frac{1 - k_n}{(\sigma_{gl} / C_{gl} \sigma_{ск}) + 1},$$

де σ_{gl} , $\sigma_{ск}$ – мінеральні густини глинистої фракції й основного породоутворювального мінералу. Якщо $\sigma_{gl} = \sigma_{ск}$, то $k_{gl} = C_{gl}(1 - k_n)$ [55].

Відносна глинистість η_{gl} характеризує ступінь заповнення глинистими частинками простору між зернами породи і залежить від коефіцієнтів об'ємної глинистості та пористості $\eta_{gl} = \frac{k_{gl}}{k_{gl} + k_n}$.

Збільшення коефіцієнта пористості не впливає на характер залежності між коефіцієнтами відносної та об'ємної глинистості, а лише згладжує криву, зменшуючи її градієнт в області значень $k_{gl} = 0 \div 20\%$ (рис. 4.3).

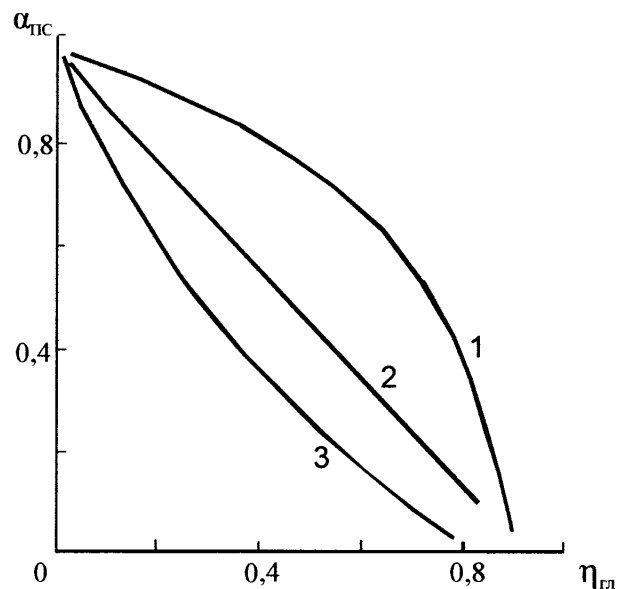


шифр кривих – коефіцієнт пористості

Рис. 4.3. Зв'язок між відносною і об'ємною глинистістю

Відносну глинистість порід (η_{gl}) визначають за відносною амплітудою ПС навпроти досліджуваних пластів. Коефіцієнти масової C_{gl} і об'ємної k_{gl} глинистості знаходять за даними ПС, ГК, комплексів ГГК-Г і ННК-Т, АК і ін. [120,121].

Петрофізичною основою визначення відносної глинистості за відотною амплітудою ПС є емпіричні залежності між $\alpha_{ПС}$ і параметром $\eta_{гн}$ (рис. 4.4) [55]. Для конкретних відкладів вигляд залежностей визначається мінеральним складом глинистих фракцій, формою та розподілом їх в колекторі, пористістю порід, хімічним складом і мінералізацією води, що контактує з породою і насичує її. Для розрізів ДДЗ з високою мінералізацією пластових вод і незначною активністю глинистого каолінітово-гідролюдистого цементу ця залежність є пологою в області невисоких значень $\eta_{гн}$ і стає більш крутою в області неколекторів, тобто наближається до вигляду кривої 1 на рисунку 4.4. Відносну глинистість $\eta_{гн}$ знаходять безпосередньо за емпіричною залежністю між $\alpha_{ПС}$ і $\eta_{гн}$, встановленою для порід конкретного горизонту.



1-3 – залежності для різних співвідношень питомого опору порід і зони проникнення

Рис. 4.4. Зв'язок між параметрами $\alpha_{ПС}$ і $\eta_{гн}$ для продуктивних теригенних відкладів

Похибку у визначенні глинистості колекторів за ПС вносять такі чинники: наявність фільтраційної складової, зон кольматації та глинизації

стінок свердловини, глибока зона проникнення, нафтонасиченість колектора і наявність в промивній рідині поверхнево-активних речовин [55].

За матеріалами ГК основою для визначення глинистості є те, що гамма-активність глин на порядок вища за гамма-активність кварцових пісковиків, карбонатних і хемогенних відкладів [55,102]. У тих випадках, коли мінеральний скелет породи не містить радіоактивних елементів, гамма-активність не залежить від структури породи та типу глинистості (розсіяна або шарувата) і визначається насамперед складом глин, інших дрібнодисперсних частинок і нерозчинного залишку, а також їхньою радіоактивністю.

При стандартному способі інтерпретації матеріалів ГК з використанням подвійного різницевого параметра ΔJ_γ користуються залежністю

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_\gamma - J_{\gamma \min}}{J_{\gamma \max} - J_{\gamma \min}} = a \cdot C_{\text{гл}}^{\alpha_{\text{гл}}}, \quad (4.1)$$

де J_γ – гамма-активність досліджуваного пласта; $J_{\gamma \min}$ та $J_{\gamma \max}$ – інтенсивності гамма-випромінювань опорних пластів, для яких $C_{\text{гл}}$ дорівнює 0 та 100% відповідно; a – коефіцієнт пропорційності, враховуючий розмірності одиниць; $\alpha_{\text{гл}}$ – емпіричний коефіцієнт.

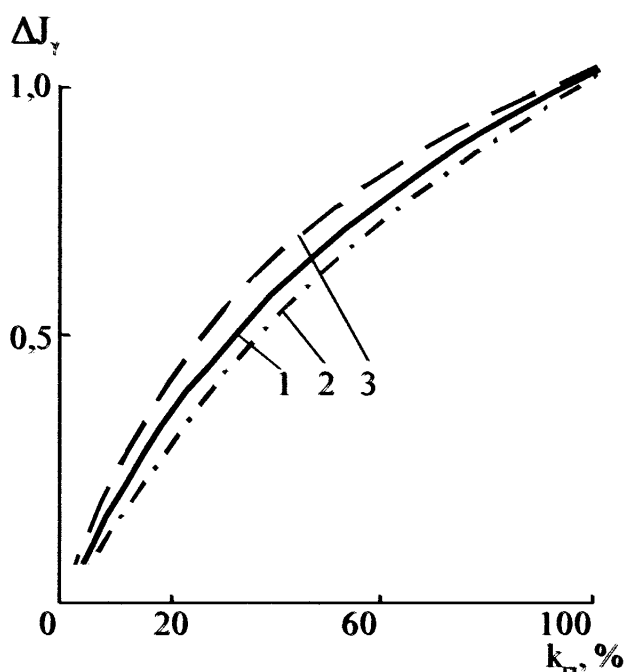
Залежності (4.1) між ΔJ_γ і $C_{\text{гл}}$ (або $k_{\text{гл}}$) отримують за результатами лабораторних досліджень природної радіоактивності та фракційного складу порід (рис. 4.5). Як правило, вони нелінійні. Із зростанням $k_{\text{гл}}$ покази ΔJ_γ збільшуються одночасно за рахунок глинистості і збільшення питомої поверхні скелета.

Для оцінки об'ємної глинистості використовують також вирази [55]

$$k_{\text{гл}} = 0,083 \cdot \left(2^{3,7\Delta J_\gamma} - 1 \right) \text{ для порід третинного віку,} \quad (4.2)$$

$$k_{gl} = 0,33 \cdot (2^{2\Delta J_\gamma} - 1) \text{ для більш давніх товщ.} \quad (4.3)$$

Як видно з рисунка 4.5, вирази (4.2) і (4.3) є близькими до формули (4.1), що визначає залежність ΔJ_γ від масової, а не об'ємної глинистості. За сприятливих умов, коли гамма-активність порід визначається в основному їх глинистістю, похибка оцінки глинистості за даними ГК визначається дисперсією залежності між ΔJ_γ і C_{gl} (або k_{gl}).



1-3 – графіки залежностей (4.1) (за В.В.Ларіоновим), (4.2) і (4.3) відповідно

Рис. 4.5. Зв'язок відносного різницевого параметра ΔJ_γ з глинистістю порід k_{gl}

Основою визначення мінеральної глинистості за матеріалами ПС і ГК є різний вплив на ці види досліджень глинистості та дрібнодисперсних неглинистих мінералів [55]. Електрохімічна активність порід визначається вмістом в них глинистих мінералів, тому відносні амплітуди $\alpha_{ПС}$ будуть великими в чистих пісковиках і алевролітах та низькими — в сильнозаглинизованих пластах і чистих глинах. Гамма-активність тих же

порід залежить від вмісту в них глинистих мінералів і алевритової фракції, що характеризуються високою питомою поверхнею.

Отже, зв'язок між параметрами методів ПС і ГК, визначеними навпроти заглинзованих колекторів, слід очікувати обернено пропорційний.

З метою перевірки цього припущення нами було проведено математичне моделювання залежності подвійного різницевого параметра ΔJ_γ від відносної глинистості η_{gl} ($\eta_{gl} = \frac{k_{gl}}{k_{gl} + k_n}$) для колекторів з різним значенням коефіцієнта пористості ($K_p=10\%$, 20% , 25%). Результати моделювання, продемонстровані на рисунку 4.6, показують, що залежність подвійного різницевого параметра ΔJ_γ від відносної глинистості η_{gl} є оберненою до тієї емпіричної залежності між $\alpha_{ПС}$ і параметром η_{gl} , яка характерна для родовищ ДДЗ (див. рис. 4.2, крива 1).

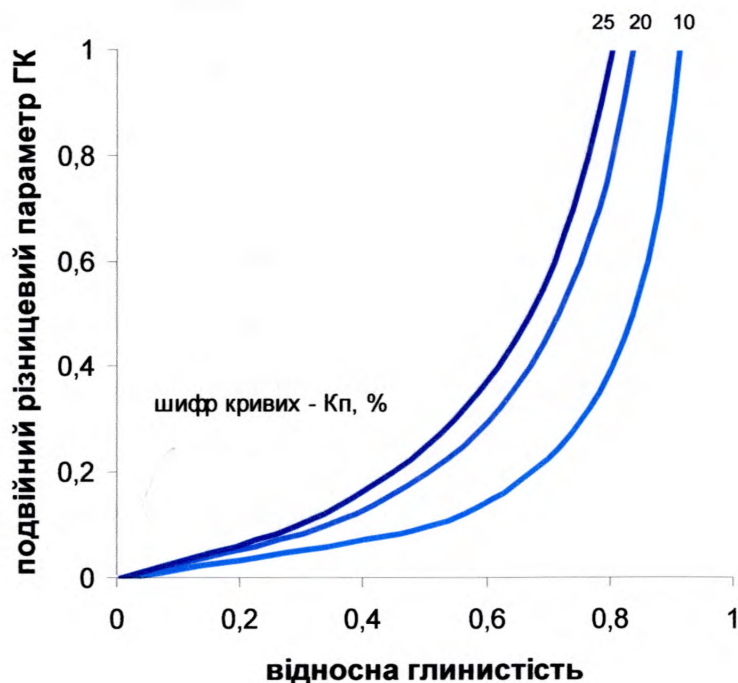


Рис. 4.6. Зв'язок подвійного різницевого параметра ГК з відносною глинистістю (результати математичного моделювання)

Отже, припущення про обернено пропорційний зв'язок між параметрами методів ПС і ГК на основі моделювання є обґрунтованим. Наступним кроком є його підтвердження (або спростування) на реальних матеріалах свердловинних досліджень.

4.3. Визначення пористості теригенних порід-колекторів на етапі оперативної інтерпретації даних комплексу методів АК і ГК

Для з'ясування зв'язку між параметрами методів ПС і ГК нами було зіставлено інтерпретаційні параметри гамма-методу і методу самочинної поляризації для теригенних колекторів різних стратиграфічних горизонтів башкирського ярусу середнього карбону (C_{2b}), розкритих свердловинами на Безлюдівському, Дружелюбівському, Північнокоробочкинському родовищах ДДЗ (рис. 4.7) [122].

Як видно з рисунка 4.7, для кожного з досліджуваних горизонтів спостерігається тісний кореляційний зв'язок між відповідними параметрами, тому методи ГК і ПС рівноцінно можна використовувати для врахування глинистості при визначенні пористості теригенних порід-колекторів за даними АК, використовуючи методу Schumberger (рівняння (1.6) [88]). Причому коефіцієнт біля аргумента в рівняннях регресії наближений до -1, що дає підстави для спрощення поправки $R_{ГК}$ у рівнянні (1.7).

Отже, проведений аналіз петрофізичних засад визначення глинистості за методами ПС і ГК та отримані результати зіставлення параметрів цих методів дають підстави стверджувати, що

$$\alpha_{ПС} + \Delta I_{\gamma} \approx 1.$$

Тобто отримуємо рівність

$$\alpha_{ПС} \approx 1 - \Delta I_{\gamma}. \tag{4.4}$$

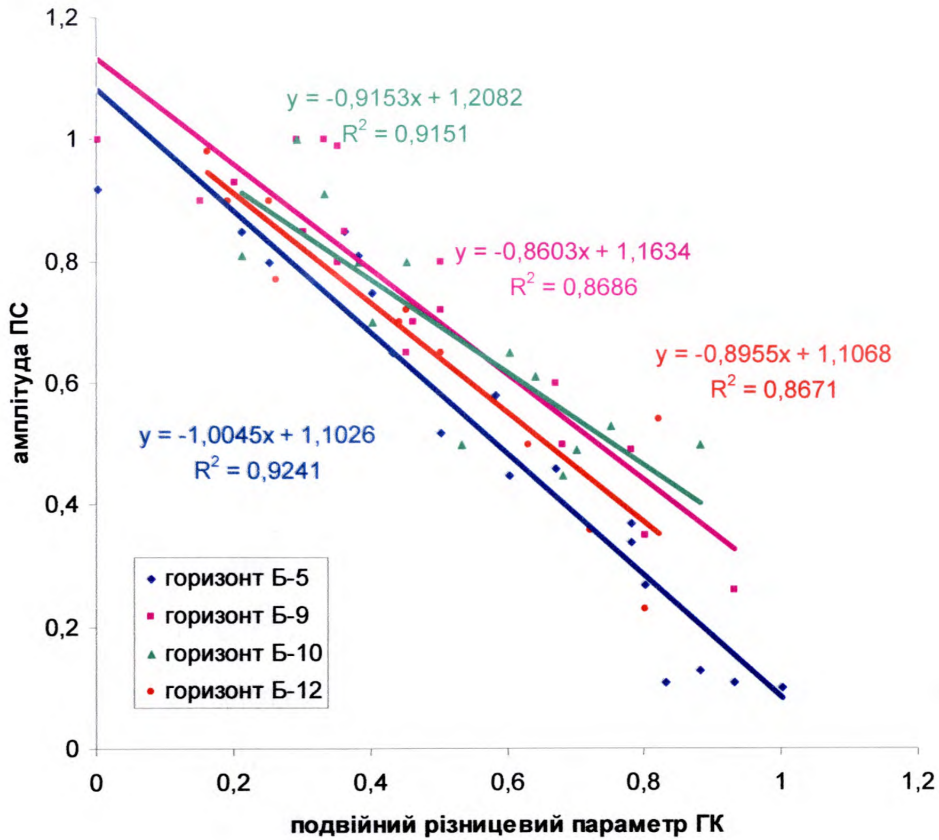


Рис. 4.7. Зіставлення відносної амплітуди ПС та подвійного різницевого параметра інтенсивності природного гамма-поля для колекторів родовищ Північного борту ДДЗ

Якщо замінити у рівнянні (1.6) значення $\alpha_{ПС}$ виразом (4.4), отримуємо досить просте розширення рівняння середнього часу для врахування глинистості колекторів, запропоноване нами [123]

$$k_n = \frac{\Delta t_P - \Delta t_{СК}}{\Delta t_\phi - \Delta t_{СК}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta I_\gamma} \quad (4.5)$$

Підтвердженням правомірності наших міркувань є багатомірні петрофізичні зв'язки типу $k_n = f(\Delta t_P, \Delta I_\gamma)$, які отримують за даними кернавого матеріалу і ГДС при узагальненні геолого-геофізичних параметрів для підрахунку запасів ВВ [81].

Ефективність запропонованого нами спрощеного алгоритму введення поправки за глинистість на основі використання даних ГК (4.5) перевіряємо на результатах дослідження свердловин родовищ північно-східної частини ДДЗ (таблиця 1, Додаток Д).

Коефіцієнти пористості для відкладів серпухівського та візейського ярусів нижнього карбону, московського та башкирського ярусів середнього карбону цих родовищ визначалися на керновому матеріалі, за петрофізичними зв'язками, за рівнянням середнього часу (1.3) (K_n АК), з врахуванням поправки (1.6) (K_n АК+ПС), з врахуванням поправки (1.7) (K_n АК+ГК) та із запропонованою поправкою (4.5) (K_n АК+ГК оперативна інтерпретація). Коефіцієнти пористості, визначені в лабораторних умовах на зразках керну, приймаються нами як істинні, з якими слід зіставляти значення K_n , отримані іншими способами.

Для порівняння визначених величин коефіцієнта пористості насамперед необхідно використати апарат математичної статистики з метою систематизації отриманої інформації про K_n та оцінки характеристик розподілу цієї величини [112].

Для формування статистичного ряду було згруповано вибіркві сукупності K_n та визначено кількість класів (за формулою Стерджеса [124]), величини інтервалів групування та відносні частоти для кожного з класів.

Кожен статистичний ряд оформлявся у вигляді гістограм і кумулятивних кривих розподілу (рис. 4.8). Вигляд гістограм підтверджує прийняте уявлення про те, що пористість є величиною, закон розподілу якої близький до нормального [112].

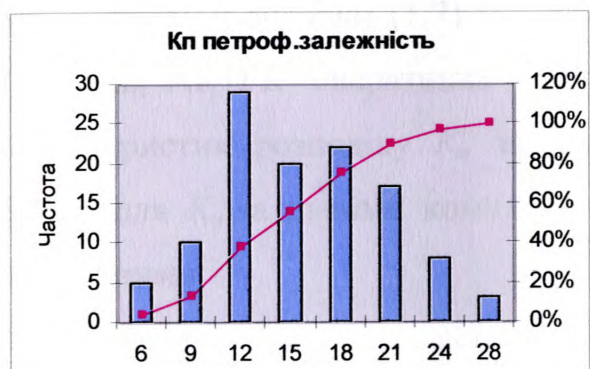
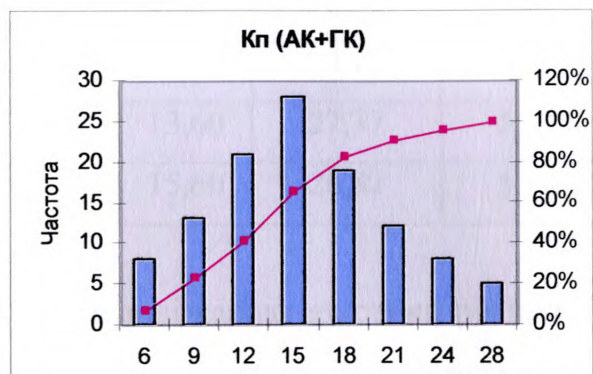
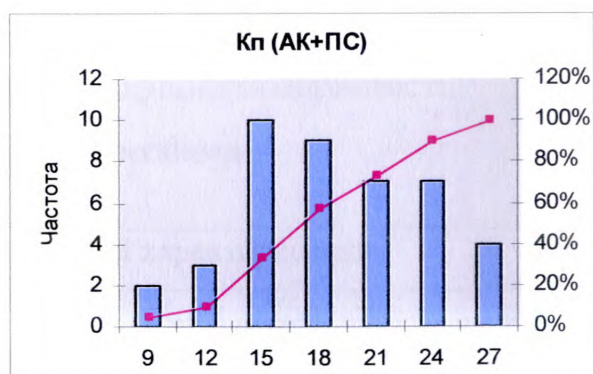
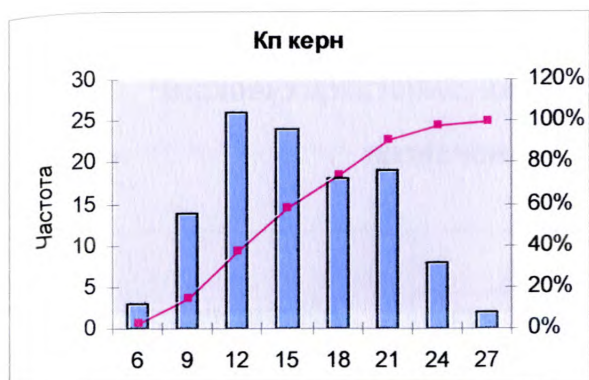


Рисунок 4.8. Гістограми та кумулятивні криві розподілу коефіцієнта пористості

З метою оцінки подібності результатів визначення K_n різними способами визначалися числові характеристики розподілу, а саме: середнє значення, мода, медіана, дисперсія та середньоквадратичне відхилення (стандарт) (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Числові характеристики розподілу коефіцієнта пористості,
визначеного різними способами

Спосіб визначення K_p	Числові характеристики				
	Середнє	Медіана	Мода	Дисперсія	Стандарт
Кп керн	14,34	14,35	15,00	26,26	5,12
Кп (АК+ПС)	17,43	16,71	15,47	32,12	5,67
Кп (АК+ГК) опер.інтерпр.	14,10	13,69	15,26	27,12	5,21
Кп (АК+ГК)	13,40	13,49	13,60	27,37	5,23
Кп петроф. залежність	14,40	14,15	15,60	26,82	5,18

Як видно з таблиці 4.1 і рисунку 4.9, числові характеристики розподілу коефіцієнтів пористості, визначених за петрофізичними зв'язками, з урахуванням поправки (1.7) (K_p АК+ГК) та із запропонованою поправкою (4.5) (K_p АК+ГК оперативна інтерпретація) несуттєво відрізняються від характеристик розподілу K_n за даними досліджень кернавого матеріалу. Проте для K_n за даними комплексу методів АК і ПС ці характеристики є завищеними.

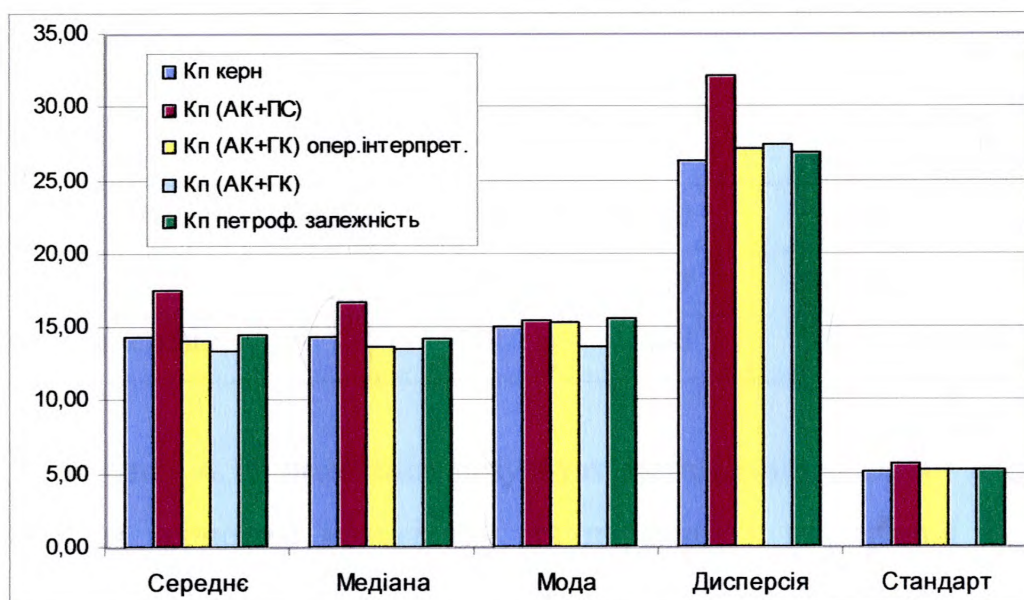


Рис. 4.9. Діаграма числових характеристик розподілу K_n , визначеного різними способами

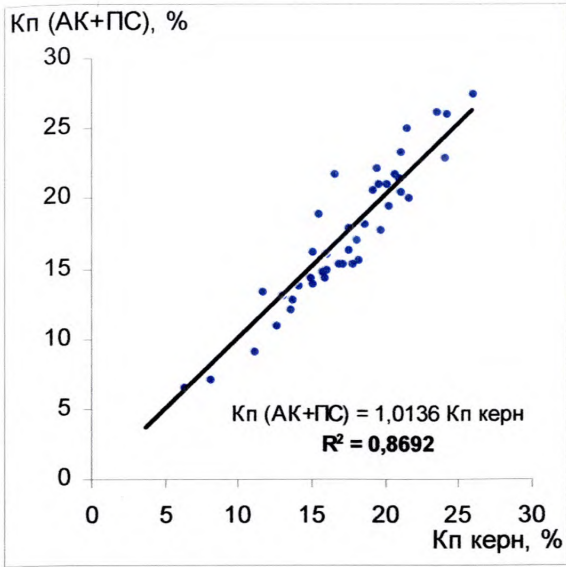
Середні значення K_n є закономірною характеристикою кожної з вибірок. Цей показник усуває індивідуальні відмінності елементів сукупності, зумовлені мінливістю величини та випадковими обставинами. Проте у зв'язку з тим, що точкова оцінка не містить інформації про точність і надійність отриманого результату, використаємо інтервальну оцінку середнього значення [112]. Для визначення надійного інтервалу середнього значення з надійністю 0,95 розрахуємо напівдовжину інтервалу та знайдемо надійні межі (табл. 4.2). Як видно, напівдовжина надійного інтервалу середнього значення K_n практично однакова для всіх способів його визначення, окрім комплексу методів АК і ПС, і коливається в межах $0,80 \div 0,82$, що є підтвердженням високої надійності одержаної оцінки середнього.

Таблиця 4.2

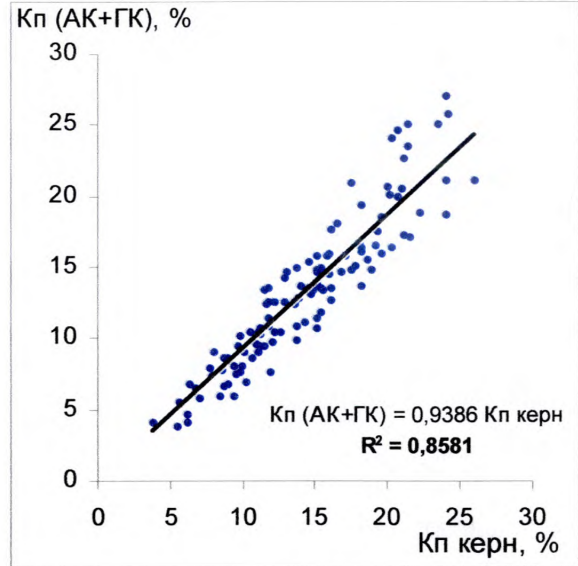
Оцінка надійного інтервалу середнього значення K_n ,
визначеного різними способами

Спосіб	Оцінка Середнє	Надійний інтервал з надійністю 0,95		
		Межі інтервалу		Інтервал
Кп керн	14,34	13,55	15,14	14,34±0,80
Кп (АК+ПС)	17,43	15,96	18,90	17,43±1,47
Кп (АК+ГК) опер.інтерпрет.	14,10	13,29	14,91	14,10±0,81
Кп (АК+ГК)	13,40	12,57	14,22	13,40±0,82
Кп петроф.залежність	14,40	13,60	15,21	14,40±0,80

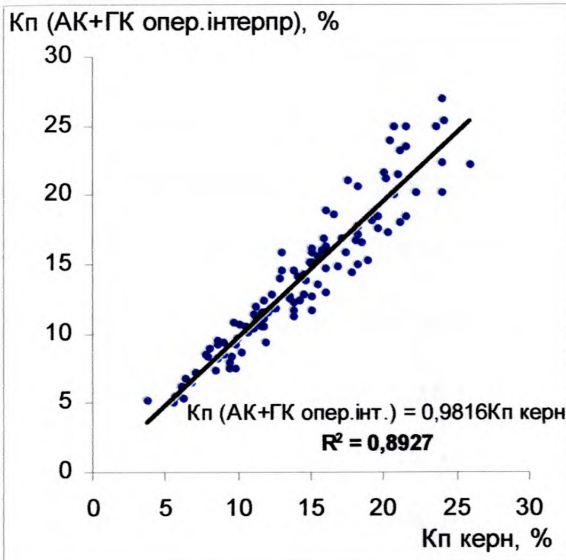
На рисунку 4.10 подається результат зіставлення величин пористості, визначеної за керновим матеріалом, та пористості, визначеної за даними залежностей (1.6), (1.7) та (4.5) і петрофізичних зв'язків, отриманих для конкретних стратиграфічних відкладів нижнього і середнього карбону родовищ північно-східної частини ДДЗ [123].



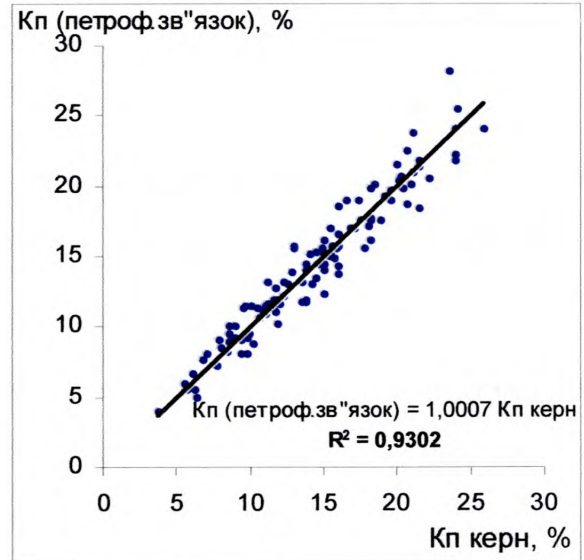
а)



б)



в)



д)

Рис. 4.10. Зіставлення пористості, визначеної на ядерному матеріалі та за даними алгоритмів (1.6) (а), (1.7) (б), (4.5) (в) і петрофізичних зв'язків (д), отриманих для родовищ північно-східної та центральної частини ДДЗ

Високі коефіцієнти детермінації рівняння регресії свідчать про тісні кореляційні зв'язки і дають підставу рекомендувати описані вище алгоритми для визначення пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості. Безперечно, що отримані під час підрахунку запасів петрофізичні зв'язки

дають можливість більш точно визначити пористість, але при непередставницькій вибірці кернових даних можуть призводити до суттєвих похибок у визначенні цього параметру. Натомість проаналізовані алгоритми визначення пористості на основі обробки даних ГДС та керна по родовищах північно-східної частини ДДЗ дають підставу стверджувати, що вони є достатньо точними й їх використання необхідне при непередставницькій вибірці кернового матеріалу. А запропонований спрощений алгоритм введення поправки за глинистість за даними ГК є достатньо надійним підходом для визначення пористості колекторів у ході оперативної інтерпретації геофізичних даних і слід рекомендувати його для використання на практиці.

Висновок

Встановлено, що залежність між відносною амплітудою ПС ($\alpha_{ПС}$) і подвійним різницеvim параметром ГК (ΔJ_{γ}) для родовищ Північного борту ДДЗ обернено пропорційна та показано, що $\alpha_{ПС} + \Delta J_{\gamma} \approx 1$.

В результаті встановленої залежності отримано нове співвідношення для визначення коефіцієнта пористості з врахуванням глинистості порід за комплексом методів АК і ГК на етапі оперативної інтерпретації.

Ефективність запропонованого підходу підтверджено результатами досліджень керну. Коефіцієнт детермінації рівняння регресії між розрахованими та визначеними на керновому матеріалі значеннями коефіцієнта пористості становить 0,8927.

Результати роботи, розкриті у даному розділі дисертації, висвітлено у наукових працях [122,123].

РОЗДІЛ 5

**ОЦІНКА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ
АМПЛІТУДИ ПОЗДОВЖНЬОЇ ХВИЛІ БАГАТОЗОНДОВОГО
АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ**

Даний розділ присвячується проблемі оцінки характеру насичення порід-колекторів у тих випадках, коли ця задача немає розв'язку за даними комплексу методів геофізичних досліджень у свердловинах.

5.1. Зв'язок параметрів пружних хвиль акустичного сигналу з колекторськими властивостями та характером насичення колекторів

Спочатку застосування акустичного каротажу глибоко розглядався спектр задач оцінки впливу різного роду геологічних чинників на акустичне хвильове поле [1,3,4,16].

Аналіз рівнянь і результатів експериментів, які описують механізм розповсюдження акустичних хвильових полів у насичених пористих середовищах, показують [3,4], що в загальному випадку основні кінематичні та динамічні параметри пружних хвиль у гірських породах є функціоналами над полем декількох змінних. Серед них виділяються пружні, колекторські властивості порід, їх насичення, термодинамічні умови залягання, а також частота поля, на якій проводиться дослідження.

Як зазначалося в розділі 1, характер насичення колекторів відносно несуттєво впливає на кінематичні параметри поздовжніх і поперечних хвиль (0-20 відн.%), а динамічні параметри хвиль – більш чутливі до продуктивного насичення порід-колекторів (40-400 відн.%) [3,55]. Така висока чутливість динамічних параметрів пружних хвиль до типу флюїду в поровому просторі колекторів – вагома підстава їхнього використання для оцінки характеру насичення порід.

Зупинимося на розгляді впливу колекторських властивостей і характеру насичення на динамічні параметри акустичного сигналу. Основні фізичні закони та зв'язки впливу різних геофізичних параметрів (наприклад, пористості, насичення, глинистості тощо) на динамічні характеристики поздовжньої та поперечної хвиль акустичного сигналу описано в літературі [2-4]. Ми зосередимося на тих чинниках, що найбільше впливають на динамічні параметри поздовжньої хвилі поля АК.

Одним з головних параметрів, що впливають на затухання Р-хвиль, є пористість. Для більшості гірських порід з ростом коефіцієнта K_n збільшується коефіцієнт затухання [3]. Натомість є відомості, що для пісковикових колекторів в діапазоні $K_n=4-50\%$ затухання практично не залежить від величини пористості [3,125]. Зафіксовано значний вплив типу флюїду на затухання пружних хвиль. Поєднання термічного і в'язко-інерційного затухання призводять до того, що коефіцієнти затухання поздовжніх хвиль у водо-, нафто- і газонасичених теригенних колекторах розташовуються в ряд $\alpha_g < \alpha_n < \alpha_2$. Коефіцієнт затухання Р-хвилі найбільш чутливий до змін відсоткового співвідношення рідкої і газоподібної фаз у пористому середовищі. Це особливо проявляється при акустичних дослідженнях у свердловинах, які розкривають газonosні колектори з глибокою зоною проникнення фільтрату промивної рідини в пласт.

Заповнювачем пор можуть бути глинисті частинки, які є цементом скелета породи. Збільшення вмісту глинистого матеріалу (нерозчинного залишку) як в теригенних, так і в карбонатних колекторах за експериментальними даними приводить до збільшення поглинання пружних хвиль.

Усі теоретичні розрахунки та результати лабораторних експериментів давали надію на високу ефективність застосування акустичного каротажу при дослідженні нафтових і газових родовищ. Проте результати чисельних досліджень в необсаджених свердловинах апаратурою СПАК-2 у свій час поставили під сумнів можливість розділення водоносних і продуктивних

пластів за акустичними параметрами, яка була раніше обґрунтована теоретичними розрахунками та модельними і лабораторними експериментами. Відсутність різниці в показах на кривих інтервального часу, амплітуд і коефіцієнтів затухання в інтервалах різного насичення пласта пояснювалася високочастотністю (а отже, малим радіусом досліджень) апаратури [3]. Тобто у радіусі дослідження визначальну роль відігравала зона проникнення фільтрату промивної рідини в пласт. І тільки випробовування широкосмугового акустичного каротажу в обсаджених свердловинах або в необсаджених безпосередньо після розкриття пластів дало можливість експериментально підтвердити суттєву залежність основних акустичних параметрів пластів від характеру насичення.

Отже, важливу роль у дослідженні продуктивних горизонтів відіграє глибинність методу АК. У роботі [3] також оцінювалася глибинність акустичного каротажу для кінематичних і динамічних характеристик сигналу. Цікавим є висновок про те, що радіус досліджень за динамічними параметрами приблизно вдвічі більший, ніж за кінематичними, і з переходом на низькі частоти глибинність методу зростає пропорційно довжині хвилі. У середовищах з додатнім градієнтом хвильового опору за радіусом від стінки свердловини глибинність методу зростатиме як з пониженням частоти акустичного сигналу, так і зі збільшенням розносу зонда.

У міру розвитку у вітчизняній геофізиці апаратури АК з'являється можливість отримання годографа поздовжньої хвилі при використанні приладів багатозондового акустичного каротажу (БАК). Наявність таких технічних засобів дає можливість перегляду ефективності застосування даних БАК для розв'язку різного роду геологічних задач.

Цей метод ГДС реалізується при проведенні досліджень апаратурно-програмним комплексом АМАК-2, який дозволяє отримати кінематичні та динамічні параметри повного хвильового пакету, навіть в умовах обсадженої свердловини незалежно від якості цементажу [126-128]. Апаратура АМАК-2 є приладом 16-зондового АК з формулою зонда $B_{1,5-3,0} \Pi_{1,0,1} \Pi_{2,0,1} \dots 0,1 \Pi_{16}$,

під час роботи якого реєстрація хвильового пакету виконується в одному циклі вимірювань для всіх 16 зондів у часовому вікні 6 мс. Діапазон частот випромінювача становить 10-20 кГц [126]. Отримані записи дають можливість вивчати тонкі особливості хвильового поля, виділяти у хвильовому пакеті практично всі регулярні типи хвиль, а багатократне підвищення точності оцінки кінематичних і динамічних параметрів вирішувати ряд геолого-геофізичних завдань, що було неможливо або неефективно при проведенні досліджень серійною апаратурою [128,129].

З метою оцінки можливостей використання динамічних параметрів хвильового поля щодо визначення характеру насичення порід-колекторів нами проведено окремі дослідження акустичних сигналів, отримані апаратурою багатозондового хвильового акустичного каротажу. Як інформативний параметр використані амплітуди поздовжньої хвилі, отримані від різноглибинних зондів АК.

На значення амплітуди поздовжньої хвилі акустичного сигналу, зареєстровані різними зондами БАК, чинять вплив такі основні геофізичні параметри, як пористість, глинистість, характер насичення тощо. Логічно виникає запитання, які з цих чинників найсуттєвіше впливають на зміни амплітуди поздовжньої хвилі?

Вище було розглянуто результати теоретичних і експериментальних досліджень впливу коефіцієнтів пористості, глинистості та типу флюїду на динамічні параметри поздовжньої хвилі акустичного сигналу. З метою оцінки впливу цих чинників (K_n , K_{zn} , характер насичення) на динамічні характеристики сигналу БАК проаналізуємо реальні дані, зареєстровані апаратурою АМАК-2 у свердловинах ДДЗ, безпосередньо, на Ольгівському, Оливинівському, Аксютівському, Денисівському, Лиманському, Північнокоробочкинському, Мелихівському родовищах вуглеводнів. Слід відзначити, що дослідження проводилося на частоті 12 кГц, довжина першого зонда складала 1,5 м, останнього (шістнадцятого) – 3,0 м. Така частотність випромінювального сигналу та розміри зондів дають можливість

збільшити радіус досліджень і зареєструвати сигнали, які охопили менш змінену або незмінену частину пласта за зоною проникнення фільтрату промивної рідини.

Отже, наведемо основні залежності амплітуд поздовжньої хвилі від довжини зонда для порід-колекторів різної пористості, глинистості та характеру насичення [130]. Для цього систематизуємо згадані залежності по групах, де один з чинників буде змінним, а два інших – сталі.

На рисунку 5.1 наведено результати зіставлення значень амплітуд поздовжньої хвилі, зареєстрованої багатоелементним зондом АМАК-2.

Для аналізу обиралися колекторські пласти пісковика різного насичення (вода та газ) з близькими коефіцієнтами пористості та різними значеннями глинистості, яка оцінювалася за даними ГК. Для пластів однакового насичення глинистість, безумовно, вносить певні, хоча і незначні зміни у величини амплітуд і коефіцієнтів затухання (рис. 5.1, 5.2).

Отримані нами результати за реальними даними свідчать, що для пластів однакового літологічного складу, близьких значень коефіцієнтів пористості та глинистості найбільший вплив на величини амплітуд поздовжньої хвилі здійснює тип флюїду в поровому просторі колекторів.

Далі проаналізуємо вплив пористості на динамічні параметри поздовжньої хвилі при однакових значеннях глинистості для пісковиків, заповнених газом і водою. Як видно з рисунка 5.3, результати свердловинних досліджень підтверджують розрахункові висновки про прямий зв'язок між K_n і α_p , але розмежування водо- і газонасичених порід ускладнене через близькі значення коефіцієнтів затухання при рівних значеннях пористості.

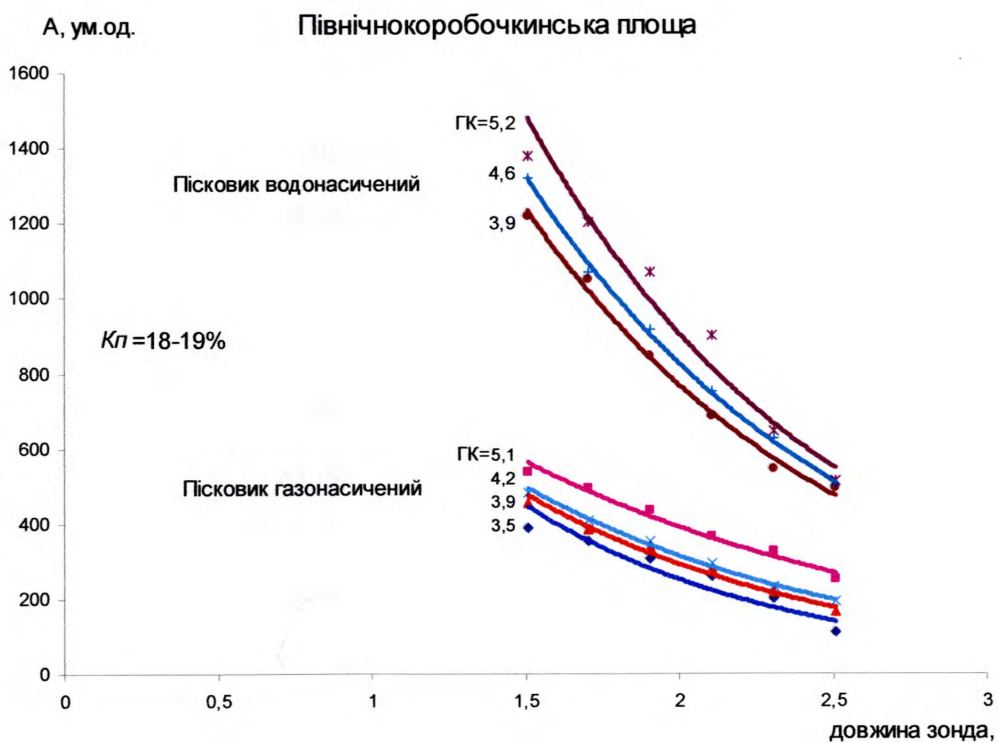
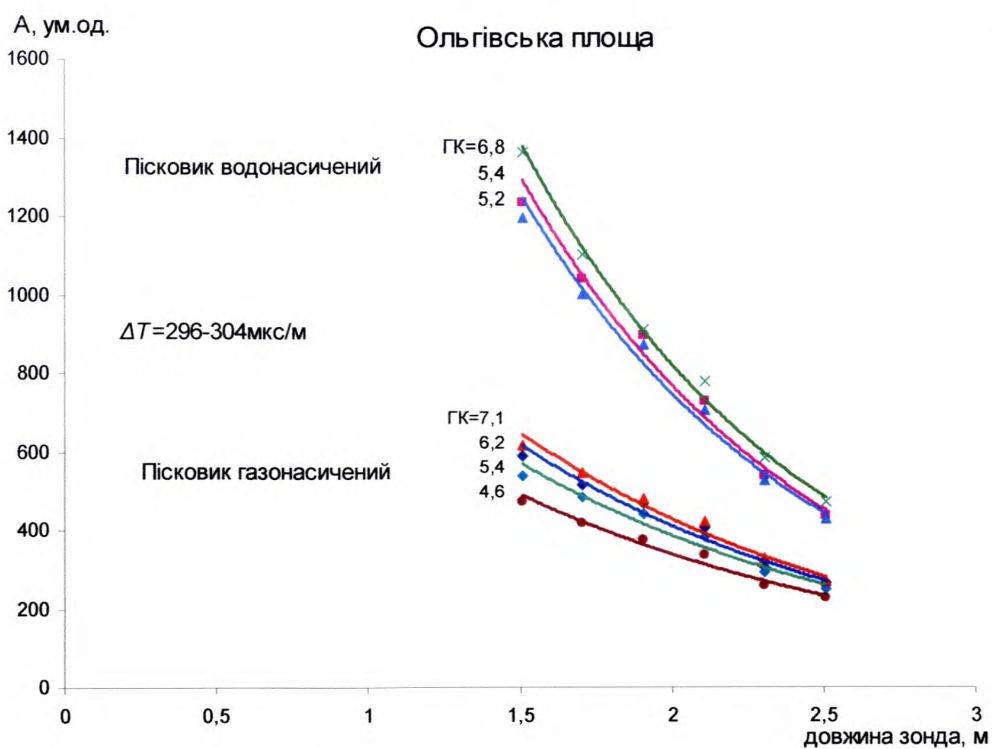


Рис. 5.1. Зіставлення амплітуд різноглибинних зондів багатозондового АК для водо- і газонасичених пісковиків різної глинистості та однакової пористості

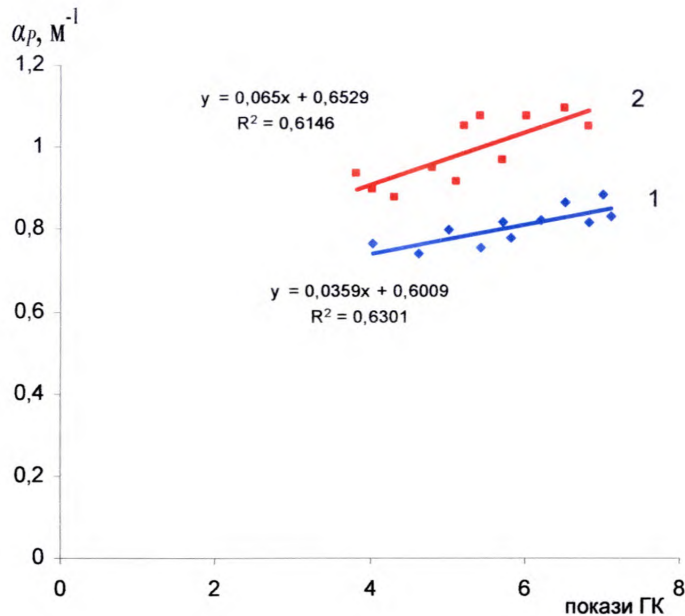


Рис. 5.2. Зв'язок коефіцієнтів затухання поздовжньої хвилі та глинистості (за ГК) для пісковикових колекторів з різним типом флюїду (1 – вода, 2 – газ) (ДЦЗ)

За результатами досліджень у природних умовах коефіцієнт затухання хвиль в породах-колекторах з різним характером насичення залежить від типу флюїду не настільки несуттєво, як це впливає з результатів теоретичних і експериментальних досліджень на зразках ($\alpha_e < \alpha_z$ в декілька разів (300-400%) [3]). Хоч самі дослідники зауважують, що динамічні параметри поздовжніх хвиль найбільш чутливі до нафтогазонасиченості колекторів в області високих частот, тому що при збільшенні радіуса дослідження коефіцієнт диференціації акустичних параметрів у горизонтах різного насичення помітно зменшується.

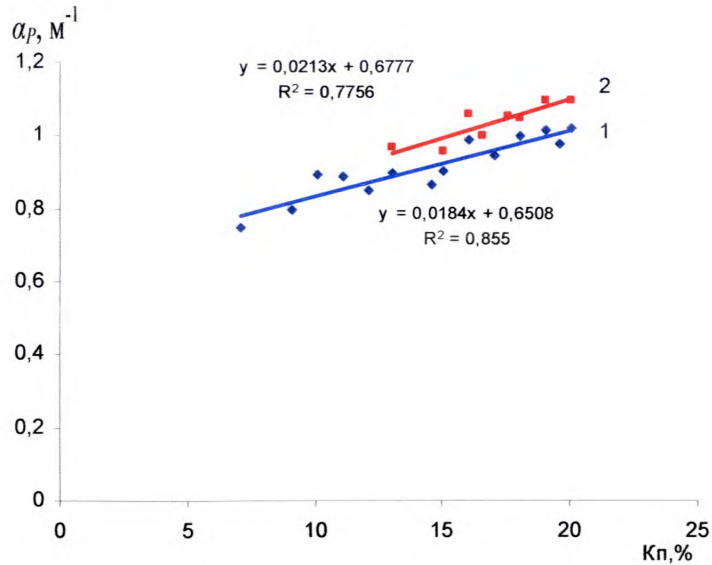


Рис. 5.3. Зв'язок коефіцієнтів затухання поздовжньої хвилі та пористості для пісковикових колекторів з різним типом флюїду (1 – вода, 2 – газ) (ДДЗ)

На перший погляд це суперечливі твердження. Але на нашу думку, по-перше, слід розмежувати теоретично-експериментальні висновки і результати, отримані в реальних свердловинних умовах (*in situ*). По-друге, необхідно враховувати при зіставленні результатів дані, зареєстровані різними апаратурними приладами. Різні довжини зондів і частоти запису визначають глибинність досліджень, а отже, і динамічні параметри хвиль, які розповсюджувалися в промитій зоні, зоні проникнення фільтрату (яка сама по собі є градієнтною зоною поступової зміни відсоткового вмісту природного флюїду) і незмінній частині пласта. При дослідженнях малими зондами (1-1,5 м) на високих частотах (25 кГц) здебільшого оцінюється розріз в зоні проникнення фільтрату промивної рідини. Першим приймачем серійних трьохелементних зондів реєструються амплітуди в ближній (більш інфільтрованої) зоні, а другим – в дальній зоні, де вміст залишкового газу значно вищий. Коефіцієнт затухання найбільш чутливий саме до зміни відсоткового співвідношення рідкої і газоподібної фази в поровому просторі. Тому під час досліджень спостерігається ефект значної різниці амплітуд, а отже, і стрибкоподібні зміни коефіцієнта затухання [3,4].

Наші дослідження проводилися на нижчих частотах (12 кГц), довжина зондів складала (1,5-3 м). Тому радіус досліджень був значно більший (приблизно, в 2 рази) за радіус дослідження серійних зондів, і ми охопили незначно змінену частину колекторів. У дальній зоні немає суттєвої зміни відсоткового вмісту природного флюїду (газу). Цим пояснюється не надто значна різниця в коефіцієнтах затухання пластів з різним типом флюїду.

На відміну від глинистості, пористість більше впливає на значення амплітуд (рис. 5.4), ніж коефіцієнта затухання (рис. 5.3), що теж підтверджується з результатами інших досліджень [85].

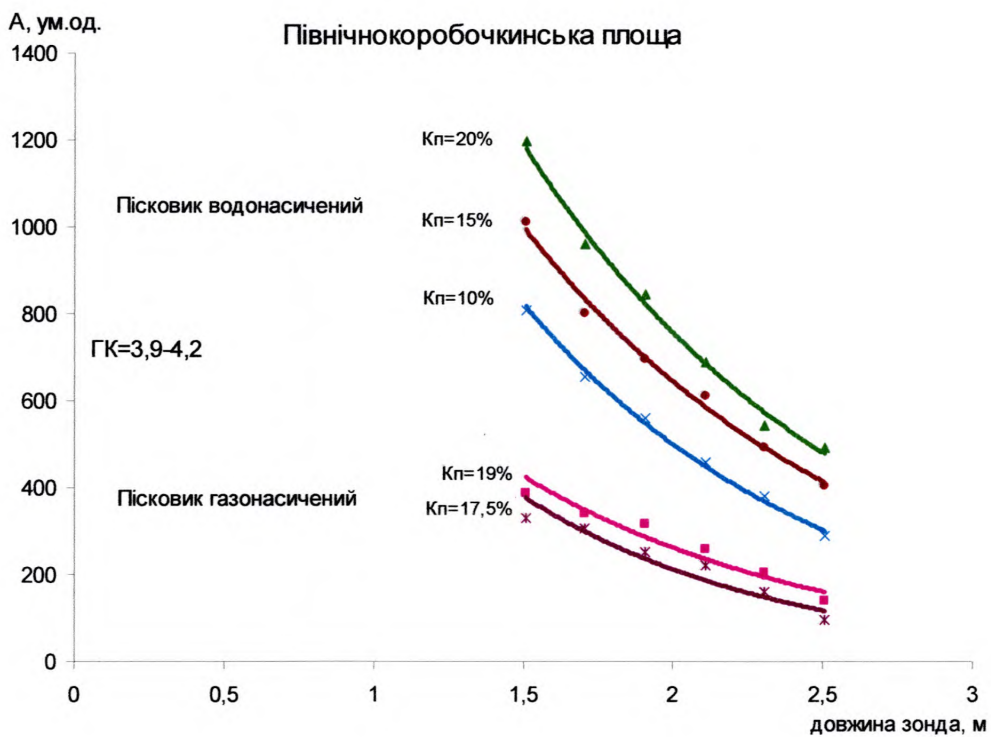


Рис. 5.4. Зіставлення амплітуд різноглибинних зондів БАК для водо- і газонасичених пісковиків різної пористості та однакової глинистості

Але все-таки визначальний вплив на значення амплітуд сигналу БАК здійснюється характером насичення колектора. Тому ми спрямуємо наші подальші дослідження на визначення характеру насичення колекторів за амплітудними характеристиками поздовжньої хвилі багатозондового АК.

5.2. Визначення характеру насичення порід за залежністю амплітуди поздовжньої хвилі від довжини зонда

З метою оцінки характеру насичення за даними АК у необсаджений свердловині нами розглянутий вплив порід-колекторів, насичених різним флюїдом, на динамічні характеристики поздовжньої хвилі. Для цього використовувалися амплітудні характеристики поздовжньої хвилі, які реєструють 16 приймачів приладу АМАК-2, що відповідає різним розмірам зонда. Принцип якісної оцінки характеру насичення колекторів згідно даним способом продемонстровано на рисунку 5.5 на прикладі однієї із свердловин Північного борту ДДЗ.

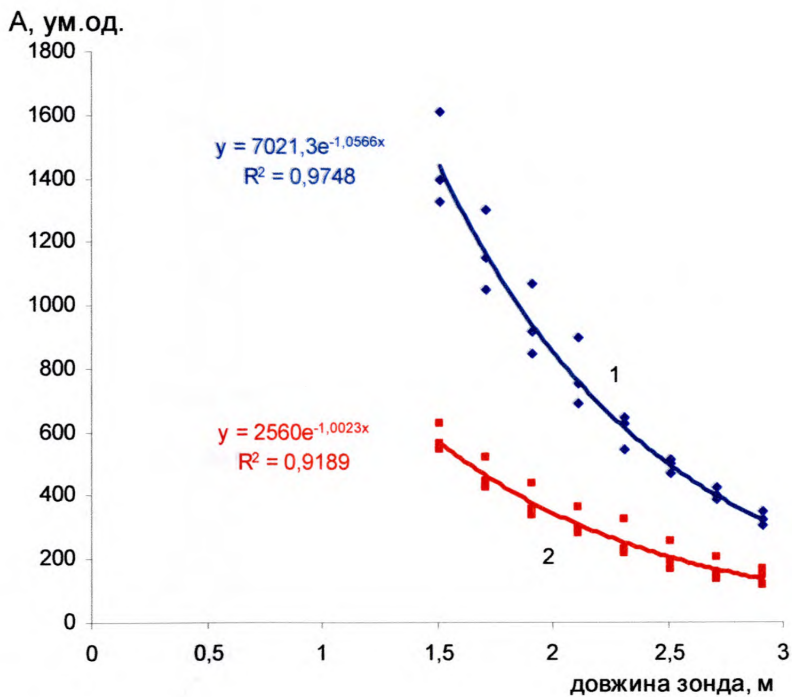


Рис. 5.5. Значення амплітуди поздовжньої хвилі, яка пройшла через водоносні (1) та газоносні (2) пласти-колектори, зареєстрованої багатозондовим приладом АМАК-2 (на прикладі свердловини 3 Північнокоробочкинської площі Північного борту ДДЗ)

Якщо продовжити отримані лінії тренду експоненціальної залежності амплітуди поздовжньої хвилі від розміру зонда навпроти водоносних (1) і газonosних (2) колекторів до нуля, то ми отримаємо значення амплітуди A_0 поздовжньої хвилі при довжині зонда $L \rightarrow 0$. Величина цього параметра A_0 буде суттєво відрізнятися для водоносних та газonosних колекторів (рис. 5.6).

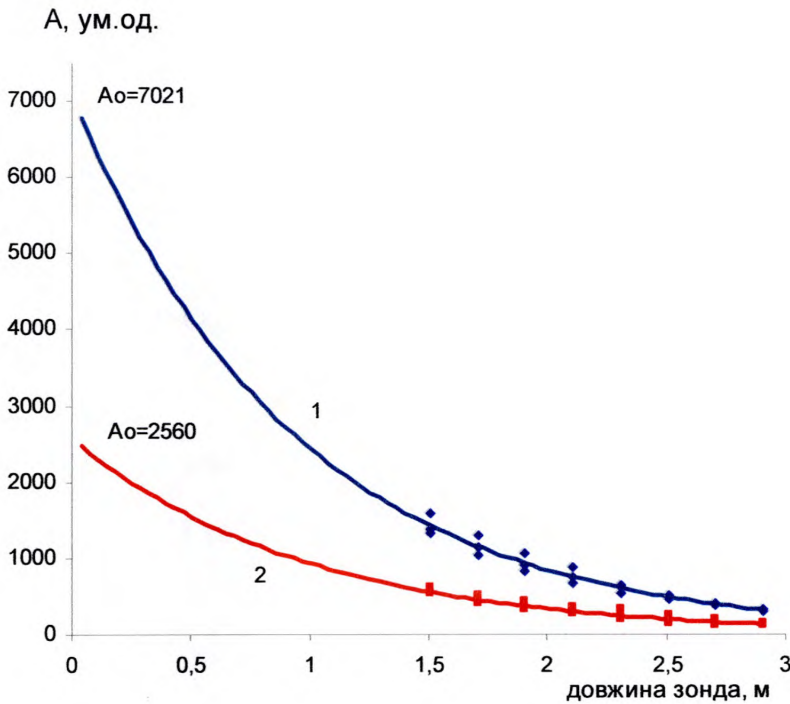


Рис. 5.6. Визначення параметра A_0 для водоносних (1) та газonosних (2) колекторів за залежністю амплітуди поздовжньої хвилі від довжини зонда

На основі такого поділу нами розроблено спеціальний алгоритм обробки результатів динамічних параметрів акустичного каротажу (амплітуд поздовжніх пружних хвиль) з метою визначення параметра A_0 .

Запропонований алгоритм опишемо на прикладі обробки амплітуд поздовжньої хвилі, зареєстрованої апаратурою АМАК-2 [131]. При спрацьовуванні випромінювача кожним приймачем реєструється сигнал $A_N(z, t)$, де за амплітуду поздовжньої хвилі i -го каналу приймають максимальну амплітуду в пакеті поздовжньої хвилі

$$A_i(z + l_i) = A_0(z) \cdot \exp(-\alpha_i \cdot l_i), \quad (5.1)$$

де $A_0(z)$ – гіпотетична амплітуда пружних коливань випромінювача навпроти гірських порід на глибині z ;

α_i – коефіцієнт затухання поздовжньої хвилі гірської породи на глибині $z + l_i$;

l_i – віддаль від випромінювача до i -го приймача.

Для того, щоб оцінити і врахувати $A_0(z)$ додатково використовуємо значення амплітуди j -го каналу

$$A_j(z + l_j) = A_0(z) \cdot \exp(-\alpha_j \cdot l_j). \quad (5.2)$$

Якщо α_j несуттєво відрізняється від α_i , а на практиці переважно так і є, то з рівнянь (5.1) і (5.2) знаходимо

$$\alpha_i = \frac{1}{l_j - l_i} \ln \frac{A_i}{A_j}.$$

Підставляємо вираз для α_i у формулу (5.1) і остаточно отримуємо

$$A_0(z) = \frac{A_i^2}{A_j} \exp\left(\frac{l_i}{l_j - l_i}\right). \quad (5.3)$$

Для визначення параметра A_0 за результатами свердловинних досліджень насамперед перевіряється якість отриманого матеріалу на ідентичність приймачів багатозондового АК. На зведених діаграмах нами вибрано декілька інтервалів, приурочених за комплексом ГДС до щільних порід. Навпроти них знімаються дані амплітуд поздовжньої хвилі, записаних приладом багатозондового АК (АМАК-2), та будується залежність цих амплітуд від довжини зонда, яка повинна мати вигляд експоненціальної

залежності. Дані приймачів, які не підпорядковуються цій залежності, вилучаються із подальшої обробки.

Далі, за наведеним вище алгоритмом, визначається параметр A_0 . На зведених діаграмах за результатами інтерпретації комплексу методів ГДС виділяються інтервали колекторів. У межах виділених пластів проводиться аналіз розрахованої кривої A_0 з метою визначення продуктивних інтервалів (низькі значення – продукт, високі – вода).

На рисунку 5.7 показано криву A_0 , розраховану за амплітудами повздовжньої хвилі 5-го і 7-го каналів, зареєстрованими апаратурою АМАК-2 у одній із свердловин Ольгівської площі північної околиці Донбасу. За величиною даного параметра досить добре розділяються продуктивні та водоносні колектори, які виділені за матеріалами повного комплексу ГДС та підтверджені результатами випробувань. Крім того, у нижньому потужному колекторі за даними ГДС виділено перехідну зону газ+вода. За даними наших досліджень (A_0) контакт газ-вода відмічається нижче. При випробуванні даного горизонту в інтервалі, визначеному згідно з ГДС як перехідна зона, отримано приплив газу без домішок пластової води, що показує ефективність використання параметра A_0 при дослідженні низькоомних колекторів.

Такі дослідження проведені нами також у ряді свердловин згаданих вище родовищ ДДЗ (рис. 5.8, 5.9) та підтверджують високу ефективність описаного підходу до оцінки характеру насичення порід-колекторів.

Суттєвою перевагою оцінки характеру насичення за даними параметра A_0 над методами питомого електричного опору, які є основними при вирішенні цієї задачі, є незалежність результатів від мінералізації пластових вод, наявності високопровідних мінералів у скелеті породи тощо. З огляду на це такий підхід підвищить ефективність інтерпретаційних робіт, особливо при наявності низькоомних колекторів та таких, які насичені прісними водами.

Використання запропонованого алгоритму при дослідженні обсадженої

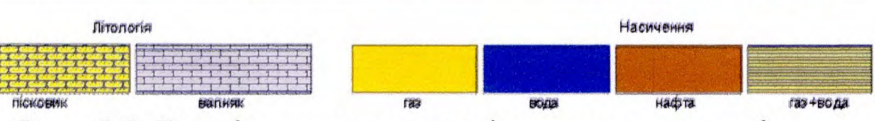
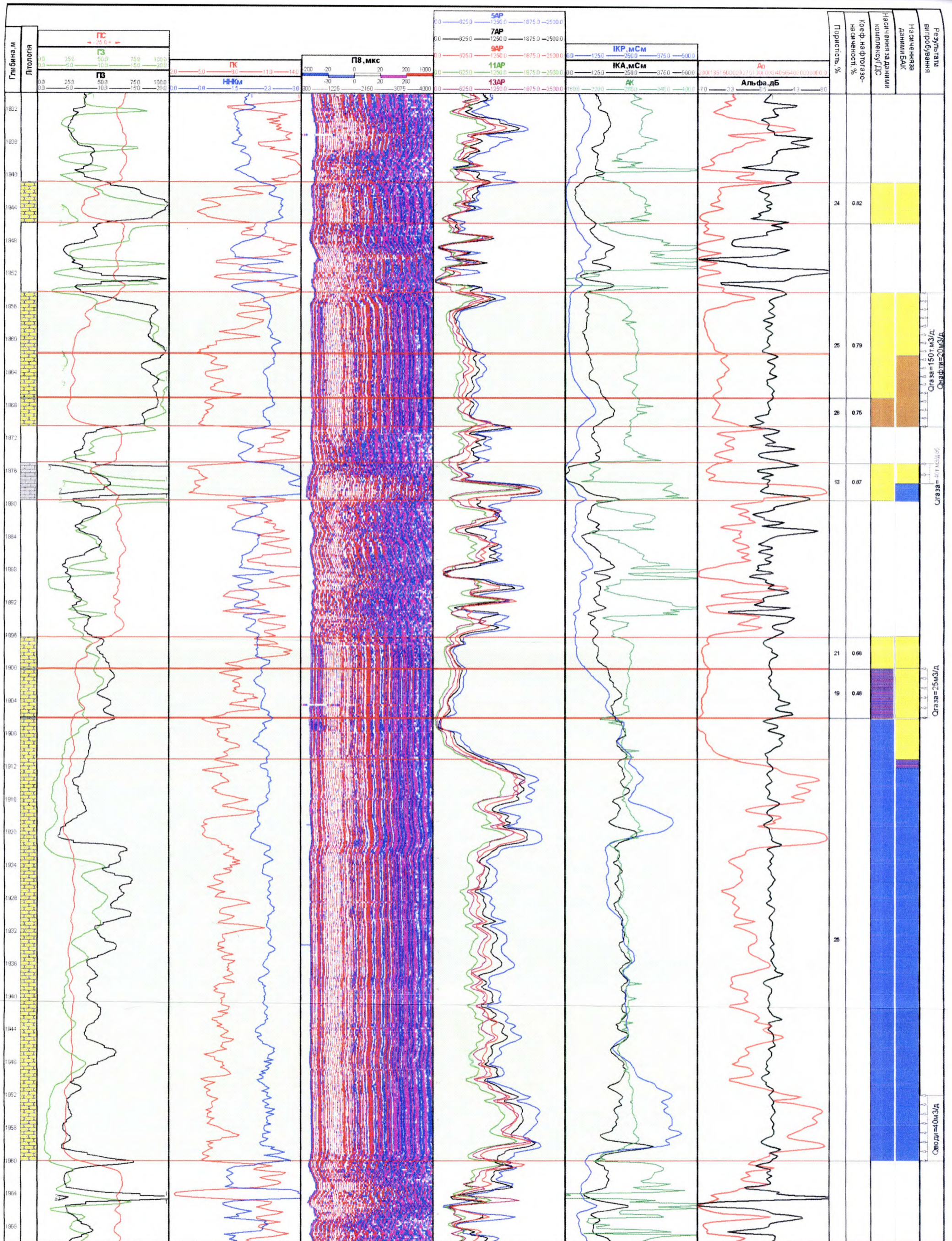


Рис. 5.7. Розділення колекторів на продуктивні та водоносні за даними багатозондового АК (параметр А0) та комплексом ГДС (геолого-геофізична характеристика однієї із свердловин Ольгівської площі)

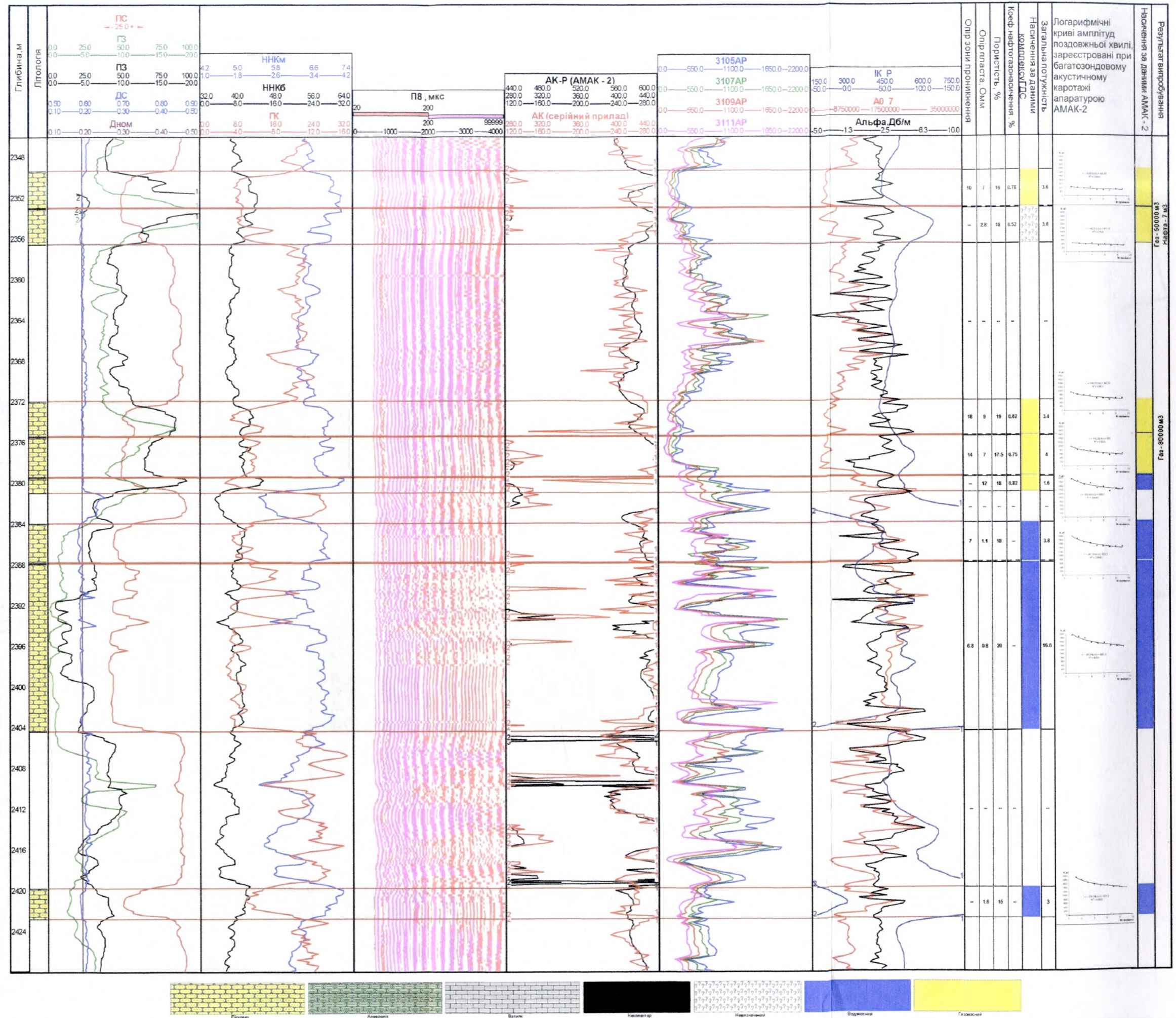


Рис. 5.8. Оцінка характеру насичення колекторів за параметром A_0 (на прикладі свердловини 3 Півнінокоробочкинської площі Північного борту ДДЗ)

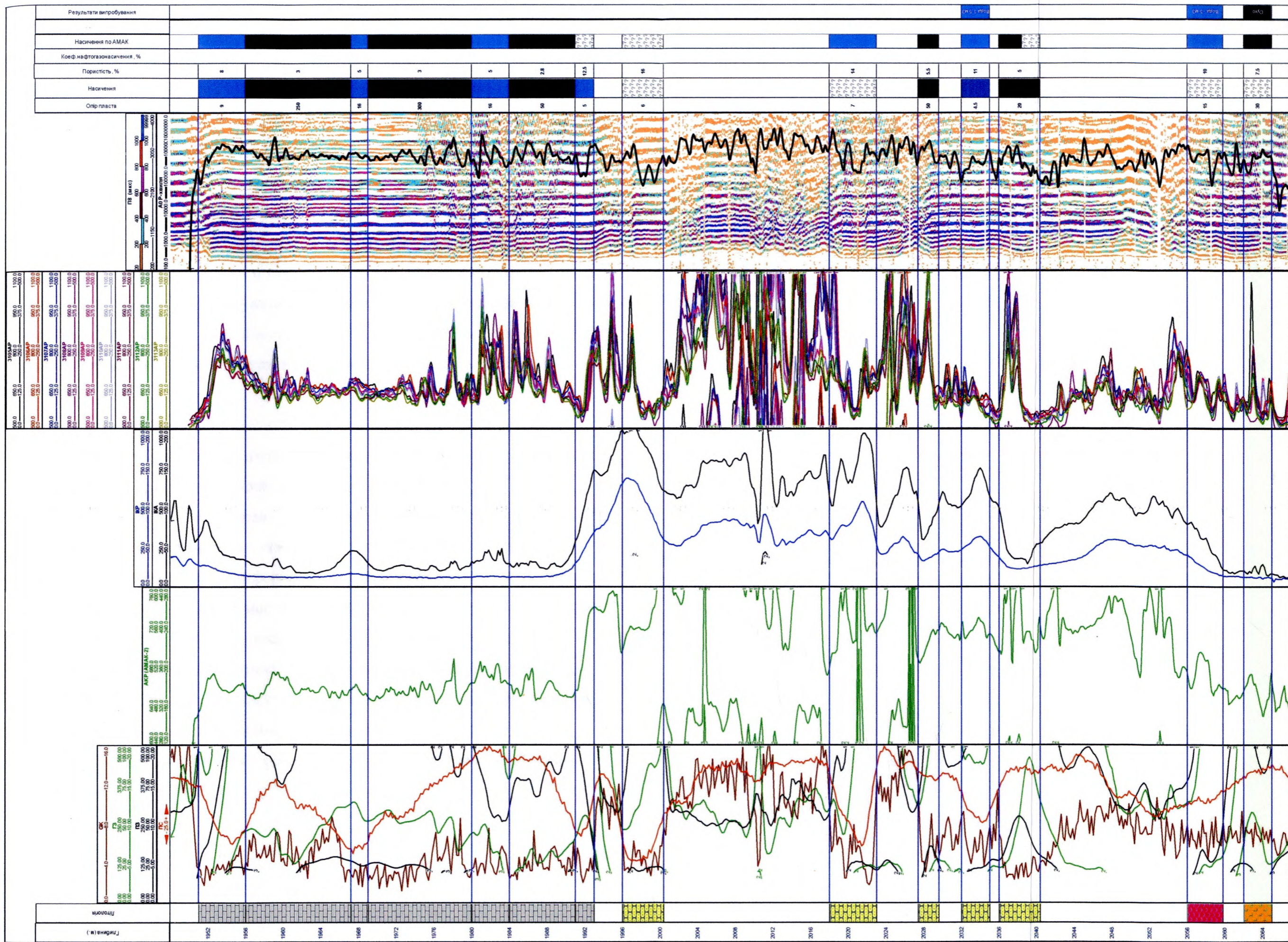


Рис. 5.9. Виділення продуктивних інтервалів за параметром А0 (Оливнівська площа)

свердловини потребує додаткового вивчення. Також обмеженням до застосування параметра A_0 є випадки, коли порушуються умови гетерогенного середовища, наявні колектори з вторинною пористістю (тріщинуваті, кавернозні) та наявні сильно промиті зони проникнення фільтрату бурового розчину (немає залишкового газонасичення порового простору колектора).

Підсумовуючи сказане вище, слід відмітити, що для оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними АК у необсадженої свердловині є всі теоретичні основи та практичні підтвердження. У подальшому отримані дані потребують накопичення результатів реальних свердловинних вимірювань та випробувань. Це дасть можливість провести дослідження щодо кількісного визначення коефіцієнту нафтогазонасиченості за даними параметру A_0 .

Висновки

Показано вплив пористості та глинистості на амплітуду поздовжньої хвилі за умови однококового характеру насичення колектора.

Встановлено, що серед динамічних характеристик найбільшою чутливістю до типу флюїду відзначається амплітуда поздовжньої хвилі.

Знайдено додатковий інформативний параметр поздовжньої хвилі АК, на який визначальний вплив має тип флюїду в поровому просторі колектора, – значення амплітуди A_0 поздовжньої хвилі при довжині зонда $L \rightarrow 0$.

Розроблено підхід до оцінки характеру насичення за параметром A_0 .

Ефективність оцінки характеру насичення колекторів за параметром A_0 підтверджується випробуваннями пластів-колекторів.

Результати досліджень, розкриті у даному розділі, опубліковані у наукових працях [130,131].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обґрунтовано методологічні підходи збільшення ефективності використання хвильового акустичного сигналу з метою підвищення інформативності акустичного каротажу.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи:

1) У результаті проведеного аналізу наукових джерел встановлено:

- визначення кута нахилу границь відбиття за даними АК потребує додаткових досліджень у зв'язку із суперечливістю підходів щодо уявлення про форму годографа відбитих хвиль;

- для комплексної інтерпретації даних сейсмозв'язки і ГДС одним із основних апріорних параметрів є значення густини середовища. Основний метод визначення цього параметра – ГГК-Г – проводиться у практиці ГДС у поодиноких свердловинах, тому необхідні дослідження щодо визначення густини гірських порід за даними інших методів ГДС;

- основні проблеми, що виникають на етапі оперативної інтерпретації при визначенні пористості теригенних порід-колекторів з врахуванням глинистості, за комплексом (АК+ПС) полягають у відсутності методу ПС (в обсаджених свердловинах) або його нечіткої диференціації розрізу, а за комплексом (АК+ГК) – у необхідності встановлювати емпіричні залежності між параметром ГК і коефіцієнтом глинистості;

- існуючі способи визначення характеру насичення колекторів за даними АК не знаходять практичного застосування через невисоку ефективність або необхідність використання апріорної інформації.

2) Удосконалено методику визначення кутів нахилу границь відбиття за даними фазокореляційних діаграм хвильового АК:

- проведені дослідження підтвердили, що годограф відбитої хвилі має гіперболічну форму;

- отримано нове рівняння для визначення кута нахилу границь відбиття;

- ефективність запропонованого підходу підтверджено результатами пластової нахилометрії та структурними побудовами.

3) Розроблено спосіб визначення густини гірських порід на основі використання кінематичних і динамічних параметрів акустичного сигналу:

- застосування ідеї псевдоакустичного перетворення для акустичного каротажу призвело до знаходження дієвого способу визначення густини за даними АК;

- ефективність запропонованого способу відновлення геогустинного розподілу підтверджено на модельних і реальних даних.

4) Розроблено алгоритм визначення поправки за глинистість на основі використання подвійного різницевого параметра гамма-каротажу для оцінки коефіцієнта пористості теригенних порід-колекторів за рівнянням середнього часу на етапі оперативної інтерпретації даних АК, при цьому:

- встановлено, що залежність між параметрами ПС і ГК для родовищ Північного борту ДДЗ обернено пропорційна ($\alpha_{\text{ПС}} + \Delta I_{\gamma} \approx 1$);

- отримано нове співвідношення для визначення коефіцієнта пористості з врахуванням глинистості теригенних порід за комплексом методів АК і ГК на етапі оперативної інтерпретації даних.

- ефективність розробленого алгоритму визначення коефіцієнта пористості за комплексом методів АК і ГК підтверджено результатами кернових вимірювань.

5) Встановлено, що серед динамічних параметрів поздовжньої хвилі акустичного сигналу амплітуди, зареєстровані при проведенні багатозондового АК, характеризуються найбільшою інформативністю для розв'язку задачі оцінки характеру насичення колекторів. Цей висновок зроблено на основі порівняльного аналізу впливу пористості, глинистості та типу флюїду на амплітуду поздовжньої хвилі.

Уперше запропоновано, як додатковий інформативний параметр сигналу багатозондового АК для визначення характеру насичення

колекторів, використовувати значення амплітуди A_0 поздовжньої хвилі при довжині зонда $L \rightarrow 0$:

- розроблено основні підходи до визначення параметра A_0 та оцінки характеру насичення колекторів за даними цього параметра;

- ефективність використання параметра A_0 підтверджується випробуваннями пластів-колекторів.

Упровадження результатів проведених досліджень у практику ГДС підвищить інформативність хвильового акустичного каротажу не тільки з метою визначення ємнісних параметрів порід-колекторів, а й для параметричного забезпечення сейсморозвідки, що сприятиме ефективності геолого-геофізичних робіт у цілому.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Петкевич Г.И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород (опыт комплексирования с другими методами) / Г.И.Петкевич, Ю.Н.Усенко, Г.И.Притулко. – К.: Наукова думка, 1982. – 172с.
2. Акустические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов, Б.Н. Ивакин. – М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1972. – 296 с.
3. Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б.Н.Ивакин, Е.В.Карус, О.Л.Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 320 с.
4. Булатова Ж.М. Акустический каротаж / Ж.М.Булатова, Е.А.Волкова, Е.Ф.Дубров. – Л., Недра, 1970. – 264с.
5. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Ильинский, Ю.А. Лимберг, З.К. Козина./ Под ред. Н.А. Савостьянова. – М.: Недра, 1984. – 230 с.
6. Козяр В.Ф. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития / В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов // Каротажник. – 1999. – Вып.63. – С. 11–117.
7. Лещук В.В. Геоакустические исследования околоскважинной среды / В.В.Лещук. – К.: Наукова думка, 1977. –156с.
8. Петкевич Г.И. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.И.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Филатов. – Киев: Наукова думка, 1985. – 232с.
9. Arroyo Franco J.L. Sonic investigations in and around the borehole / J.L.Arroyo Franco, G.S.De, L.Renlie, S.Williams // Oilfield Review. – 2006. – V.18, № 1. – P.14–33.
10. Белоконь Д.В. Акустические исследования разрезов нефтегазовых скважин через обсадную колонну / Д.В.Белоконь, В.Ф.Козяр, Н.А.Смирнов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.8–30.

11. Еникеев В.Н. Использование метода ВАК для оценки фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений Когалымской группы месторождений нефти / В.Н. Еникеев, В.Г. Рафиков, В.В. Куликов // Каротажник. – 2000. – №77. – С.109-117.

12. Козяр В.Ф. Измерения параметров упругих волн зондами с монополярными и дипольными преобразователями (результаты промышленных испытаний) / В.Ф. Козяр, Н.А. Смирнов, Д.В. Белоконь, Н.В.Козяр // Каротажник. – 1998. – №42. – С.14-30.

13. Будыко Л.В. Об акустическом каротаже полной энергии / Л.В.Будыко, В.Б. Спивак, Ю.Д. Щербаков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.37-58.

14. Rafavich F. The relationship between acoustic properties and petrographic character of carbonate rocks / F. Rafavich, D. Kendall // Geophysics. – 1984. – №49. – P.1622-1636.

15. Машинский Э.И. Неупругие сейсмические эффекты и расширение возможностей методики прогнозирования геологического разреза / Э.И.Машинский // Геофизика. – 1996. – №6. – С.20-23.

16. 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. – 119с.

17. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И.Орлов, Е.Н.Карпов, В.Г.Топорков. – М.: Недра, 1987. – 261с.

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

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

20. Кашуба Г.О. Стан і перспективи розвитку методу і апаратури акустичного каротажу / Г.О.Кашуба, Р.Ф.Федорів // Зб. Наук.пр. Матеріали 6-

ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000”.-Том 1.-Івано-Франківськ: Факел. – 2000. – С.316-317.

21. Гик Л.Д. Физическое моделирование при оценке прогнозов нефтегазоносности по данным акустического каротажа / Л.Д.Гик // Геофизика. –1997. – № 1. – С.24-32.

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

23. Ramamoorthy R. Total porosity estimation in shaly sand from shear modulus / R.Ramamoorthy, W.F.Murphy, C.Coll // SPWLA 36th Annual Logging Symposium in Paris. – 1995,June26-29. – paper H.

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

25. Курьянов А.Ю. Опыт применения широкополосного акустического каротажа с цифровой регистрацией на месторождениях Западной Сибири / А.Ю.Курьянов, Ю.В.Терехин, А.И.Завьялец. – Тюмень: изд. Запсибнефтегеофизика, 1987. – 57с.

26. Дзевань И.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью / И.П.Дзевань. – М.: Недра, 1981. – 160с.

27. Воцалевский З.С. Обработка данных волнового АК с использованием исследовательской версии системы, базирующейся на СЦС-5 и акустическом мониторе / З.С.Воцалевский, В.А.Зеренинов, Г.В.Каширин и др. // Каротажник. – 1998. – №50. – С. 43-54.

28. Марков М.Г. О полной энергии сигнала акустического каротажа / М.Г.Марков // Каротажник. – 1996. – №21. – С.62-69.

29. Naville C. Detection of permeable fractures by dipole shear anisotropy logging / C.Naville, D.Beland, J.P.Yver, J.Perrin // SPWLA 36th Annual Logging

Symposium in Paris, 1995, June 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1995. – V. 36. – P. 45-47.

30. Joyce B. Advanced interpretation of fractured in unconsolidated gas sands / B.Joyce, D.Patterson, J.Thomas // SPWLA 36th Annual Logging Symposium in Paris, 1998, May 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.122-123.

31. Motet D. Combining dipole shear sonic imager and formation microscanner to evaluate fractured formation / D.Motet, J.P.Yver // AFM Reservoir characterization Review.-1992.-№4.-P.31-39.

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

33. Андреев А.Ф. Использование волны Лэмба для исследования горных пород в скважинах / А.Ф.Андреев, С.В.Красавин // Вопросы технологии геохимических и геофизических исследований при геологоразведочных работах и охране окружающей среды. – М.: ВНИИ Геоинформсистем. – 1989. – С.28-35.

34. Dominguez H. Permeability estimation in naturally fractured field by analysis of Stoneley waves / H.Dominguez, G.Perez // The Log Analyst. – 1991. – V.32. – №3. – P.120-128.

35. Опыт применения широкополосного акустического каротажа с цифровой регистрацией на месторождениях Западной Сибири / Ю. А. Курьянов, Ю.В. Терехов, А.Н. Завьялов и др. – Тюмень: изд. Запсибнефтегеофизика, 1987. –57 с.

36. Buffin A. Permeability from waveform sonic data in the Otway basin / A.Buffin, A.Sutherland // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.95-96.

37. Sinha A. A new method for deriving permeability from borehole Stoneley waves and its application in the North Mongas field of Eastern Venezuela

/ A.Sinha, M.Rangel, R.Barbato, X.Tang // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.67-69.

38. Tang X. Fracture Hydraulic conductivity estimation from borehole Stoneley wave transmission and reflection data / X.Tang // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.31-33.

39. Edo T. Fracture and permeability evaluation in a fault zone from sonic waveform data / T.Edo, H.Ito, M.Badri, M.El Sheikh // SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997, June 15-18, Abstr. Log Analyst. – 1997. – V.38. – P.55-56.

40. Paillet F.L. Qualitative and quantitative interpretation of fracture permeability using acoustic full-waveform logs / F.L.Paillet // The Log Analyst. – 1991. – V.32. – №3. – P.256-270.

41. Wu X. Estimation of permeability from attenuation of the Stoneley wave in a borehole / X.Wu, K.Wang // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66th Annual Meet., Denver, Colo, 1996, November 10-15, V.1 – Tulsa (Oklahoma). – 1996. – C.BG3.7.

42. Кокшаров В.З. Волна Лэмба и ее связь с проницаемостью / В.З.Кокшаров // Исследования по многоволновому каротажу и сейсмомоделированию. – Новосибирск: изд. ИГиГ СО АН СССР. – 1990. – С.3-12.

43. Goldberg D. Shear-wave processing of sonic log waveforms in a limestone reservoir / D.Goldberg, W.T.Gant // Geophysics. – 1988. – V.53. – №5. – P.668-676.

44. Minear J.W. Full-wave acoustic logging / J.W.Minear, C.R.Fletcher // CWLS – SPWLA 24th Annual Logging Symposium in Calgary. – 1983. – paper EE. – P.1-13.

45. Марков М.Г. Некоторые проблемы обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли / М.Г.Марков // Каротажник. – 2000. – №72. – С.34-41.

46. Козяр В.Ф. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) / В.Ф.Козяр, Н.К.Глебочева, Н.Я.Медведев // Каротажник. – 1999, – №56. – С.52-59.
47. Крутин В.Н. Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты / В.Н.Крутин, М.Г.Марков // Каротажник. – 1999. – №57. – С.16-22.
48. Будыко Л.В. Об определении проницаемости по материалам волнового АК / Л.В.Будыко // Каротажник.-2000.-№72.-С.56-63.
49. Марков М.Г. О выборе моделей при решении прямых и обратных задач в теории АК в пористых проницаемых средах / М.Г.Марков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.27-36.
50. Tang X.M. Joint International of Formation Permeability from Wireline Acoustic, NMR and Image log Data / X.M.Tang, M.Altunbay, D.Storey // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, May 26-29. – 1998, – P.KK1-KK14.
51. Марков М.Г. Синтетические волновые картины АК в проницаемых породах / М.Г.Марков, А.Ю.Юматов // Автоматизированная обработка данных геофизических и геотехнических исследований. – Калинин. – 1989. – С.81-85.
52. Rosenbaum J.N. Synthetic microseismogram: logging in porous formation / J.N. Rosenbaum // Geophysics. – 1974. – V.39. – №1. – P.14-32.
53. Cheng C.H. Effects of in situ permeability on the propagation of Stoneley (tube) waves in a borehole / C.H.Cheng // Geophysics. – 1987. – V.52. – №9. – P.1279-1289.
54. Коноплев Ю.В. Выделение невыработанных нефтяных пластов в эксплуатационных скважинах и проницаемых интервалов в разведочных скважинах по данным сейсмоакустических исследований / Ю.В.Коноплев, В.Н.Лисицкий, В.П.Логинов и др. // Каротажник. – 1998. – №50. – С.54-63.
55. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических

исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261с.

56. Косолапов А.Ф. Оценка нефтеводонасыщенности терригенных коллекторов по данным акустического каротажа / А.Ф.Косолапов // Куйбышев: ТатНИПИнефть. – 1971. – вып.ХІХ. – С.82-85.

57. Поляков Е.Е. Применение широкополосного волнового акустического каротажа для определения характера насыщения и ФЕС коллекторов через колонну / Е.Е.Поляков, А.Я.Фельдман, В.И.Ищенко, Е.А.Федорова // Каротажник. – 1997. – №33. – С.18-29.

58. Добрынин В.М. Новая технология определения текущей нефтенасыщенности / В.М.Добрынин, А.В.Городнов, В.Н.Черноглазов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.57-67.

59. Moos D. Sonic logging through casing for porosity and fluid characterization in the Wilmington field, CA / D.Moos, J.Dvorkin // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66th Annual Meet., Denver, Coto, 1996, November 10-15, – Tulsa (Oklahoma), – 1996. – V.1. – С.BG2.5.

60. Saxena V. Hydrocarbon evaluation through modulus decomposition of sonic velocities in shaly sands / V.Saxena // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.76-78.

61. Ramamoorthy R. Fluid identification through dynamic modulus decomposition in carbonate reservoirs / R.Ramamoorthy, W.F.Murphy // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.131-133.

62. Добрынин В.М. Опыт применения волнового акустического каротажа для оценки текущей нефтенасыщенности пластов / В.М.Добрынин, А.В.Городнов, В.Н.Черноглазов и др. // Каротажник. – 2000. – №71. – С.21-27.

63. Condessa L.G. Hydrocarbon identification in fresh-water bearing reservoirs using dynamic Poisson's ratio: a case study / L.G.Condessa // Trans. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, 1995, June 26-29, paper K.

64. Hornby B.E. Analysis of full-waveform sonic data acquired in unconsolidated gas sands / B.E.Hornby, E.C.Pasternack // SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.93-94.

65. Бетчер С.А. Прогноз текущей нефтенасыщенности терригенных коллекторов по материалам волнового АК / С.А.Бетчер, В.А.Зеренинов, Б.З Лабковский. // Каротажник. – 1998. – №48. – С.15-22.

66. Ахияров В.Х. Новые промыслово-геофизические технологии контроля результатов разработки месторождений углеводородов / В.Х. Ахияров, Е.Е. Поляков, М.Л. Микин и др. // Геоинформатика. – 1996. – №4-5. – С.95-101.

67. Поляков Е.Е. Современные геофизические технологии контроля разработки газовых и нефтяных месторождений / Е.Е. Поляков, В.Г. Фельдман, В.Г. Фоменко и др. // Каротажник. – 1998. – №52. – С.46-49.

68. Левянт В.Б. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ / В.Б.Левянт, К.Е.Закревский, В.И.Пораскун. – М., 2000, - 64с.

69. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimension Seismic Data / A.R.Brown. – Tulsa, AAPG Memoir 42, 2004. – 542p.

70. Боганик Г.Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г.Н.Боганик, И.И.Гурвич. – Тверь: Изд.АИС, 2006, - 744с.

71. Славкин В.С. Моделирование природных резервуаров нефти и газа на основе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения / В.С.Славкин, Е.А.Копилевич. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 168с.

72. Розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсмозв'язки (методичні рекомендації) / В.Г.Колісніченко, Г.О.Кашуба, В.А.Рюмін // Визначення пріоритетних нафтогазоперспективних площ та об'єктів в межах північних окраїн Донбасу, перспектив нафтогазоносності перехідних та мілководних зон півдня України та розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсмозв'язки. Звіт: Дог. № 4-НДР-07, 2007. – 276с.

73. Рабинович Г.Я. Акустические исследования разрезов скважин в рудных районах: Автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук / Г.Я. Рабинович. – М., 1971. – 18с.

74. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование / Е.И.Гальперин. – М.: Недра, 1971. – 264с.

75. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсмозв'язкой / Г.Н.Гогоненков. – М.: Недра, 1987, – 221с.

76. Сейсмозв'язка. Справочник геофизика / Под ред. И.И. Гуврича, В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1981.

77. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н.Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 448с.

78. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А.Ханин. – М.: Недра, – 1976. – 204с.

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

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

81. Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції): дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук / Федоришин Дмитро Дмитрович – Львів, 1999. –

288с.

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

83. Карпенко А.Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по ΔT) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба / А.Н.Карпенко // Геофизический журнал. – 2005. – №4, – Т.27. – С.626-635.

84. Авчан Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г.М.Авчан. – М.: Недра, 1972. – 145 с.

85. Старостін А.В. Геофізичне моделювання з метою контролю вилучення вуглеводнів у процесі розробки продуктивних порід-колекторів складної будови (на прикладі родовищ ДДЗ): дис. на здобуття наук. ступеня канд. геолог. наук. – Івано-Франківськ, – 2009. – 226с.

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

87. Сільвейн Дж. Пірсон Справочник по интерпретации данных каротажа– М.: Недра, 1966. – 414 с.

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

89. Карпенко О.М. Науково-методичні засади оцінки ємнісно-фільтраційних властивостей гірських порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень / автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук: спец. 04.00.22 "Геофізика" / Карпенко Олексій Миколайович; Київ. Київський національний університет ім. Т. Шевченка. – Київ, 2005. – 24с.

90. Патент № 86678 Україна, МПК G01V 1/28, G01V 5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Кашуба Г.О., Кулик В.В., Бондаренко М.С.; заявник і патентовласник Інститут геофізики НАН України. – № а200707907; заявл. 13.07.2007; опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.

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

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

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

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

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

96. Федорів Р.Ф. Система автоматичного пошуку, виділення та відбору першого вступу сигналу акустичного зонда / Р.Ф.Федорів, Г.О.Кашуба // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 1997. – Вип. 34, том 1. – С. 131 – 142.

97. Кашуба Г.О. Теоретичні та методичні основи визначення ємнісних параметрів порід-колекторів за даними інтерпретації акустичних хвильових полів, - дис. на здобуття наук. ступеня канд. геолог. наук, – Івано-Франківськ, – 2004 р, – 150 с.

98. Журавлев Т.Б. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно построенных низкопоровых карбонатно-терригенных отложений /

Т.Б.Журавлев, А.Н.Тропин, К.В.Чернолецкий и др. // Каротажник. – 2009. – Вып.178. – С.15–29.

99. Тимошенко А.П. Опыт применения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для оценки коллекторских свойств и текущей газонасыщенности пластов Северо-Ставропольского подземного хранилища газа / А.П.Тимошенко, А.А.Зименко, Л.М.Едигорьянц и др. // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.122–132.

100. Кулик В.В. Спільне використання методів радіоактивного і акустичного каротажу для визначення пористості пластів в обсаджених свердловинах / В.В.Кулик, М.С.Бондаренко, Г.О.Кашуба та ін. // Вісник КНУ ім. Т. Шевченка, сер. “Геологія”, – 2007. – Вип. 41-42. – С. 103–106.

101. Дворкин В.И. Особенности изменения нефтенасыщенности в прискважинной зоне коллекторов в обсаженных скважинах / В.И.Дворкин // Каротажник. – 2004. – Вып.7(120). – С.66-81.

102. Малев А.Н. Исследование методических возможностей двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для определения текущей газонасыщенности / А.Н. Малев, И.В. Бабкин // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.153 –168.

103. Голиков Н.А. Влияние насыщенности флюидом на динамические характеристики Р и S волн в образцах горных пород / Н.А.Голиков, А.Д.Заикин // SPWLA / EAFO / RGU NG Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин “Москва – 98”, 8-11 сентября 1998. Доклад М.1.1.

104. Кушнарев С.В. Использование акустического зондирования для изучения нефтегазоносных коллекторов Западной и Восточной Сибири / С.В. Кушнарев, А.П. Базылев, В.З. Кокшаров, Ю.А. Нефедкин // SPWLA / EAFO / RGU NG Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин “Москва – 98”, 8-11 сентября 1998. Доклад В.1.6.

105. Муц С.Є. Визначення нахилу пласта за даними АКШ / С.Є.Муц, Ю.В.Філатов // Зб. Наук.пр. Матеріали 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф.

“Нафта і газ України – 2000”. – Том 1. – Івано-Франківськ: Факел. – 2000. – С.307-308.

106. Muts S. Structured interpretation of phase-correlation diagrams of broadband acoustic log / S.Muts // Carpathian petroleum conference ”Application of modern exploration methods in a complex petroleum system”. – Wysowa, Poland. – 2001. – P.72-73.

107. Підрахунок запасів нафти, газу і конденсату Південно-Гвіздецького родовища (заклучний) // Звіт про науково-дослідну роботу. ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”. Тема 177-ц/95, том 1. – Івано-Франківськ, 1998.

108. Муц С.Е. Структурная интерпретация фазокорреляционных диаграмм широкополосного акустического каротажа / С.Е.Муц // Труды Пятого Междунар. научного симпозиума им. ак. М.А.Усова ”Проблемы геологии и освоения недр”. – Томск: STT. –2001. – С.293-296.

109. Муц С.Є. Нові можливості детального вивчення навколосвердловинного простору методом широкосмугового акустичного каротажу / С.Є.Муц, Ю.В.Філатов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-Івано-Франківськ: Факел. – 2002. – №1. – С.33-36.

110. Муц С.Є. Визначення геогустинного розподілу за даними акустичного каротажу / С.Є.Муц // Тези доповідей наук.-практ. Конференції «Нафтогазова геофізика – стан та перспективи». – Івано-Франківськ. – 2009. – С.200-202.

111. Муц С.Є. Визначення параметрів середовища за даними акустичного каротажу з метою прогнозування геологічного розрізу / С.Є.Муц, Ю.В.Філатов // Наук. вісник НГАУ.-Дніпропетровськ.-2001.-№5.- С.22-23.

112. Математичні методи в нафтогазовій геології: підруч. для студентів вищих навч. закладів / [Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Маєвський Б.Й. та ін.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 276с.

113. Алгоритмізація, програмування, числові та символічні обчислення в пакеті MathCAD / [Паранчук Я.С., Маляр Р.Я., Паранчук Р.Я., Головач І.Р.]. – Львів: Львівська політехніка, 2008. – 164с.
114. Кобранова В.Н. Петрофізика. Учебник для вузов / В.Н.Кобранова. – М.: Недра, 1986. – 392с.
115. Ізотова Т.С. Інтерпретація даних ГДС тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпатського прогину на основі комп'ютерних технологій / Т.С. Ізотова, А.О. Пуш, О.В. Бондаренко, Т.В. Вертепний, Г.Й. Кушта // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – 2006. – С.74 – 79.
116. Локтєв А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / дис. на здобуття наук. ступеня к-та геол. наук : спец. 04.00.17 "Геологія нафти і газу" / Локтєв Андрій Валентинович; Івано-Франківськ. ІФНТУНГ. - Івано-Франківськ, 2004. – С. 173.
117. Minh C.C. NMR Petrophysics in Thin Sand/Shale Laminations / C.C.Minh, P.Sundaraman // SPE 102-435-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio.September 24-27. – 2006. – P.322-328.
118. Свихнушин Н. Исследование тонкослоистых коллекторов нефти и газа. Новые технологии ГИС / Н. Свихтушин, Р. Тухраев, К. Шмыгин // Нефтегазовое обозрение. – 2002.– С.46-51.
119. Вакарчук С.Г. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності верхньомайкопських, середньо майкопських і тортонських відкладів на родовищі Субботіна / С.Г. Вакарчук, О.А. Шевченко, Т.Є. Довжок, П.М. Чепіль, М.В. Марченко, Ю.А. Караваєва // Нафтогазова геофізика – стан та перспективи: Міжнар. конф., Івано-Франківськ, 25–29 травня, 2009 р. / тези доп. – Івано-Франківськ, 2009. – С. 43-47.
120. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплексом

палеток) / И.В.Голвацкая, Ю.А.Гулин, Ф.К.Еникеева и др.– Калинин: изд. ВНИГИК, 1984.

121. Мрозовская С.В. Изучение влияния глинистых минералов на показания акустического, нейтрон-нейтронного и плотностного каротажа в терригенном разрезе / С.В.Мрозовская // Каротажник. – 2006. – Вып.9(150). – С.22-35.

122. Муц С.Є. Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу / С.Є.Муц // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2010. – №1(34). – С.132-137.

123. Кашуба Г.О. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК / Кашуба Г.О., Муц С.Є. // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14-17 жовтня 2009р. – Київ. 2009. – С.178-180.

124. Крамер Г. Математические методы статистики. – М.: Мир, 1975. – 648 с.

125. Земцов Е.Е. О влиянии нефтяных и газовых залежей на динамические характеристики отраженных волн / Е.Е.Земцов // Разведочная геофизика. – 1965. – Вып.8. – С.34-41.

126. Аркадьев Е.А. Аппаратурно-методический комплекс многозондового акустического каротажа АМАК-2 / Е.А. Аркадьев, А.М. Блюменцев, Е.В. Забнев, В.П. Цирюльников. // Каротажник. – 2004. – Вып.122. – С.66 –76.

127. Кашуба Г.О. Використання методів АК і РК для дослідження колекторів нафти і газу в обсаджених свердловинах / Г.О.Кашуба, В.В.Кулик, М.С.Бондаренко, Ю.О.Сніжко // Матеріали Всеукраїнської наукової конференції “Моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища”. Київ – 2006, с. 165–167.

128. Кашуба Г.А. Возможности аппаратурно-методического комплекса многозондового волнового акустического каротажа АМАК-2 при решении

геологических задач в нефтяных и газовых скважинах / Г.А. Кашуба, В.Г. Стельмах // Каротажник. – 2008. – Вып.170. – С.30–41.

129. Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології “Геопошук” / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254с.

130. Кашуба Г.О. Оцінка характеру насичення порід-колекторів за даними амплітуди “нульового зонда” багатозондового акустичного каротажу / Г.О.Кашуба, С.Є.Муц, Р.Ф.Федорів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ – 2010. – №2(24). – С.15-22.

131. Кашуба Г.О. Якісна оцінка характеру насичення порід-колекторів за даними багатозондового АК / Г.О.Кашуба, Р.Ф.Федорів, С.Є.Муц // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14-17 жовтня 2009р. – Київ. 2009. – С.176-178.

Додаток А

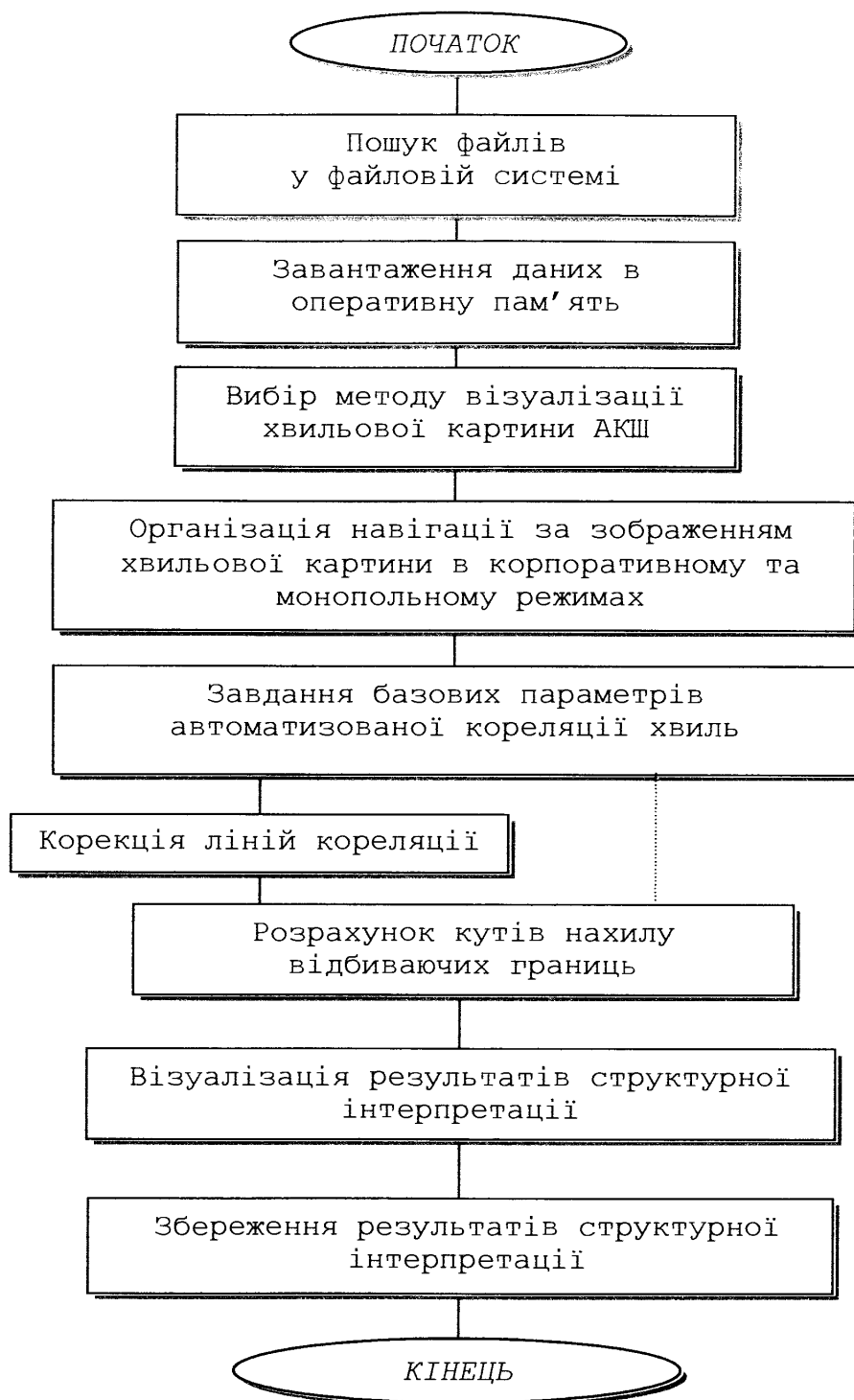


Рис. А.1 - Блок-схема програми структурної інтерпретації хвильових картин АКШ

Додаток Б

Опис програми структурної інтерпретації хвильових картин АКШ

Алгоритм програми містить такі основні блоки:

- пошук в файловій системі інформації АКШ;
- завантаження даних в оперативну пам'ять програми;
- вибір методу візуалізації хвильової картини АКШ;
- навігація за зображенням хвильової картини в корпоративному та монопольному режимах;
- завдання базових параметрів автоматизованої кореляції хвиль;
- корекція ліній кореляції (у разі потреби);
- кореляція відбитих хвиль (оператор);
- розрахунок кутів нахилу відбиваючих границь;
- візуалізація отриманих результатів структурної інтерпретації (таблиця);
- збереження результатів інтерпретації.

Форми створеної програми зображено на рис. Б.1.

При запуску файла програми структурної інтерпретації *Akust_ugol.exe* відкриває головне вікно програми. Для завантаження в оперативну пам'ять програми інформації АКШ необхідно натиснути кнопку *Ввод* (рис. Б.2, червона стрілка), у результаті чого з'являється віконечко діалогу відкриття файла АКШ. Після вибору необхідного файла у віконечку діалогу натискається кнопка *Открыть*: у головному вікні з'являється етикетка файла з вказаними параметрами запису хвильових картин, формулою зонда, назвою свердловини, інтервалу дослідження (рис. Б.2, зелена стрілка).

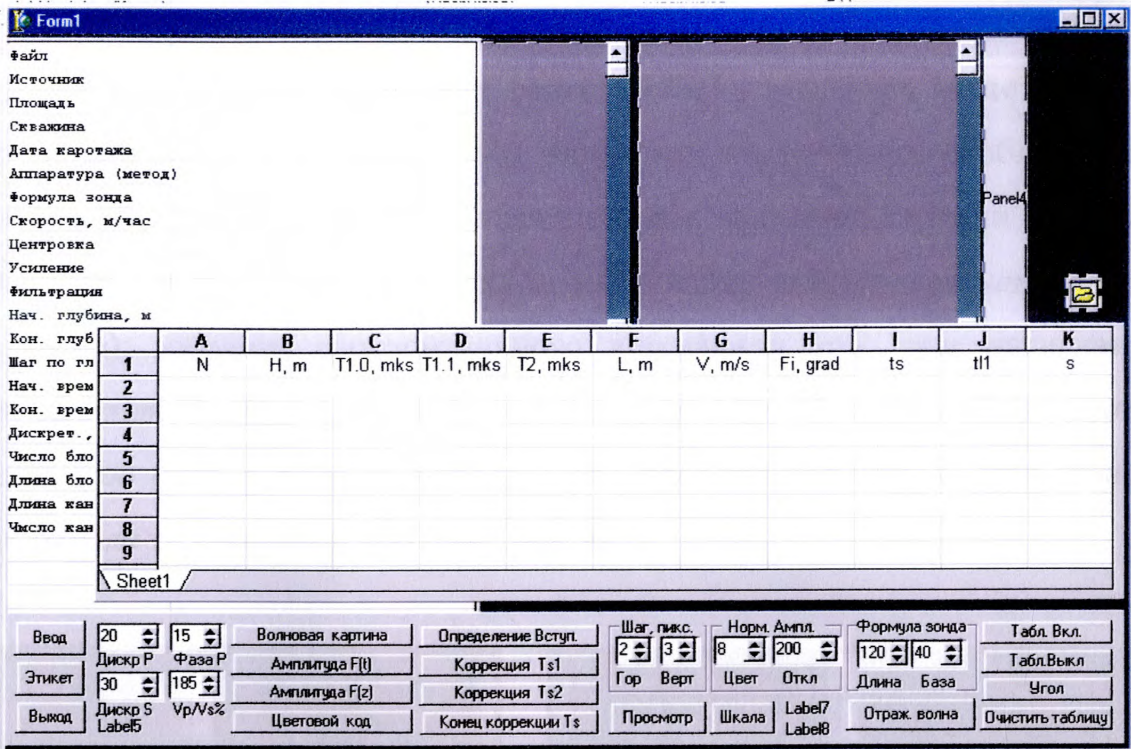


Рис. Б.1 – Формы програми структурної інтерпретації хвильових картин

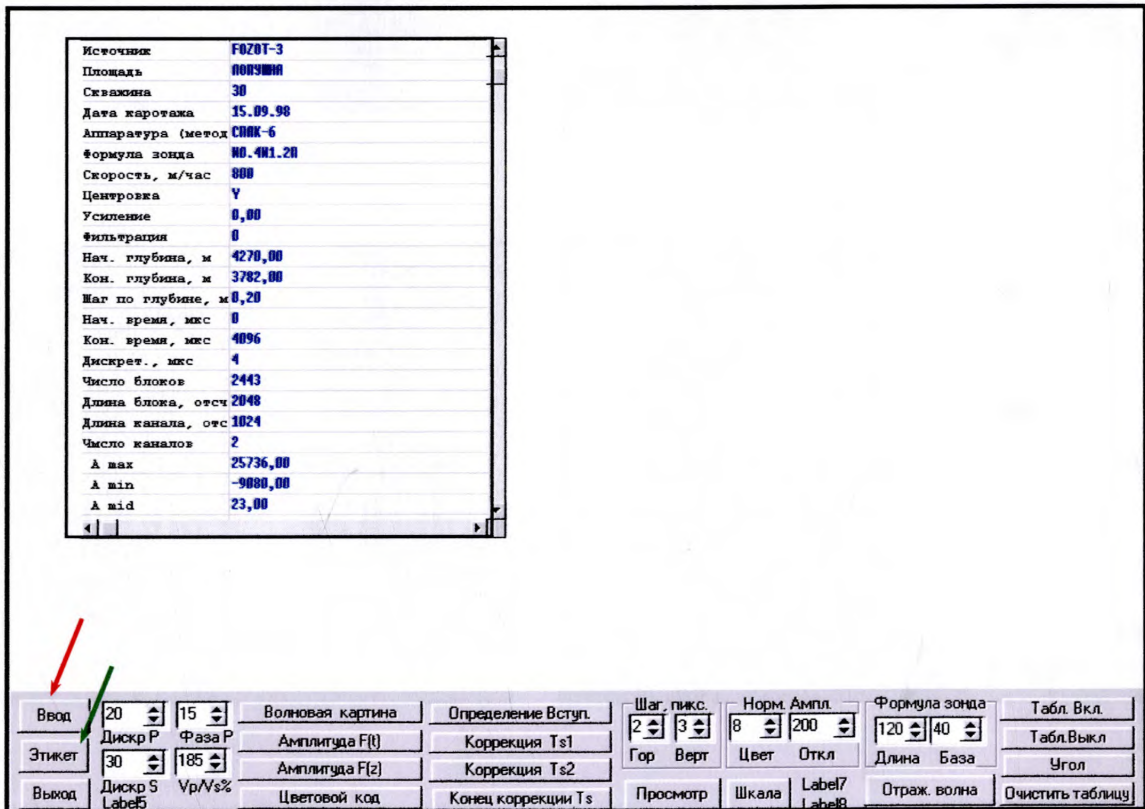
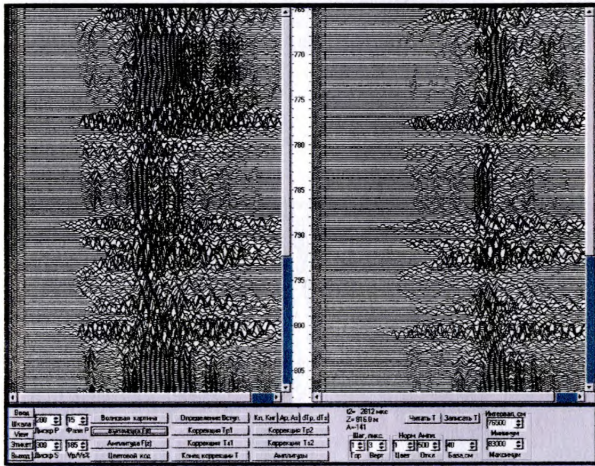
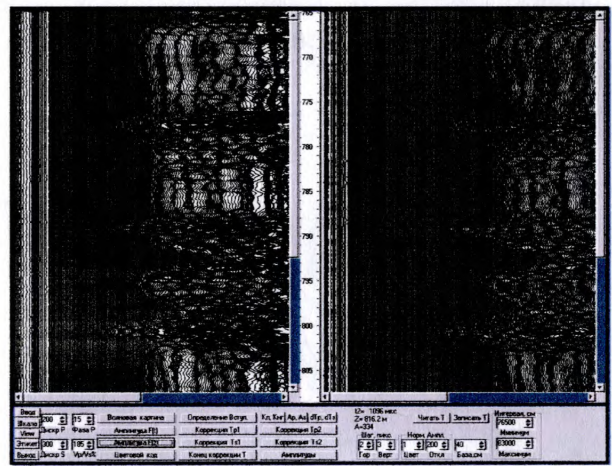


Рис. Б.2 – Головне вікно програми та етикетка АКШ

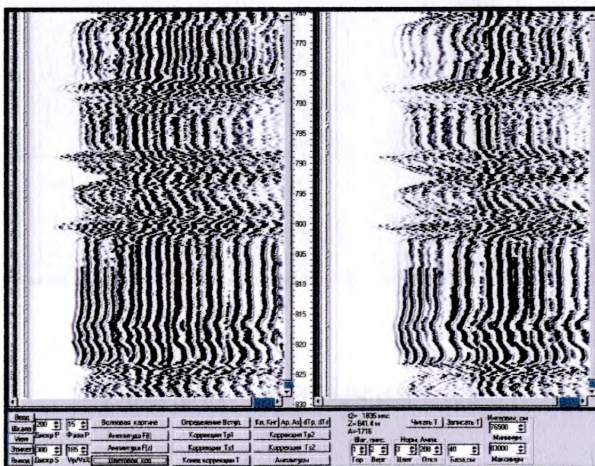
Для представлення хвильових картин АКШ користувач може вибрати одну з модифікацій для найкращого виділення характерних особливостей акустичного поля. У програмі передбачено вивід хвильової картини методом вертикального відхилення трас шляхом натискання кнопки *Амплитуда $F(t)$* (рис. Б.3, а); методом горизонтального відхилення трас при натисканні кнопки *Амплитуда $F(z)$* (рис. Б.3, б); методом змінної щільності кнопкою *Цвetoвoй код* (рис. Б.3, в) та методом кольорового кодування (натискання кнопок *Шкала* та *Цвetoвoй код* (рис. Б.3, г).



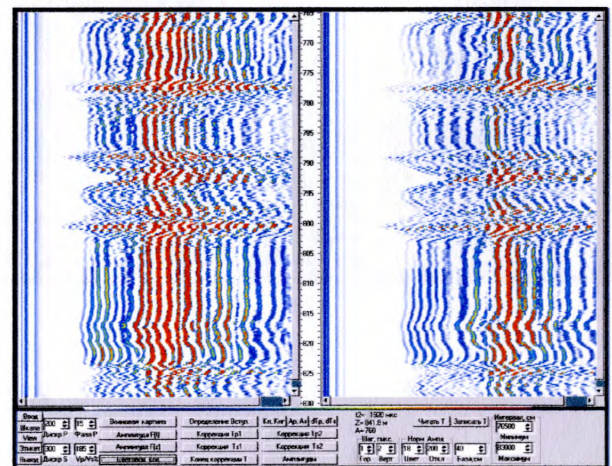
а



б



в



г

Рис. Б.3 – Способи представлення хвильових картин

Для початку кореляції відбитої хвилі необхідно натиснути кнопку *Отраж. волна* на операційній панелі. Після чого одним кліком лівого бутона мишки на хвильовій картині відмітити вступ відбитої хвиль, наступним кроком необхідно “простежити” годограф відбитої хвилі та подвійним кліком відмітити виділену хвилю, при цьому на хвильовій картині з’явиться червона лінія, а на хвилеграмі другого каналу синім кольором будуть виділені траси, сусідні тій, де відмічено вступ відбитої хвилі (рис. Б.4).

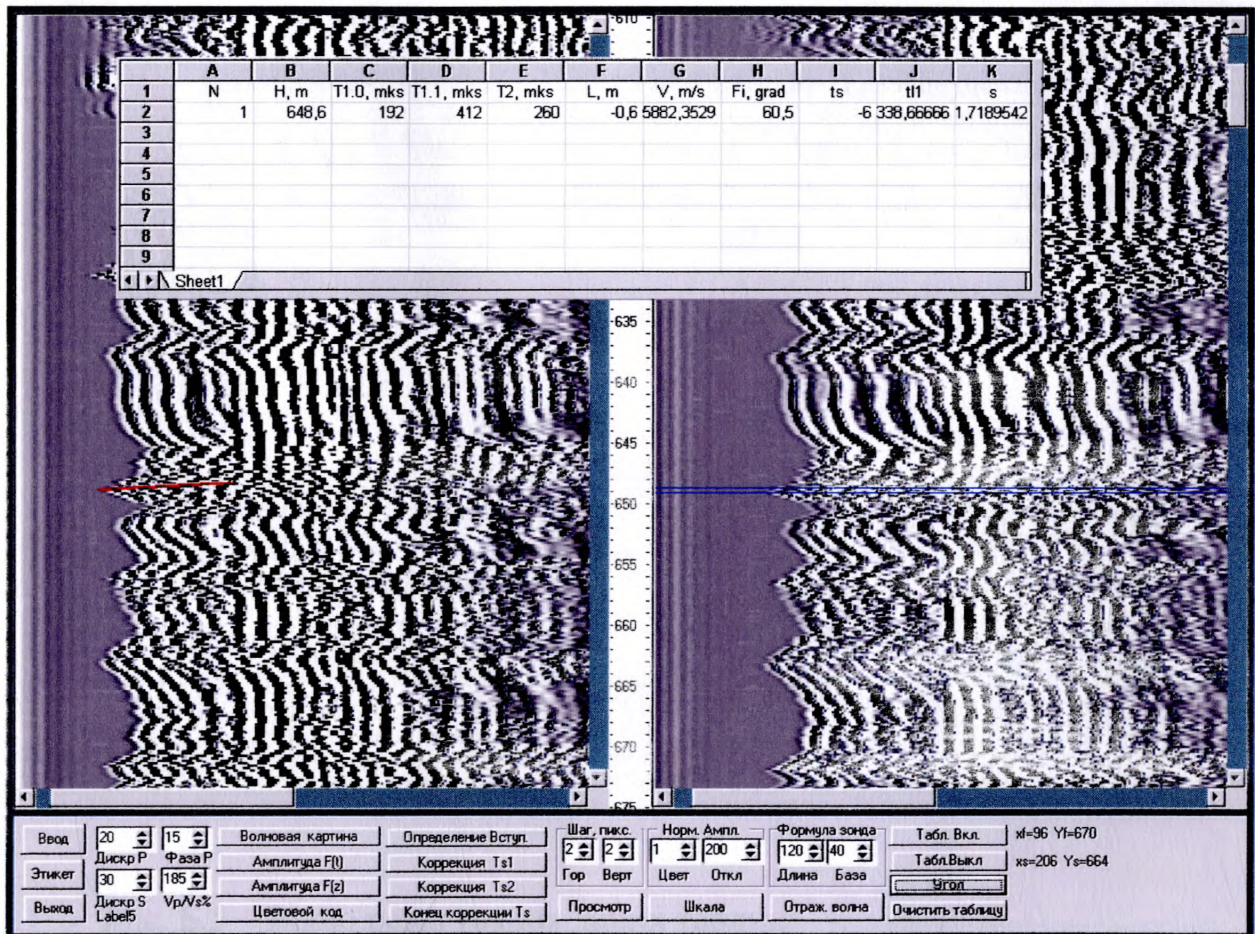


Рис. Б.4 – Виділення відбитих хвиль

При виділенні відбитої хвилі автоматично фіксуються глибинна прив’язка, часи вступу хвилі на першому та другому каналах реєстрації. При натисканні кнопки *Угол* автоматично розраховуються швидкість

розповсюдження пружної хвилі в середовищі, час пробігу хвилі в свердловині, структурний параметр s та кут нахилу границі відбиття. Ці параметри автоматично заносяться в таблицю, яку можна передивитися, натиснувши кнопку *Табл.Вкл*, а при подвійному натисканні правого бутону мишки у вікні таблиці у користувача з'являється можливість редагувати дані, занесені в таблицю (рис. Б.5)

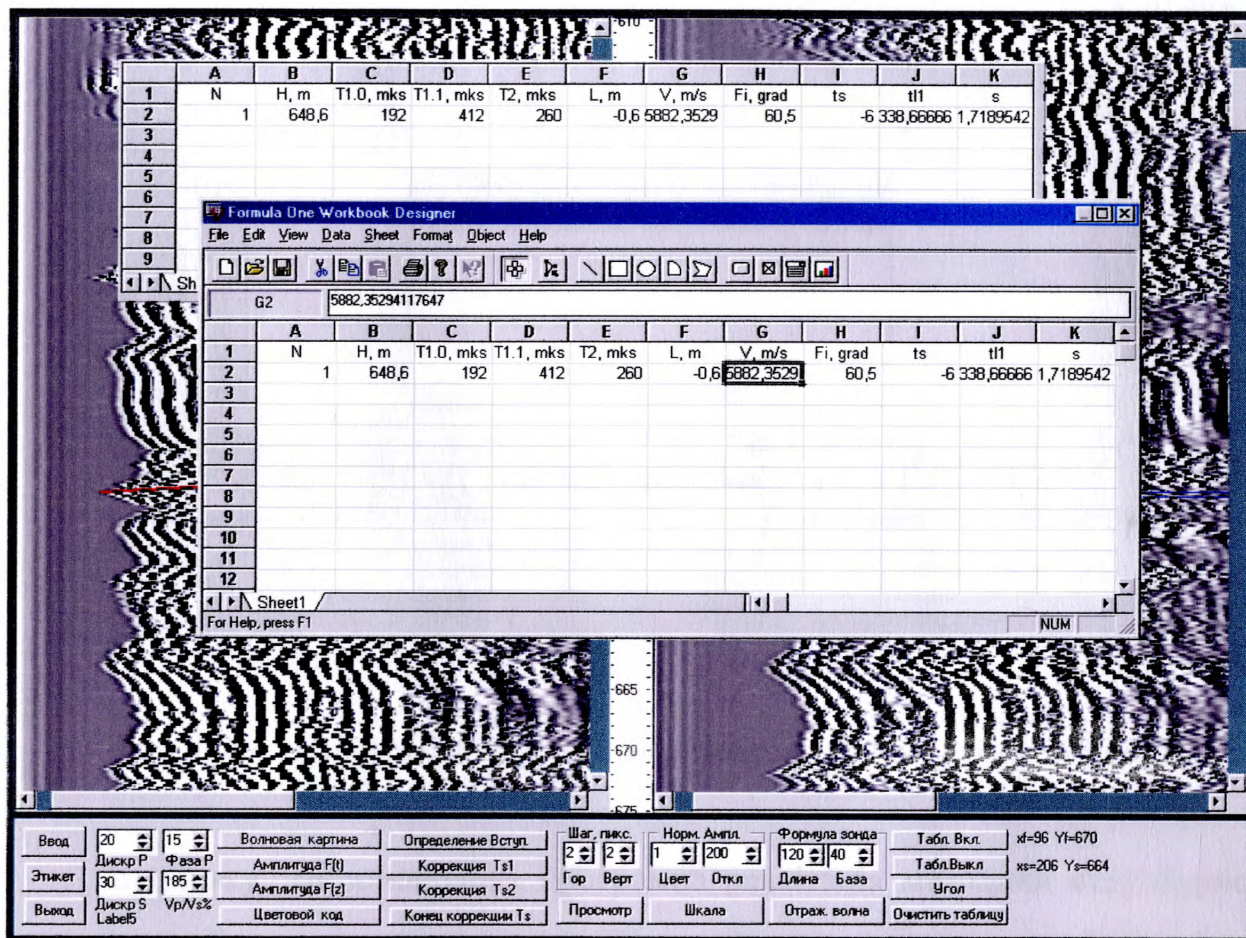


Рис. Б.5 – Вікно редагування даних таблиці

Для збереження результатів інтерпретації користувачеві необхідно зайти у вікно редагування даних таблиці та в опції *File* обрати команду *Write*. В результаті з'явиться ще одне віконечко діалогу збереження файлу (рис. Б.5). Для збереження результатів структурної інтерпретації користувач може

обрати будь-який зручний для подальшої роботи формат із запропонованих типів файлів.

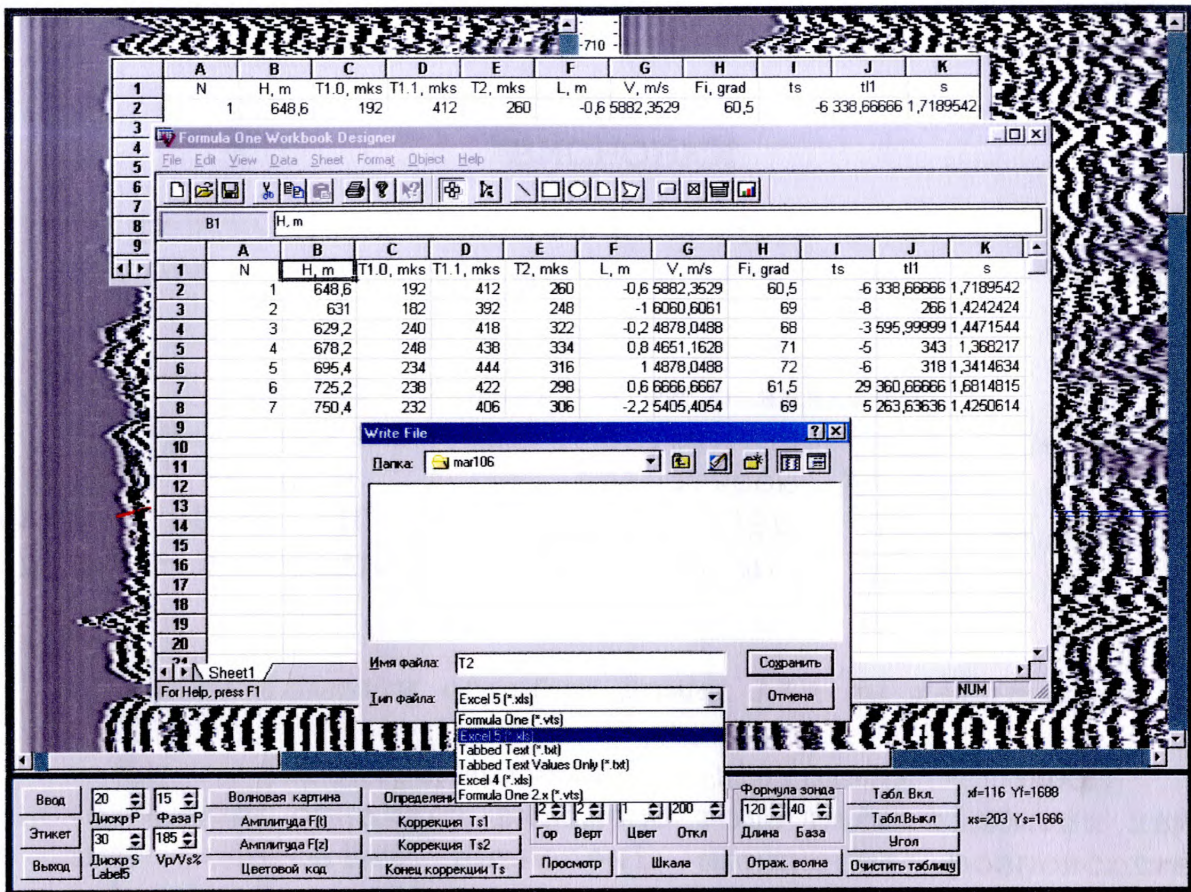


Рис. Б.6 – Діалогове віконечко збереження таблиці даних інтерпретації

В цілому, запропонована програмна реалізація методики структурної інтерпретації хвильових картин АКШ дає змогу в одному циклі візуально виділяти відбиті хвилі, визначати часи вступу цих хвиль та вираховувати кути падіння відбиваючих границь з одночасним занесенням усіх даних в таблицю. Така компактність позбавить геофізиків-інтерпретаторів необхідності виконувати інтерпретацію окремими етапами: виділяти хвилі та визначати часи їхніх вступів, створювати базу вхідних значень, обчислювати проміжні параметри, знаходити за номограмою кути нахилу границь і т.д. Ця програма дає можливість в зручному інтерфейсі оперативно обробляти матеріали АКШ для визначення будови навколосвердловинного простору.

Додаток В

**"Затверджую"**
 Головний геолог ІФЕГДС
О.В. Булмасов
 "14" 05 2001 р.

ВИСНОВКИ

По результатах досліджень методом широкополосного акустичного каротажу (АКШ) в свердловині 3 Підсухів

1. Апаратура та обладнання

Роботи широкополосного акустичного каротажу виконані польовим загonom ІФЕГДС апаратурою АК-АГАТ (формула зонда В0,4В1,2П) в інтервалі 1726 - 1934 м, повторний каротаж - в інтервалі 1895 - 2081 м.

2. Результати обробки даних АКШ по свердловині 3 Підсухів

На фазокореляційних діаграмах (ФКД) за кінематичними ознаками виділено годографи відбитих хвиль. По цих годографах визначені швидкості розповсюдження пружної хвилі в середовищі та кути нахилу відбиваючих границь.

Результати досліджень методом акустичної нахилометрії наведені в таблицях 1,2.

Таблиця 1 - Результати обробки первинного каротажу

Глибина точки запису, м	Глибина перетину границі з свердловиною, м	Швидкість, м/с	Кут нахилу границі, °
1739,2	1737,8	4124	69 (65*)
1745	1743,6	3810	68
1809,7	1808,3	4706	58
1826,6	1826,8	3200	69
1828	1826,6	3636	73
1831,2	1829,8	4000	58
1901,5	1900,1	3333	71 (67*)

Таблиця 2 – Результати обробки повторного каротажу

Глибина точки запису, м	Глибина перетину границі з свердловиною, м	Швидкість, м/с	Кут нахилу границі, °
1896	1894,6	3636	65
1960,5	1959,1	3636	74
1961,5	1960,1	3704	72
1978,5	1977,1	4802	64
1984,5	1984,7	3810	70
1987,7	1987,9	3333	72 (70*)
2044,6	2043,2	3636	65*
2045	2043,6	4210	61 (58*)
2045,5	2044,1	4211	66
2061,3	2059,9	4211	62
2061,7	2060,3	3333	65
2063,5	2062,1	4211	61
2064	2062,6	3478	67

* – розрахунок кута нахилу границі по діаграмі від першого випромінювача

Середнє значення кутів $66,25^\circ$

Середньо-квадратичне відхилення $4,7^\circ$

Точність визначення кутів $\pm 7\%$

Судячи по величинам кутів нахилу відбиваючих границь на момент проведення каротажів свердловина не вийшла за межі підгорнутого крила складки.

Заключення склала
аспірант каф. ПНГГ
ІФДТУНГ

Муц С.Є.

07.05.2001

Результати обробки й інтерпретації даних геофізичних досліджень

Інтервал глибин, м	Площа	Св.	Вік	Подвійний різницевий параметр ГК ($\Delta\gamma$), відн.од.	Відносна амплітуда ПС ($\sigma_{ПС}$), відн.од.	Інтервальний час ΔT , мкс	Коефіцієнт пористості, %					
							Керн	Петрофіз. залежність	Кп АК	Кп АК+ПС	Кп АК+ГК	Кп АК+ГК оператив. інтерпрет.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3001.0-3004.4	Юлівська	1	C _{1s}	0,58	0,24	264	13	15,6	23,00	13,07	14,77	14,56
3034.0-3044.6			C _{1s}	0,48	0,48	256	14	15,2	21,00	13,82	13,70	14,19
2991.8-2993.6			C _{1s}	0,44		252	14,6	14,5	20,00		13,13	13,89
3090.0-3095.0			C _{1s}	0,54	0,76	252	16	13,7	20,00	16,13	12,70	12,99
3495.4-3499.0			C _{1s}	0,26		240	15,4	15,2	17,00		11,86	13,49
3516.4-3518.2			C _{1s}	0,12		214	11,9	10,2	10,50		7,70	9,38
3133-3136.6		2	C _{1s}	0,76	0,18	220	6,3	5	12,00	6,59	6,82	6,82
3164.8-3173.6			C _{1s}	0,09	0,82	260	22,2	20,5	22,00	18,64	18,81	20,18
3154.8-3158.6		4	C _{1s}	0,6		226	7,7	7,2	13,50		7,99	8,44
3176.0-3182.6			C _{1s}	0,58		230	8,6	8,9	14,50		8,70	9,18
3250.8-3260.			C _{1s}	0,06	0,91	264	20	21,5	23,00	21,10	20,62	21,70
3637.4-3639.4			C _{1s}	0,06		220	14,2	14,3	12,00		10,00	11,32
3673.8-3676.6			C _{1s}	0,01		238	15,9	15,7	16,50		16,03	16,34
3681.0-3682.2			C _{1s}	0,11		244	15,9	16,5	18,00		14,59	16,22
3144.0-3149.4		6	C _{1s}	0,37		254	15	15,2	20,50		13,90	14,96
3013.0-3020.4		7	C _{1s}	0,25	0,35	248	15,4	15	19,00	11,52	13,60	15,20
3043.0-3047.6			C _{1s}	0,33	0,31	252	18,2	16,2	20,00	11,83	13,77	15,04
3106.6-3114.6			C _{1s}	0	0,65	266	21,4	21,3	23,50	17,41	23,50	23,50
3566.8-3570.2			C _{1v}	0		266	20,3	19,8	24,00		24,00	24,00
3575.8-3577.4			C _{1v}	0,07		230	12,8	13,9	15,00		12,61	14,02
3620.0-3624.8			C _{1v}	0,29		208	8,4	8,2	9,50		5,92	7,36
3128.2-3137.0		8	C _{1s}	0		280	24	24	27,00	13,50	27,00	27,00
3168.0-3173.2			C _{1s}	0,02	0,83	274	20,6	22,5	25,50	21,79	24,57	25,00
3067.6-3078,8		9	C _{1s}	0,07	0,6	260	18,1	19,8	22,00	15,71	19,34	20,56

Продовження таблиці Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3098,8-3102,0			C _{1s}	0,16	0,31	276	24	22,2	26,00	15,38	21,05	22,41
3534,8-3537,4			C _{1v}	0,06		260	20,1	20,4	22,50		20,13	21,23
3541,4-3545,0			C _{1v}	0		250	20,6	18,7	20,00		20,00	20,00
3590,8-3594,8			C _{1v}	0,09		222	11,2	11,6	13,00		10,34	11,93
3614,8-3612,2	11		C _{1v}	0,16		210	10,2	8,8	10,00		6,92	8,62
3660,8-3665,0			C _{1v}	0,49		220	9,5	11,3	12,50		7,52	8,39
3210,0-3222,0	12		C _{1s}	0,08	1	252	21,5	18,4	20,00	20,00	17,14	18,52
3232,4-3248,0			C _{1s}	0,19	0,95	268	24	21,8	24,00	22,86	18,70	20,17
3761,2-3763,4			C _{1v}	0,16		224	13,7	11,9	13,50		9,84	11,64
3826,4-3829,8			C _{1v}	0,13		222	12	11,6	13,00		9,75	11,50
3167,0-3175,6	14		C _{1s}	0,03	0,84	280	21	23,8	27,00	23,28	25,65	26,21
3221,0-3250,0			C _{1s}	0,06	0,66	252	16	18,5	20,00	14,93	17,69	18,87
3620,0-3627,4			C _{1v}	0		220	13,5	11,7	12,50		12,50	12,50
3637,0-3638,2			C _{1v}	0,16		216	14,4	10,3	11,50		8,15	9,91
3201,4-3212,0	15		C _{1s}	0,57	0,34	252	13,5	13,2	20,00	12,05	12,60	12,74
3761,2-3763,0			C _{1v}	0,09		212	9,9	9,5	10,50		8,08	9,63
3773,8-3777,6			C _{1v}	0,14		223	14,5	12,8	13,25		9,85	11,62
3779,2-3783,8			C _{1v}	0,1		234	13,8	14,5	16,00		12,92	14,55
3800,0-3806,4			C _{1v}	0,05		232	16	14,3	15,50		13,61	14,76
3236,8-3244,0	16		C _{1s}	0,58	0,38	244	12,2	11,8	18,00	11,11	11,13	11,39
3089,8-3099,6	22		C _{1s}	0,04	0,83	294	24,1	26,5	30,50	26,07	28,73	29,33
3102,0-3105,2			C _{1s}	0,37	0,33	240	14,2	13	17,00	10,18	11,18	12,41
3571,2-3574,8			C _{1v}	0,06	0,68	224	15	12,3	13,50	10,23	11,42	12,74
3623,0-3626,0			C _{1v}	0	0,52	206	8	8,5	9,00	6,08	9,00	9,00
3141,4-3147,6	23		C _{1s}	0,07	0,7	308	23,5	28,1	34,00	26,15	31,10	31,78
3147,6-3149,0			C _{1s}	0,07	0,55	248	18,2	17,5	19,00	13,10	16,44	17,76
3622,8-3625,2			C _{1v}	0,1		240	12,9	15,7	17,50		14,32	15,91
3141,6-3145,6	24		C _{1s}	0,72	0,91	270	14,5	15,3	24,50	22,48	15,36	14,24
3150,6-3157,2			C _{1s}	0,71	0,91	260	14,5	13,4	22,00	20,18	13,60	12,87
3688,0-3690,4			C _{1v}	0,13		212	9,8	9,2	10,50		7,60	9,29
3322,8-3325,2	1	Караванівська	C _{1s}	0,18	0,27	244	15,5	15,7	18,00	10,40	13,50	15,25
3797,6-3801,2			C _{1v}	0,21		210	8,6	9,5	10,00		6,61	8,26
3317,0-3320,0	2		C _{1s}	0,22	0,71	246	14,8	15,6	18,50	14,34	13,48	15,16

Продовження таблиці Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3918,8-3924,6			C _{IV}	0,3		198	6,2	5,5	7,00		4,16	5,38
4000,2-4001,8			C _{IV}	0,46		238	15	14,5	17,00		10,79	11,64
4886,0-4890,8	Степова	34	C _{IS}	0,06		222	12,2	12,2	12,50		10,47	11,79
4901,2-4907,2			C _{IS}	0,06		216	11	10,9	11,00		9,06	10,38
4909,8-4917,8		51	C _{IS}	0,13		200	6,1	6,7	7,00		4,73	6,19
4946,6-4950,0			C _{IS}	0,03		215	10,9	11	10,75		9,58	10,44
4959,4-4966,4			C _{IS}	0		218	11,7	11,9	11,50		11,50	11,50
4966,4-4971,0			C _{IS}	0,08		220	11,7	11,6	12,00		9,60	11,11
4971,0-4977,8			C _{IS}	0,01		224	12,2	13,2	13,00		12,54	12,87
4972,8-4978,8			C _{IS}	0,01		224	12,2	13,2	13,00		12,54	12,87
4981,6-4987,0			C _{IS}	0,07		204	9,8	8	8,00		6,13	7,48
4869,6-4877,4		52	C _{IS}	0,15		224	11,2	13,2	13,00		9,52	11,30
4915,2-4921,8			C _{IS}	0,04		216	11,7	11,1	11,00		9,53	10,58
4941,6-4947,0			C _{IS}	0,02		210	8,9	10	9,50		8,67	9,31
4946,2-4957,0			C _{IS}	0		218	11,5	11,9	11,50		11,50	11,50
4968,6-4971,0			C _{IS}	0		215	11,2	11,3	10,75		10,75	10,75
4910,0-4917,0		53	C _{IS}	0,1		205	9,3	8,1	8,25		5,99	7,50
4941,2-4946,4			C _{IS}	0,05		219	13,7	11,7	11,75		10,00	11,19
4932,6-4939,4		61	C _{IS}	0,11		214	8,5	10	10,50		7,81	9,46
4939,4-4947,0			C _{IS}	0,07		215	10,6	10,6	10,75		8,63	10,05
4942,0-4947,8			C _{IS}	0,06		218	9,6	11,4	11,50		9,53	10,85
4956,4-4961,2			C _{IS}	0,04		207	7,8	9,1	8,75		7,38	8,41
4933,6-4947,0		63	C _{IS}	0,06		218	11,4	11,4	11,50		9,53	10,85
4969,2-4977,0			C _{IS}	0,07		225	11,7	12,8	13,25		10,96	12,38
2955,0-2959,0	Безлюдівська	2	C _{IS}	0,1		250	18,2	17,7	19,50		16,19	17,73
3024,0-3029,2			C _{IS}	0,37		220	15	14	12,00		7,47	8,76
3547,8-3550,0		6	C _{IV}	0		188	5,6	4,5	4,50		4,50	4,50
5365,2-5370,8	Коломаківська	1	C _{IS}	0,1		210	12,4	10,3	10,50		7,94	9,55
5474,4-5480			C _{IS}	0,12		216	10,1	11,5	12,00		9,00	10,71
5502,0-5504			C _{IS}	0,17		208	8,9	9,2	10,00		6,85	8,55
5610,0-5613,0			C _{IS}	0,35		196	3,7	4	7,00		4,08	5,19
5624,4-5627,0			C _{IS}	0		210	10,4	11,3	10,50		10,50	10,50
5629,6-5633,2			C _{IS}	0,1		200	7	8	8,00		5,78	7,27

Закінчення таблиці Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5498,0-5501,0			C _{1s}	0,09		190	5,5	5,9	5,50		3,79	5,05
5502-5504			C _{1s}	0		194	6,7	7,7	6,50		6,50	6,50
5504,0-5505,8			C _{1s}	0		200	9,4	9,1	8,00		8,00	8,00
973,4-975	Кружилівська	3M	C _{2m}	0,36	0,79	284	20,2	20,7	23,50	19,42	16,30	17,28
989,6-990,4		4M	C _{2m}	0,36	0,45	276	15	15	21,50	13,87	14,7	15,81
894-896			C _{2m}	0,67	0,43	286	17,7	15,6	24,00	15,29	15,16	14,37
895,6-896,8		19C	C _{2m}	0,47	0,56	280	18,9	17,5	22,50	15,63	14,89	15,31
801,2-803,6			C _{2m}	0,51	0,54	280	16,8	17	22,50	15,41	14,69	14,90
805,2-808,0			C _{2m}	0,56	0,73	280	19,6	19,7	22,50	17,72	14,47	14,42
824,4-827,0		20C	C _{2m}	0,36	0,8	288	21	20,9	24,50	20,42	17,21	18,01
629,6-632,4		27C	C _{2m}	0,5	0,53	290	18	17,1	25,00	17,01	16,67	16,67
796,8-799,0			C _{2m}	0,28	0,72	300	20,9	20,1	27,50	21,48	20,56	21,48
799,6-802,2			C _{2m}	0,24	1	300	25,9	24,1	27,50	27,50	21,09	22,18
856,4-861,6		37C	C _{2m}	0,5	0,38	286	15,7	14,9	24,00	14,81	15,89	16,00
881,0-883,6			C _{2m}	0,33	0,43	280	15,8	15,5	22,50	14,33	15,81	16,92
916,0-917,8			C _{2m}	0,33	0,54	280	17	17	22,50	15,41	15,81	16,92
968,0-970,8			C _{2m}	0,35	0,69	276	17,4	18,9	21,50	16,41	14,84	15,93
971,2-976,8			C _{2m}	0,36	0,76	280	18,5	20,1	22,50	18,15	15,58	16,54
1043,4-1046,0			C _{2m}	0,44	0,19	256	11	11,4	16,50	9,12	10,50	11,46
2089-2095,6	Максальська		C _{2m}	0,18	0,96	276	19,1	19,2	21,50	20,67	16,50	18,22
2045,6-2055,6			C _{2m}	0	1	290	21,4	21,8	25,00	25,00	25,00	25,00
1868,4-1878,4			C _{2m}	0,19	1	274	19,5	19	21,00	21,00	16,01	17,65
1678,6-1687,0		60K	C _{2b}	0,54	0,28	272	11,6	11,5	23,00	13,37	14,94	14,94
1325,6-1337,8		62K	C _{2b}	0,38	0,82	283	16,5	19	25,75	21,82	18,08	18,66
1337,8-1343,6			C _{2b}	0,44	0,8	270	15,4	17	22,50	18,75	15,06	15,63
1209,2-1212,8		9C	C _{2b}	0,28	0,92	276	19,3	19,3	24,00	22,22	17,54	18,78
1222,4-1225,8			C _{2b}	0	0,83	264	17,5	17,5	21,00	17,95	21,00	21,00
1413,4-1416,8		27C	C _{2b}	0,32	0,69	265	15	16,1	21,25	16,22	14,87	16,10
1416,8-1420,4			C _{2b}	0,34	0,71	246	13,7	14	16,50	12,79	10,95	12,31
1422,0-1428,0			C _{2b}	0,35	0,54	244	12,5	13	16,00	10,96	10,51	11,85